

ВВЕДЕНИЕ

Профессия: Слесарь по ремонту технологического оборудования.
Данная квалификационная характеристика составлена на основе положений трудового кодекса РФ, инструкций по ТБ и эксплуатации оборудования; положения о внутреннем трудовом распорядке для слесаря по ремонту технологического оборудования 4 и 5 разряда

1. Общие положения

На должность слесаря по ремонту технологических установок 4 и 5 разряда назначается лицо, имеющее соответствующее образование по специальности без предъявления требований к стажу работы по профессии.

1. Слесарь по ремонту технологических установок 4 и 5 разряда принимается на работу и увольняется на основании приказа генерального директора в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации по представлению главного механика.

2. Слесарь по ремонту технологических установок 4 и 5 разряда административно подчиняется мастеру РМУ, оперативно руководителю работ, механику, диспетчеру завода.

3. Слесарь по ремонту технологических установок 4 и 5 разряда в своей работе должен **руководствоваться:**

- законодательными и нормативно правовыми актами, методическими материалами по виду деятельности;
- регламентами;
- постановлениями, распоряжениями, приказами, методическими и нормативными материалами, настоящей должностной инструкцией;
- правилами и нормами охраны труда и промышленной безопасности, производственной санитарии и противопожарной защиты;
- другой научно-технической документацией (НТД) согласно перечню, утвержденному главным инженером для службы РМУ.

4. Слесарь по ремонту технологических установок 4 и 5 разряда должен **знать:**

- все распоряжения и приказы администрации, инструкции касающиеся выполнения его обязанностей;
- правила безопасного проведения и перечень документов, оформляемых при производстве ремонтных работ;
- технические условия на ремонт, испытание и сдачу ремонтируемого оборудования, основы ППР, систему допусков и посадок, качеств и параметров шероховатости;
- способы очистки цистерн, резервуаров, эстакад, емкостей от остатков нефти, нефтепродуктов и грязи;
- устройство грузоподъемных механизмов, правила пользования ими, основы такелажного дела;

- способы определения преждевременного износа деталей. Способы восстановления изношенных деталей.
- статическую и динамическую балансировку машин.
- правила проверки отремонтированных и собранных узлов и аппаратов;
- общий технологический процесс;
- назначение и принцип работы приборов КИПиА;
- типы оборудования, устройство и назначение технологического оборудования цехов, участков;
- правила технической эксплуатации обслуживаемого оборудования;
- правила эксплуатации трубопроводов;
- инструкции по ПБ и ОТ;
- свойства используемых в производстве материалов;
- физические и химические свойства нефти, нефтепродуктов, реагентов и газов;
- план ликвидации аварийных ситуаций.

2. Должностные обязанности

Слесарь по ремонту технологических установок 4 и 5 разряда **обязан:**

- 2.1. Выполнять разборку, ремонт, сборку, регулировку, испытание особо сложных установок, аппаратов, трубопроводов, арматуры с использованием грузоподъемных механизмов и сдача оборудование после ремонта в эксплуатацию. Слесарную обработку деталей и узлов по 7-10 квалитетам (2-3 классам точности).
- 2.2. Выполнять промывку, чистку, смазку деталей.
- 2.3. Делать правку, опиловку, нарезание резьбы на трубопроводах.
- 2.4. Изготавливать приспособления для разборки, сборки и монтажа ремонтируемого оборудования.
- 2.5. Выполнять разборку и сборку обвязки аппаратов, насосов, компрессоров.
- 2.6. Делать снятие и установку рабочих и контрольных предохранительных клапанов с емкостного оборудования и колонн.
- 2.7. Подготовить оборудование к техническому освидетельствованию и освидетельствование этого оборудования.
- 2.8. Выполнять строповки грузов (при условии наличия удостоверения о прохождении обучения по данному виду работ и сдачи экзамена на право выполнения данного вида работ).
- 2.9. Выполнять работы с применением пневматических, электрических инструментов и на сверлильных, точильных станках.
- 2.10. Шабрить детали с помощью ручного и механизированного инструмента.
- 2.11. Выполнять разборку, сборку и уплотнение фланцевых, муфтовых соединений.

2.12. Выполнять разборку, сборку и уплотнение затворной, регулирующей и предохранительной арматуры.

2.13. Выполнять такелажные работы при перемещении грузов с помощью простых грузоподъемных механизмов, управляемых с пола, подъемно-транспортных механизмов и специальных приспособлений (при условии наличия удостоверения о прохождении обучения по данному виду работ и сдачи экзамена на право выполнения данного вида работ).

2.14. Выполнять разметку, ремонт, сборку узлов и оборудования в условиях напряженной и плотной посадок.

2.15. Соблюдать Правила внутреннего трудового распорядка и производственной дисциплины.

2.16. Поддерживать чистоту рабочего места при проведении работ.

2.17. Выполнять указания непосредственного руководителя работ.

2.18. Не допускать присутствия на рабочем месте посторонних лиц.

2.19. Участвовать в деятельности аварийно-спасательных формирований согласно Приказу «О создании нештатных аварийно-спасательных формирований на предприятии»

2.20. Выполнять обязанности по ГО и ЧС.

2.21. Соблюдать нормы и правила по ОТ, промышленной и пожарной безопасности.

3. Права

Слесарь по ремонту технологических установок 5 разряда **имеет право:**

3.1. Вносить предложения руководству по вопросам улучшения деятельности организаций и условий труда рабочего места, участка, цеха, завода и т.д.

3.2. Пользоваться информационными материалами и нормативно правовыми документами, необходимыми для исполнения.

3.3. На социальные гарантии, льготы и компенсации, представленные коллективным договором предприятия.

3.4. Пользоваться всеми трудовыми правами в соответствии с Трудовым кодексом Российской Федерации.

4. Ответственность

Слесарь по ремонту технологических установок 4 и 5 разряда **несет ответственность:**

4.1. За ненадлежащее исполнение или неисполнение своих должностных обязанностей, предусмотренных настоящей должностной инструкцией в соответствии с действующим законодательством РФ.

4.2. За несоблюдение правил по ПБ и ОТ.

ГЛАВА 1. КЛАССИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ, НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ И ХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Современная химическая, нефтехимическая нефтегазоперерабатывающая промышленности насчитывают множество производств, включающих самое разнообразное оборудование, как по назначению, так и по конструктивному оформлению. Все процессы, осуществляющие на этих производствах, в зависимости от основных законов, объединяющих их, можно подразделить на следующие группы:

- гидромеханические процессы (перемещение жидкостей и газов, разделение жидких и газовых неоднородных систем, перемешивание жидкостей);
- тепловые процессы (нагревание, испарение, конденсация паров и их охлаждение, выпаривание);
- массообменные процессы (перегонка, ректификация, абсорбция, адсорбция, экстракция, кристаллизация и сушка);
- химические процессы (объединены законами химической кинетики и включают разнообразие химических реакций);
- механические процессы (измельчение, транспортирование, классификация и смешение твердых веществ).

Все перечисленные процессы протекают в соответствующих аппаратах и машинах, конструкция которых определяется наиболее целесообразным способом и конкретными условиями осуществления данного процесса.

Проведение гидромеханических процессов обеспечивается насосами, компрессорными машинами, отстойниками, фильтрами, мешалками, центрифугами и другими машинами и аппаратами.

Для осуществления тепловых процессов применяют теплообменные аппараты различных конструкций, трубчатые печи.

Для массообменных процессов применяют главным образом колонные аппараты: ректификационные колонны, абсорберы, десорберы, экстракторы и т.д.;

Химические процессы протекают в реакционных аппаратах различных конструкций - реакторах;

Механические процессы осуществляются в дробилках, мельницах, классификаторах и дозаторах твердых материалов.

1.1. Система планово-предупредительного ремонта

Системой планово-предупредительного ремонта (ППР) называется совокупность организационных и технических мероприятий по уходу, надзору, обслуживанию и ремонту оборудования, проводимых профилактически по заранее составленному плану для обеспечения безотказной работы оборудования.

Цели ППР:

- 1) предупреждение преждевременного износа оборудования и поддержание его в работоспособном состоянии;
- 2) предупреждение аварий оборудования;
- 3) возможность выполнения ремонтных работ по плану, согласованному с планом производства;
- 4) своевременная подготовка запчастей, материалов и рабочей силы и минимальный простой оборудования в ремонте.

В целом система ППР служит для поддержания оборудования в исправном состоянии, т.е. она должна обеспечить путем плановых ремонтов работоспособность оборудования при сохранении его высокой производительности; позволяет создать равномерную загрузку ремонтных бригад, повысить качество ремонтов и снизить расходы на ремонт.

ППР проводится периодически в плановом порядке через определенное количество часов непрерывной работы. При составлении плана ремонта учитывается межремонтный цикл для данного вида оборудования.

Межремонтным циклом называется время работы между двумя капитальными ремонтами. Для вновь установленного оборудования межремонтным циклом будет период от начала ввода его в эксплуатацию до первого капитального ремонта.

Кроме межремонтного цикла используется понятие межремонтного периода. **Межремонтный период** - это время между двумя ремонтами любой категории.

Структура ремонтного цикла - это чередование ремонтов в определенной последовательности и через определенные промежутки времени.

Система ППР предусматривает следующие виды обслуживания и ремонтов: техническое (межремонтное) обслуживание; плановое техническое обслуживание; текущий ремонт; средний ремонт; капитальный ремонт; внеплановый ремонт.

Техническое (межремонтное) обслуживание предусматривает повседневный уход за аппаратами и машинами и сводится к соблюдению правил эксплуатации, организации контроля за состоянием машин и аппаратов и носит профилактический характер.

В межремонтное обслуживание входят следующие мероприятия:

- 1) содержание машин и аппаратов в чистоте;
- 2) смазка трущихся частей машин и аппаратов, проверка исправности смазочных устройств и маслопроводов;
- 3) наблюдение за состоянием подшипников, фланцев, люков, патрубков, ограждений, вращающихся частей и других сборочных единиц;
- 4) проверка зазоров в местах сопряжения деталей;
- 5) состояния крепежных деталей, шпоночных и клиновых соединений;
- 6) проверка действия тормозов аварийного выключения;

- 7) наблюдение за натяжением и состоянием ремонтных и цепных передач и тросов;
- 8) наблюдение за системами охлаждения и нагрева;
- 9) проверка наличия и исправности защитных ограждений;
- 10) проведение простейших ремонтных работ по устранению простейших дефектов.

Межремонтное обслуживание осуществляется производственным и дежурным ремонтным персоналом в соответствии с должностными инструкциями и играет большую роль в обеспечении безотказной работы оборудования, так как примерно половина всех отказов оборудования происходит из-за несоблюдения правил эксплуатации.

Плановое техническое обслуживание предусматривает проверку состояния изнашивающихся деталей и сборочных единиц, проводимое перед текущим и капитальным ремонтами, а также в середине каждого межремонтного периода без разборки или с разборкой машин и аппаратов.

При осмотре без разборки проверяется правильность действия сборочных единиц и прочность крепления ответственных деталей. Эти осмотры проводятся в нерабочее время или в период вынужденных простоев оборудования.

При осмотре с разборкой проверяются наиболее ответственные сборочные единицы; при этом выявляются действительные размеры износа, измеряются зазоры и т. п.

Периодические плановые осмотры выполняются ремонтным персоналом. При осмотре ответственных аппаратов необходимо присутствие механика цеха.

Текущий ремонт выполняется с разборкой отдельных сборочных единиц и включает следующие операции:

- 1) промывку машин или аппаратов с заменой смазки;
- 2) регулировку сборочных единиц, подверженных наибольшему износу и несущих большие нагрузки;
- 3) разборку узлов с последующей заменой и ремонтом деталей, срок службы которых соответствует длительности одного межремонтного периода;
- 4) сборку и проверку отремонтированных сборочных единиц;
- 5) ремонт футеровок и антикоррозионных покрытий;
- 6) проведение работ, общих для периодических осмотров.

Текущие ремонты проводятся в нерабочие смены, а при непрерывной работе - в плановые дни, выделенные для этого вида ремонта.

Результаты текущего ремонта, выявленные дефекты и работы по их устранению заносятся в ремонтную карту.

Средний ремонт. По мере увеличения износа деталей возрастает объем очередного ремонта. В состав среднего ремонта входит:

- 1) выполнение работ, предусмотренных текущим ремонтом;
- 2) ремонт и замена крупных деталей с сборочных единиц;
- 3) замена вкладышей подшипников, втулок, шестерен зубчатых передач;
- 4) выверка и регулировка всех сборочных единиц и комплексов;
- 5) освидетельствование аппаратов, работающих под давлением, и сдача их инспекции Госгортехнадзора;
- 6) испытание и окраска.

Текущий и средний ремонты должны обеспечить нормальную работу оборудования до очередной замены основных деталей, установленных в период между капитальными ремонтами.

Капитальный ремонт характеризуется одновременной сменой большого количества деталей, сборочных единиц и комплексов. При капитальном ремонте оборудование полностью восстанавливается, а его эксплуатационные характеристики доводятся до соответствия техническим условиям на новое или отремонтированное оборудование.

В состав капитального ремонта входят:

- 1) текущий и средний ремонты;
- 2) полная разборка и промывка всей машины или аппарата;
- 3) ремонт или замена изношенных деталей, сборочных единиц и комплексов;
- 4) шабровка направляющих, регулировка и выверка всех координат машины или аппарата до установленных технической документацией норм точности;
- 5) проверка фундаментов и станин;
- 6) сборка машины или аппарата с проверкой качества сборки;
- 7) проверка машины или аппарата вхолостую и под нагрузкой.

В капитальный ремонт могут быть включены работы по модернизации машины или аппарата.

По окончании капитального ремонта машина или аппарат сдается по акту комиссии в составе главного механика, инженера отдела технического надзора, инженера по технике безопасности, начальника производства.

Внеплановый ремонт. При аварии машины или аппарата составляется акт о содержании и причинах аварии с указанием ее виновников и перечислением мер к ее ликвидации. Аварийный ремонт выполняется как срочная внеплановая работа.

Нормативы для планирования ремонта включают длительность межремонтного периода, нормы времени на проведение ремонтных работ, простоя оборудования в ремонте, нормы расхода запчастей и материалов на ремонт, перечень ремонтных единиц и категорий сложности ремонта. Нормативы разрабатываются в НИИхиммаше, для примера приведены в табл. 1.1, взятые из системы ППР.

Нормативы для планирования ремонта

Оборудование	Время работы между ремонтами, ч			Время простоев при ремонте, ч			Затраты на ремонт, чел-ч.		
	КК	СС	ТТ	КК	СС	ТТ	КК	СС	ТТ
Насос центробежный 6КХ- 11	88640	22880	7720	1192	772	224	2250	1120	440
Полимеризатор D = 2,2 м, P = 1,6 МПа	443200	44320	7720	3360	1120	112	1192	996	119

где К - капитальный ремонт;

С - средний ремонт;

Т - текущий ремонт.

Ремонтные нормативы состоят из трех разделов: первый из них содержит нормативы на ремонт общего оборудования, другие разделы содержат нормативы на ремонт специального оборудования.

Нормативами определяется структура ремонтного цикла. *Для первой категории* машин и аппаратов, к которым относятся насосы, вентиляторы, емкости, подогреватели, трубопроводы для воды, пара, газа и технологических продуктов *структура ремонтного цикла* отвечает схеме:

С - Т - Т - Т - Т - Т - С

Для машин и аппаратов *второй категории* (средней сложности), к которой относятся теплообменная и колонная аппаратура и др., *структура ремонтного цикла* соответствует схеме:

- межремонтный период

| ← -----> |

К - Т - Т - Т - Т - . . . - Т - К

- ремонтный цикл

| ← -----> |

Для сложных машин и аппаратов, к которым относятся насосы высокого давления, компрессоры, центрифуги, сушильные барабаны и др. *структура межремонтного цикла* представляется схемой:

К - Т - Т - . . . - С - Т - . . . - Т - С - . . . - Т - К

Время простоя оборудования в ремонте складывается из периодов проведения подготовительных, ремонтных и заключительных (послеремонтных) работ. В подготовительные работы входят остановка оборудования, удаление продукта, продувки, промывки, пропарки и т. п.

Продолжительность **ремонтных работ** включает время для проведения одного ремонта и время для испытания на прочность, плотность и обкатку оборудования на холостом ходу. **Заключительные работы** - рабочая обкатка оборудования и вывод его на эксплуатационный режим.

Трудоемкость ремонта представляет собой затраты труда на проведение одного ремонта и рассчитывается с учетом сложности и конструктивной особенности оборудования. Трудоемкость ремонта принято оценивать категорией трудности, которая определяется путем сравнения трудоемкости ремонта данной единицы оборудования с эталоном и может выражаться в абсолютных единицах (человеко-часах) или в относительных величинах. В нефтепереработке и нефтехимии за эталон принята трудоемкость капитального ремонта насоса 2К-6, которая составляет 10 чел-ч. При относительной оценке трудоемкость ремонта какого-либо вида оборудования также принимается за эталон. Эта величина называется также условной и соответствует примерно 40-55 нормо-часам.

Планирование ремонтов. Основными документами при планировании ремонтов являются:

- 1) установленные ремонтные нормативы;
- 2) нормы периодичности освидетельствования и испытания аппаратов;
- 3) годовой график планово-предупредительных ремонтов оборудования;
- 4) месячный план-график-отчет ремонта оборудования;
- 5) обеспечения выполнения установленной товарной продукции;
- 6) взаимосвязи технологических установок на предприятии;
- 7) возможности ремонтной службы предприятия, подрядных ремонтных и строительных организаций.

На основании установленных нормативов и результатов эксплуатации в предыдущем периоде, механиком и начальником цеха составляется проект **годового плана-графика ремонта** оборудования цеха, который представляется на согласование в отдел главного механика (ОГМ), в отдел главного энергетика (ОГЭ), в производственно-технический отдел (ПТО) и после согласования график утверждается гл. инженером до 15 ноября года, предшествующего планируемому, и является основным документом для проведения ремонтов.

Службой главного механика завода составляются сводные планы-графики.

На основании утвержденных годовых планов-графиков при необходимости составляются месячные графики ремонта с учетом технического состояния и отработанных часов оборудования. Месячные графики составляются не позднее 25-го числа предшествующего планируемому месяца.

Отступления от графика ремонта допускается после осмотра и проверки технического состояния оборудования комиссией под руководством главного инженера и оформляется актом.

Основным документом для проведения ремонта технологической установки является дефектная ведомость работ, подлежащих выполнению во время текущего или капитального ремонта.

Ведомость дефектов составляется начальником и механиком цеха за 90 дней до начала капитального ремонта и за 30 дней до начала текущего представляется в ОГМ, ОГЭ, где уточняются объемы работ, потребность в материалах, запчастях, механизмах и приспособлениях, распределяются работы между исполнителями.

Основанием для включения в ведомость дефектов ремонтных работ являются: графики ППР на все виды оборудования; потребность в проведении ревизии; результаты ревизии, проведенной во время работы оборудования; замечания обслуживающего персонала по работе оборудования в межремонтный период; результаты обследования состояния оборудования в межремонтный период.

К составленной ведомости дефектов должны быть приложены следующие документы:

1) заявки на потребное оборудование, арматуру, запасные части, материалы, подлежащие приобретению на стороне отделом технического снабжения;

2) заявки на запасные части, подлежащие изготовлению ремонтным подразделением предприятия;

3) полный комплект рабочих чертежей, схем на работы по реконструкции, модернизации, утвержденных главным инженером.

За 80 дней до начала капитального ремонта дефектная ведомость должна быть рассмотрена и утверждена главным инженером.

За 60 дней до начала капитального ремонта цеха составляется смета на ремонт, которую утверждает руководитель предприятия.

За 45 дней до остановки цеха на капитальный ремонт выдается заказ исполнителю работ; к заказу прилагается дефектная ведомость и необходимая техническая документация.

Ведомость дефектов на проведение текущего ремонта выдается исполнителям работ не позднее, чем за 10 дней до начала ремонта.

Основанием для остановки цеха на ремонт является приказ по предприятию, в котором указываются сроки остановки, подготовки, ремонта и пуска; ответственные лица за организацию и проведение ремонта, за подготовку к ремонту аппаратуры и коммуникаций, за пуск объекта после ремонта; исполнители ремонтных работ.

Технологическая установка (цех) сдается в ремонт и принимается из ремонта комиссией по акту, составленному по установленной форме.

Для учета выполненных ремонтных работ, контроля за состоянием оборудования, анализа его эксплуатации на каждом предприятии должна вестись техническая документация, предусмотренная действующими правилами, руководствами и инструкциями.

ГЛАВА 2. ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ И НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ЗАВОДОВ

Все оборудование нефтехимзаводов можно разделить на три класса:

1) аппараты; 2) машины; 3) транспортные средства.

В зависимости от назначения нефтехимическое оборудование делится на универсальное, специализированное и специальное.

К универсальному относится оборудование обычного назначения или общезаводское. Оно может быть применено без каких-либо изменений в различных химических, нефтехимических, нефтеперерабатывающих производствах. Сюда относятся насосы, компрессоры, вентиляторы, калориферы, сушилки, центрифуги, сепараторы и транспортные средства.

К специализированному относится оборудование для использования одного процесса различных модификаций: теплообменники, колонны ректификационные, абсорберы, десорберы и др.

К специальному относится оборудование, предназначенное только для проведения одного процесса: грануляторы, хлораторы, сублиматоры, вулканизационные прессы и др.

Конструкция аппарата зависит от его технологического назначения, параметров процесса (давление, температура), агрегатного состояния реагирующих веществ, способа ведения процесса (периодического или непрерывного), а также от особенностей конструкционных материалов. Многочисленные процессы химической технологии подразделяются на:

1) *механические*, связанные с переработкой твердых материалов. К ним относятся процессы измельчения, сортировки и смешения сыпучих материалов;

2) *гидромеханические* - перемешивание, отстаивание, фильтрация, разделение эмульсий, очистка газов;

3) *тепловые* - охлаждение, нагревание, испарение и конденсация жидких и газообразных продуктов;

4) *массообменные* - экстракция, абсорбция, адсорбция, ректификация, сушка, кристаллизация;

5) *химические*, связанные с химическим превращением реагирующих веществ.

В большинстве случаев одновременно протекает несколько процессов, например химические и массообменные, как правило, сопровождаются теплообменными и гидромеханическими. Конструкция аппаратов в значительной степени определяется агрегатным состоянием реагирующих веществ. В технологических аппаратах возможны следующие фазовые системы: газ + газ, газ + жидкость, жидкость + жидкость, жидкость + твердое вещество, твердое вещество + газ, твердое вещество + твердое вещество.

В системе газ + газ проводят высокотемпературные химические процессы, для которых применяются трубчатые печи и конверторы различных систем, контактные аппараты, а также процессы газоочистки.

В системе газ + жидкость производят ректификацию, абсорбцию, мокрую газоочистку, а также многие химические процессы. При этом применяются колонные и башенные аппараты, с устройствами, обеспечивающими хороший контакт между жидкостью и газом.

В системе жидкость + жидкость осуществляют экстракцию, сепарацию и разнообразные химические процессы. Для этого применяют емкостные аппараты с мешалками или без них и аппараты змеевикового типа. Для обработки взаимно нерастворимых жидкостей с различным удельным весом иногда используют аппараты колонного типа с противоточным движением жидкостей. Сепарацию проводят в сепараторах центробежного типа.

Химические и физико-химические процессы в системах жидкость + твердое вещество осуществляют в емкостных аппаратах с мешалками или в проточных камерах, заполненных твердым продуктом. Процессы фильтрации, отстаивания, центрифугирования проводят соответственно в фильтрах, отстойниках и центрифугах.

В фазовой системе газ + твердое вещество проводят газоочистку, сушку, адсорбцию, а также ряд химических высокотемпературных процессов. Простейшим аппаратом для сушки, обжига или химического взаимодействия является камера, заполненная твердым продуктом, которая оmyвается потоком газа. Для интенсификации процесса применяют аппараты гребкового типа, в виде вращающихся барабанов и с псевдоожиженным слоем.

Системы твердое вещество + твердое вещество в химической технологии применяется сравнительно редко. Для обработки твердых продуктов используют аппараты гребкового типа, валковые, червячные смесители и т.д.

Технологический процесс может быть периодическим и непрерывным. При периодическом процессе все его стадии последовательно проходят в одном аппарате, в который загружают исходные вещества, а после окончания процесса из него выгружают готовые продукты. Периодические процессы находят применение в малотонажных производствах и в некоторых случаях, обусловленных специфическими условиями.

При непрерывном процессе все стадии осуществляются одновременно, но в различных специальных аппаратах. Подача исходных веществ и выгрузка готовых продуктов происходит непрерывно.

Непрерывные процессы имеют ряд преимуществ перед периодическими процессами: они обеспечивают более высокую производительность, имеют меньший расход энергии и предоставляют больше возможностей для автоматизации и механизации производства.

Промежуточное положение между периодическими и непрерывными процессами занимают так, называемые, полунепрерывные, в которых один компонент, например твердое вещество или жидкость, загружается или выгружается периодически, а другой - подается непрерывно.

Движение продукта в аппарате может быть прямоточным и противоточным. При обработке разнородных систем в процессах теплообмена более целесообразно противоточное движение компонентов. Прямоток применяют при работе с однородными системами, когда противоточное движение невозможно, а также в некоторых специфических случаях. Например, в сушилках непрерывного действия теплоагент подается прямотоком с материалом, что в данном случае позволяет значительно повысить температуру теплоагента (горячего воздуха или газа), так как он подается на влажный исходный материал.

Форма аппарата определяется технологическими требованиями, величиной рабочего давления. Цилиндрические и шаровые оболочки значительно лучше работают под давлением, чем плоские стенки.

Более распространены вертикальные цилиндрические аппараты, так как они занимают меньше места по сравнению с горизонтальными аппаратами и более предпочтительны во многих технологических процессах.

2.1. Ректификация, сущность процесса. Тарельчатые ректификационные колонны

Одним из наиболее распространенных методов разделения жидких однородных смесей, состоящих из двух или большего числа компонентов, является перегонка (дистилляция и ректификация). Ректификация представляет собой процесс многократного частичного испарения жидкости и конденсации паров. Процесс осуществляется путем контакта потоков пара и жидкости, имеющих различную температуру, и проводятся обычно в колонных аппаратах. При каждом контакте из жидкости испаряется преимущественно низкокипящий компонент (НКК), которым обогащаются пары, а из паров конденсируются преимущественно высококипящий компонент (ВКК), переходящий в жидкость. Такой двусторонний обмен компонентами, повторяемый многократно, позволяет получить, в конечном счете, пары, представляющие собой почти чистый НКК. Эти пары после конденсации в отдельном аппарате дают дистиллят (ректификат) и флегму - жидкость, возвращаемую для орошения колонны и взаимодействия с поднимающимися парами. Пары получают путем частичного испарения снизу колонны остатка, являющегося почти чистым ВКК.

Процессы ректификации осуществляются периодически или непрерывно при различных давлениях: при атмосферном давлении, под вакуумом (для разделения смесей высококипящих веществ), а также под давлением больше атмосферного (для разделения смесей, являющихся газообразными при нормальных температурах).

Процессы ректификации осуществляются в аппаратах, технологическая схема которых зависит от назначения аппарата и давления в нем, а конструкция - от способа организации контакта фаз.

При ступенчатом осуществлении процесса ректификации в колонных аппаратах контакт пара и жидкости может происходить в противотоке (на тарелках провального типа), в перекрестном токе (на колпачковых тарелках), в прямотоке (струйные тарелки).

Если процесс ректификации осуществляется непрерывно во всем объеме колонного аппарата, то контакт пара и жидкости при движении обеих фаз может происходить только в противотоке. Современные ректифицирующие аппараты можно классифицировать в зависимости от технологического назначения, давления и внутреннего устройства, обеспечивающего контакт между паром и жидкостью.

По технологическому назначению ректификационные аппараты подразделяются на колонны атмосферно-вакуумных установок, термического и каталитического крекингов, вторичной перегонки нефтепродуктов, а также для ректификации газов, стабилизации легких нефтяных фракций и т.д.

К современным ректификационным аппаратам предъявляются следующие требования: высокая разделительная способность и производительная способность, достаточная надежность и гибкость в работе, низкие эксплуатационные расходы, небольшой вес и простота, техничность конструкции.

Последние требования не менее важны чем первые, поскольку они не только определяют капитальные затраты, но и в значительной мере влияют на величину, эксплуатационных расходов, обеспечивают легкость и удобства изготовления аппарата, монтажа и демонтажа, ремонта, контроля, испытания, а также безопасность эксплуатации и пр.

Кроме перечисленных выше требований ректификационные аппараты должны отвечать также требованиям государственных стандартов, ведомственных нормалей и инспекций Гостехнадзора.

Технологическая схема аппарата зависит от состава разделяемой смеси, требований к качеству получаемых продуктов, от возможностей уменьшения энергетических затрат, назначения аппарата, его места в технологической цепочке всей установки и от многих других факторов.

Процесс ректификации жидких смесей осуществляется на ректификационных установках, состоящих из нескольких аппаратов. Рассмотрим принцип разделения двухкомпонентной смеси ректификацией на примере работы подобной установки (рис.2.1). Подлежащая разделению смесь непрерывно подается в ректификационную колонну через ввод, расположенный несколько выше середины корпуса колонны. Введенная жидкая смесь опускается по контактному устройству (тарелкам) в нижнюю часть колонны, называемую кубом. Навстречу потоку жидкости поднимается пар, образующийся в результате кипения жидкости в кубе колонны. Образующиеся пары содержат в основном *НКК* и некоторое количество *ВКК*. При взаимодействии пара с жидкостью на тарелках колонны *ВКК* конденсируется и уносится вниз колонны потоком жидкости. За счет этого в поднимающихся парах возрастает количество *НКК*. Таким образом, при подъеме паров они обогащаются *НКК*, в то время как жидкость, стекающая вниз, обогащается *ВКК*.

Исходная смесь из промежуточной емкости 1 центробежным насосом 2 подается в теплообменник 3, где подогревается до температуры кипения. Нагретая смесь поступает на разделение в ректификационную колонну 5 на тарелку питания, где состав жидкости равен составу исходной смеси. Стекая вниз по колонне, жидкость взаимодействует с поднимающимся вверх паром, образующимся при кипении кубовой жидкости в кипятильнике 4. Начальный состав пара примерно равен составу кубового остатка, т. е. обеднен легколетучим компонентом. В результате массообмена с жидкостью пар обогащается легколетчим компонентом.

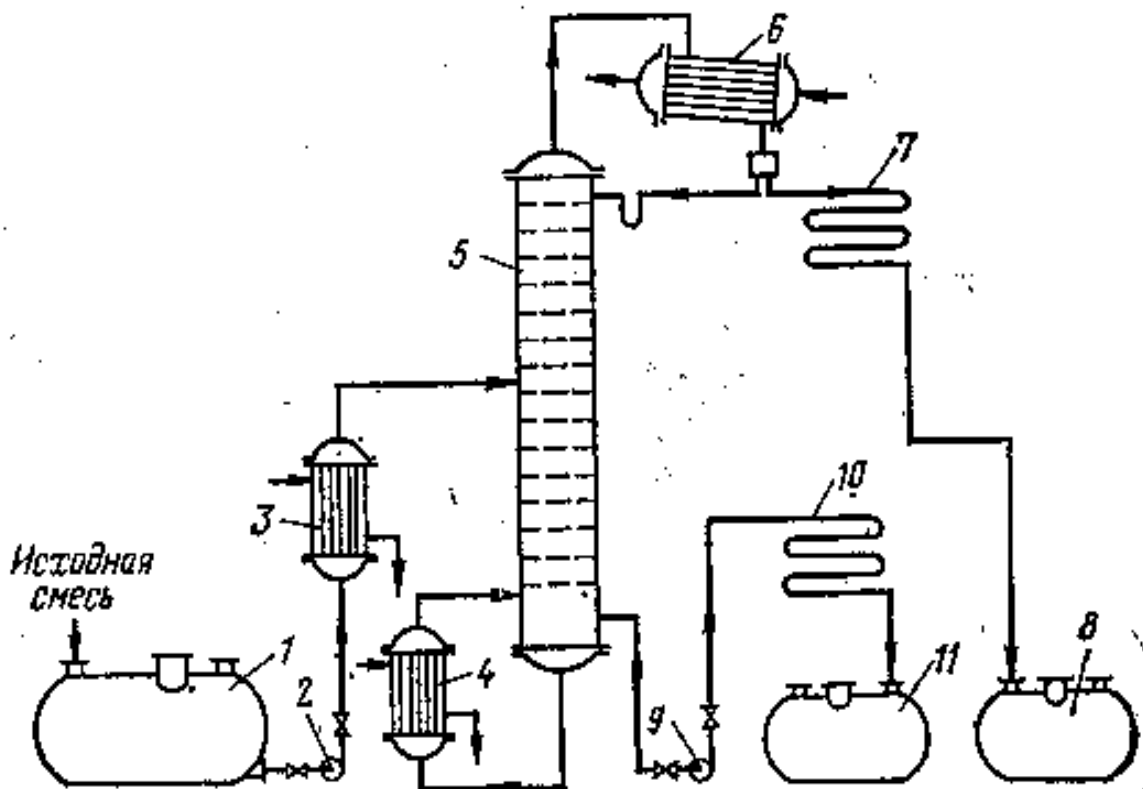


Рис. 2.1. Принципиальная схема ректификационной установки:
 1 - ёмкость для исходной смеси; 2, 9 - насосы; 3- теплообменник - подогреватель исходного сырья; 4 – кипятильник; 5 – ректификационная колонна; 6 – дефлегматор; 7 – холодильник дистиллята; 8 – емкость для сбора дистиллята; 10 – холодильник кубовой жидкости; 11 – емкость для кубовой жидкости

Для более полного обогащения верхнюю часть колонны орошают в соответствии с заданным флегмовым числом жидкостью (флегмой), которая получается в дефлегматоре 6 путем конденсации пара, выходящего из колонны. Часть конденсата выводится из дефлегматора в виде готового продукта разделения — дистиллята, который охлаждается в теплообменнике 7, и направляется в промежуточную емкость 8.

Из кубовой части колонны насосом 9 непрерывно выводится кубовая жидкость — продукт, обогащенный труднолетучим компонентом, который охлаждается в теплообменнике 10 и направляется в емкость 11.

Таким образом, в ректификационной колонне осуществляется непрерывный неравновесный процесс разделения исходной бинарной смеси на дистиллят с высоким содержанием легколетучего компонента и кубовой остаток, обогащенный труднолетучим компонентом.

Ректификацию многокомпонентных смесей, а они в практике встречаются чаще, чем двухкомпонентные, протекает по рассмотренной выше схеме, хотя число используемой при этом аппаратуры увеличивается.

В ректификационных установках используют главным образом аппараты двух типов: колонны со ступенчатым контактом фаз (тарельчатые) и непрерывным контактом (пленочные и насадочные).

Ректификацию многокомпонентных смесей можно проводить в различной последовательности, с использованием многих простых колонн (на одну меньше числа компонентов исходной смеси) и с использованием одной сложной колонны.

Для процесса ректификации в основном применяют тарельчатые колонны. В них устанавливают горизонтальные тарелки с устройствами, обеспечивающими хороший контакт между жидкостью и паром.

Диаметр колонны определяют в зависимости от производительности установки и скорости паров в колонне. Скорость выбирают в пределах 0,6 - 1,0 м/с. Находят применение ректификационные колонны различных размеров: диаметром от 300 - 400 мм до колонн диаметром 6, 8, 10, 12 м и более.

Высота колонны зависит от числа тарелок и расстояния между ними. Чем меньше расстояние между тарелками, тем ниже колонна. Однако при уменьшении расстояния между тарелками увеличивается унос брызг и возникает опасность, перебросав жидкости с нижних тарелок на верхние, что существенно уменьшает к.п.д. установки. Расстояние между тарелками обычно принимают в зависимости от диаметра колонны с учетом возможности ремонта и чистки колонны. Рекомендуемые расстояния между тарелками ректификационных колонн в зависимости от их диаметра приведены ниже:

Диаметр колонны, мм.	до 800, 800 - 1600, 1600 - 2000
Расстояние между тарелками, мм.	200 - 350, 350 - 400, 400 - 500
Диаметр колонны, мм.	от 2000 - 2400 и свыше 2400
Расстояние между тарелками, мм.	500 - 600, свыше 600.

Число тарелок ректификационной колонны или высота насадки определяются технологическим расчетом; оно зависит от физико-химических свойств разделяемых компонентов, требуемой чистоты разделения и к.п.д. тарелки. Обычно ректификационные колонны имеют 10 - 30 тарелок, но колонны для разделения смесей с близкими температурами кипения насчитывают сотни тарелок и имеют соответственно высоту до 30 - 90 м.

Ректификационные колонны работают обычно при атмосферном или небольшом избыточном давлении. Ограниченное применение находят вакуумные колонны и колонны, работающие при повышенном давлении. Ректификацию под вакуумом применяют в том случае, когда хотят снизить температуру в колонне, что бывает необходимо при разделении компонентов с высокой температурой кипения или веществ, нестойких при высокой температуре. Ректификацию под повышенным давлением используют для разделения сжиженных газов и легколетучих жидкостей.

2.2. Конструкции и типы тарелок

Колонны по внутреннему устройству подразделяются на две основные группы: тарельчатые (рис.2.2) и насадочные.

Наибольшее распространение получили тарельчатые колонны — вертикальные цилиндрические сосуды, внутри которых расположены поперечные перегородки — барботажные тарелки. Каждая тарелка — это ступень контакта между поднимающимися газами (парами) и стекающей жидкостью. Степень извлечения компонентов из газа, четкость разделения углеводородов, а также отпарка поглощенных компонентов из жидкости зависит от числа ступеней контакта и от того, насколько хороший контакт обеспечивает конструкция тарелок.

К тарелкам ректификационных и абсорбционных колонн предъявляются следующие требования: они должны обеспечивать хороший контакт между жидкостью и паром, обладать малым гидравлическим сопротивлением, устойчиво работать при значительном колебании расходов пара и жидкости. Тарелки должны быть просты по конструкции, удобны в эксплуатации, иметь малую массу.

Тарелки классифицируют по числу потоков, типам и конструкции контактных элементов, характеру взаимодействия фаз в зоне контакта, организации перелива жидкости. По числу потоков тарелки выполняют одно-, двух- и многопоточными (рис.2.3) и тарелки с каскадным расположением полотна.

По типу контактных элементов тарелки разделяются на тарелки колпачковые, из S-образных элементов, клапанные, ситчатые, решетчатые, чешуйчатые, язычковые и др.

В зависимости от направления движения паровой и жидкой фаз в зоне контакта выделяют тарелки с перекрестным током, прямоточные и противоточные. По организации перелива жидкости тарелки разделяют на переливные и беспереливные (провального типа).

В зависимости от диаметра аппарата тарелки выполняют со сплошным полотном и разборной конструкции. Тарелки разборной конструкции собирают из отдельных полотен, ширина которых позволяет заносить их в колонну через люки. Полотна размещают на опорных балках.

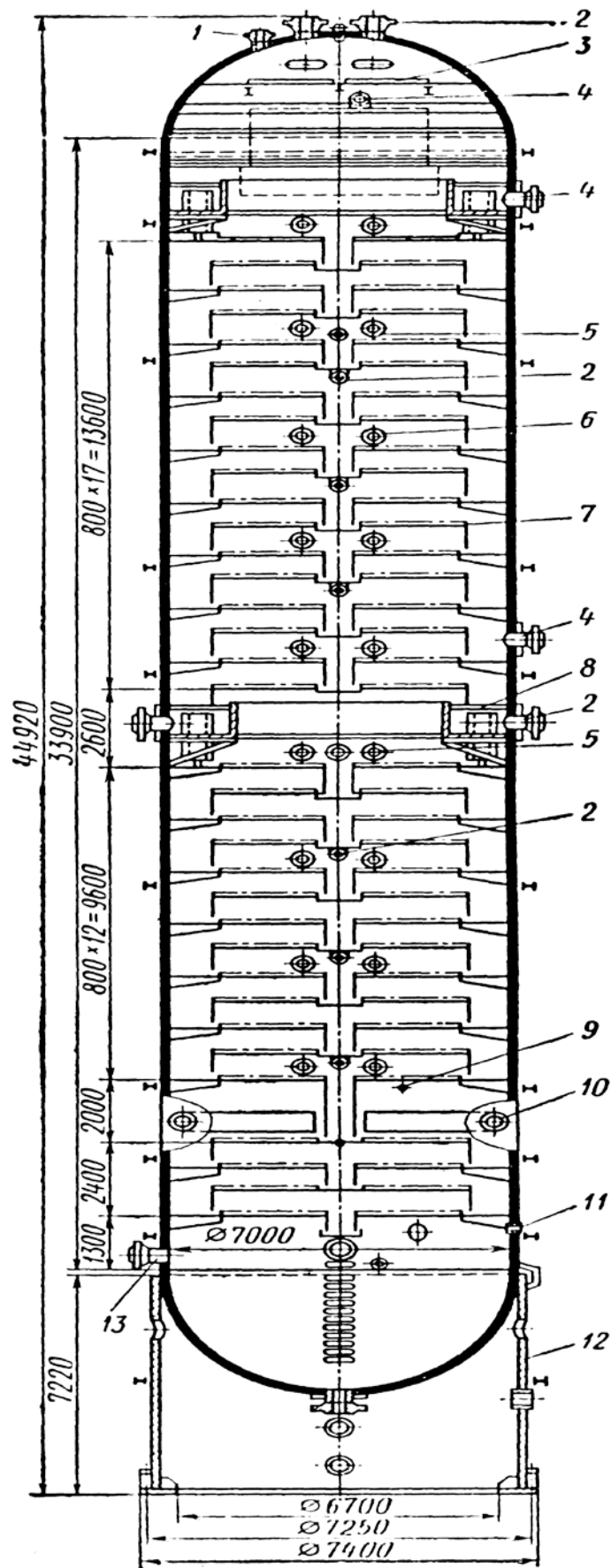


Рис. 2.2. Атмосферная ректификационная колонна

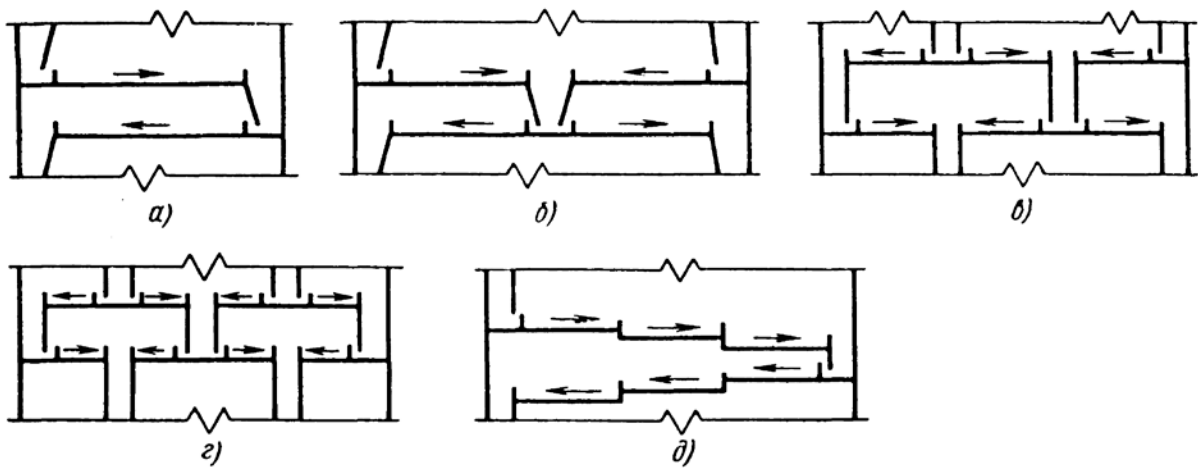


Рис. 2.3. Схемы тарелок:

а- однопоточной; б- двухпоточной; в- трехпоточной; г- четырехпоточной; д- каскадной

Варианты крепления секций полотна тарелок и полотна тарелок к корпусу аппарата приведены соответственно на (рис.2.4 и 2.5).

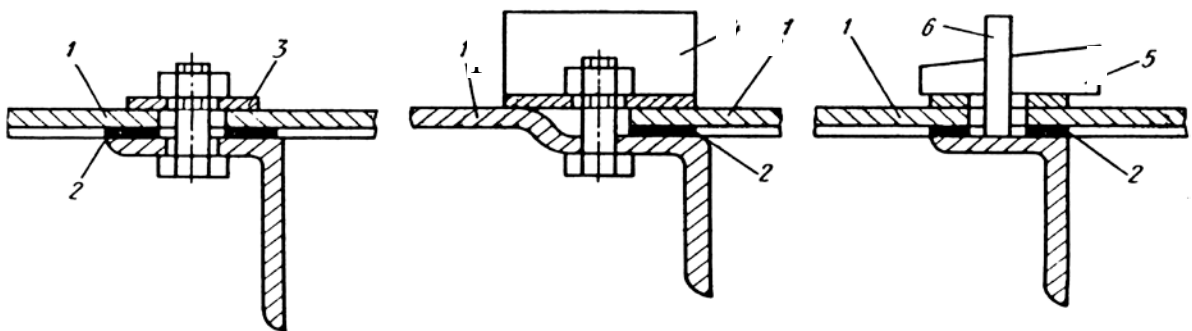


Рис. 2.4. Варианты крепления секций полотна тарелки:

1- полотно; 2- прокладка; 3- планка; 4- прижимной уголок; 5- клин; 6- скоба

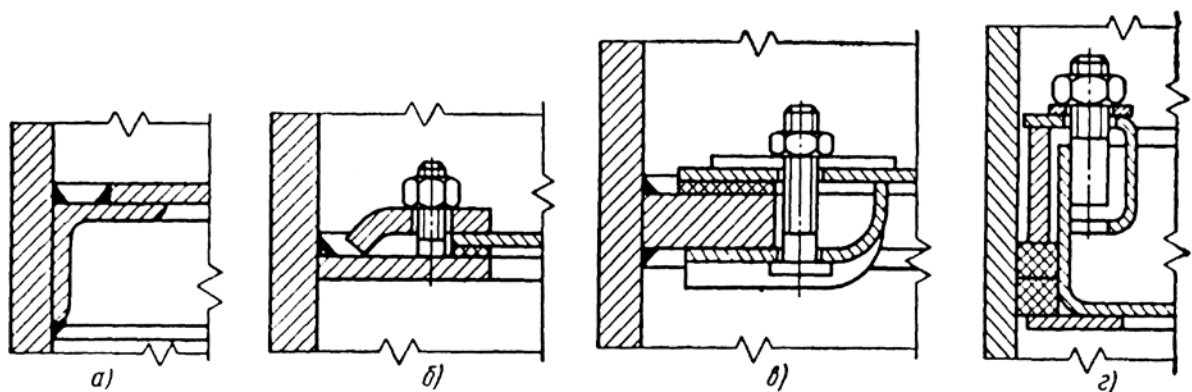


Рис. 2.5. Варианты крепления полотна тарелки к корпусу:

а- сваркой; б- на прокладке с прижимной планкой сверху; в- на прокладке со струбциной; г- на сальнике с набивкой

Для удобства монтажа и ремонта тарелок расстояния между ними принимают не менее 450 мм, а в местах установки люков в корпусе колонны - не менее 600 мм.

В настоящее время на старых эксплуатируемых колоннах преобладают колонны с колпачковыми тарелками. Они сложны и металлоемки по сравнению с тарелками других видов. Некоторые их показатели уступают более современным типам тарелок, но они хорошо освоены. Схема работы колпачковых тарелок показана на (рис.2.6).

Газ барботирует через слой жидкости, расплываясь на мелкие пузырьки, которые образуют слой пены с большой удельной поверхностью над жидкостью, находящейся на тарелке. Каждая тарелка имеет множество круглых или прямоугольных отверстий, в которые ввальцованы или вварены патрубки определенной высоты. Патрубки накрывают колпачками, имеющими круглое или шестигранное сечение. Между верхним срезом патрубка и колпачком имеется зазор для прохода паров или газов, поступающих из-под тарелки. Нижняя часть колпачков при работе колонны находится в жидкости. Нижняя кромка колпачка имеет зубчики и прорези.

Уровень жидкости на тарелке поддерживается специальными сливными перегородками, нижняя часть которых доходит до нижележащей тарелки. Благодаря этому образуется гидравлический затвор, и газы (пары) проходят только через патрубки под колпачки и барботируют через слой жидкости, а не идут через сливные трубы или сегменты.

На (рис.2.7) показаны две верхние тарелки ректификационной колонны.

Положение колпачков можно регулировать, т. е. устанавливать определенный зазор между колпачками и верхними срезами патрубков.

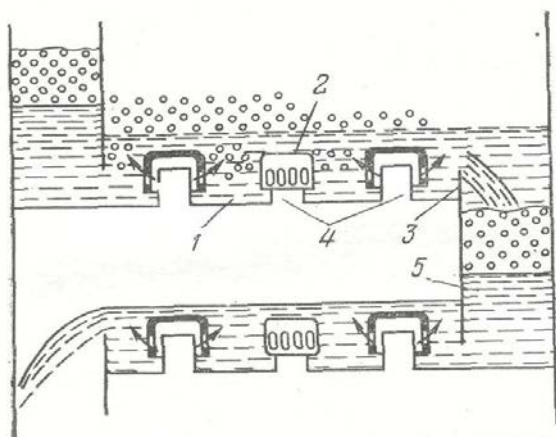


Рис. 2.6. Схема работы колпачковых тарелок:
1- тарелка; 2 – колпачки; 3 – сливная перегородка; 4 – патрубки для прохода паров; 5 – сливной карман

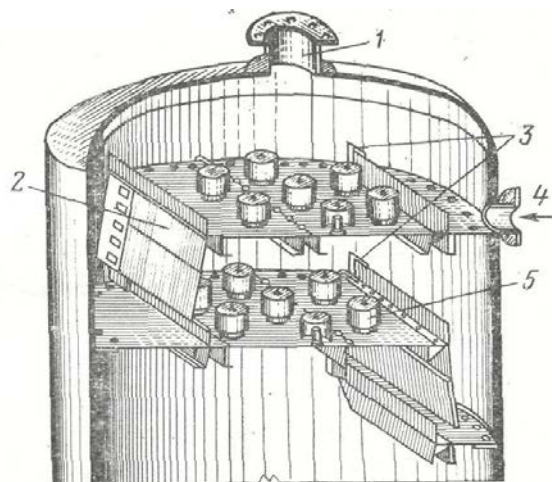


Рис. 2.7. Общий вид двух верхних тарелок:
1 – патрубок для выхода паров из колонны; 2 – выходная перегородка; 3 – входная перегородка; 4 – патрубок для ввода орошения; 5 – колпачок

Каждая тарелка должна быть строго горизонтальной; положение колпачков должно быть отрегулировано так, чтобы газы или пары встречали на своем пути слой жидкости одинаковой высоты. Если в какой-либо части тарелки высота слоя жидкости окажется меньшей, то все пары, или преобладающая часть их, будут проходить в этой части тарелки. Здесь из-за повышенной скорости паров колпачки будут работать плохо, жидкость будет оттесняться парами, контакт между фазами ухудшается, и эффективность процесса снижается.

Сливные карманы и сегменты соседних тарелок (рис.2.6) расположены на противоположных сторонах, поэтому жидкость, перед тем как поступить на нижележащую тарелку, проходит через всю площадь тарелки. Высоту слоя жидкости на тарелке регулируют с помощью переливной планки, укрепленной болтами на краю выходной перегородки

Во время работы колонны высота уровня жидкости при поступлении в колонну больше высоты перед сливным порогом. Эта разница высот уровней называется гидравлическим градиентом. Чем больше диаметр колонны, тем длиннее путь жидкости и тем выше гидравлический градиент.

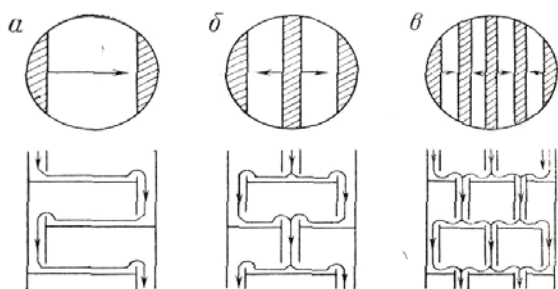


Рис. 2.8. Распределение жидкости на одно - сливных (а), двух - сливных (б), и четырех - сливных (в) тарелках

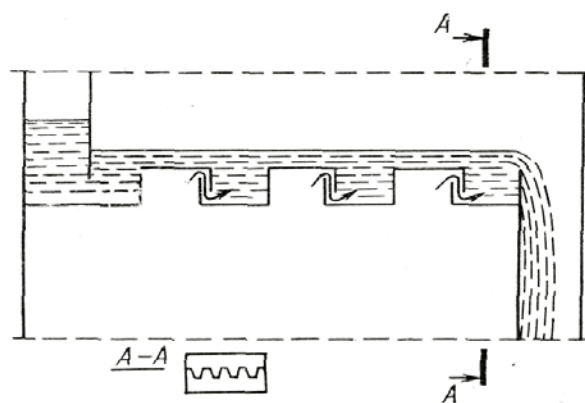


Рис. 2.9. Схема работ тарелки из S – образных элементов

В колоннах большого диаметра при больших нагрузках по жидкости создается значительный гидравлический градиент, вследствие чего большая часть паров (газов) может проходить через колпачки, расположенные у сливного порога, вызывая усиленный унос жидкости вплоть до «захлебывания», одновременно на противоположной тарелке возможен перелив через паровые патрубки. Для уменьшения гидравлического градиента в колоннах большого диаметра тарелки делают двухпоточными или четырехпоточными.

При увеличении поточности тарелки (рис.2.3) расход жидкости и градиент уменьшаются, допустимая максимальная скорость паров возрастает, однако рабочая площадь тарелки уменьшается. При сдаче колонны колпачковые тарелки испытывают на барботаж. После закрытия

люка той части колонны, которая находится ниже испытываемой тарелки, последнюю тарелку заливают водой. Снизу в колонну подается под небольшим давлением воздух от вентилятора или компрессора. При правильной сборке тарелки воздух должен равномерно барботировать по всему сечению. Если воздух проходит неравномерно, тарелка собрана неправильно: допущен уклон в какую-либо сторону или колпачки опущены неравномерно или перекошены. Испытания тарелки продолжают после устранения ошибок в сборке. Эти операции (испытание и устранение неполадок и неплотностей) продолжают до тех пор, пока не будет достигнуто равномерное барботирование воздуха по всему сечению тарелки и устранены все пропуски воздуха помимо прорезей колпачков.

Тарелки S - образных элементов (рис.2.10) предназначены для создания возможно лучшего контакта между паром и жидкостью и поэтому должны иметь развитую поверхность контакта.

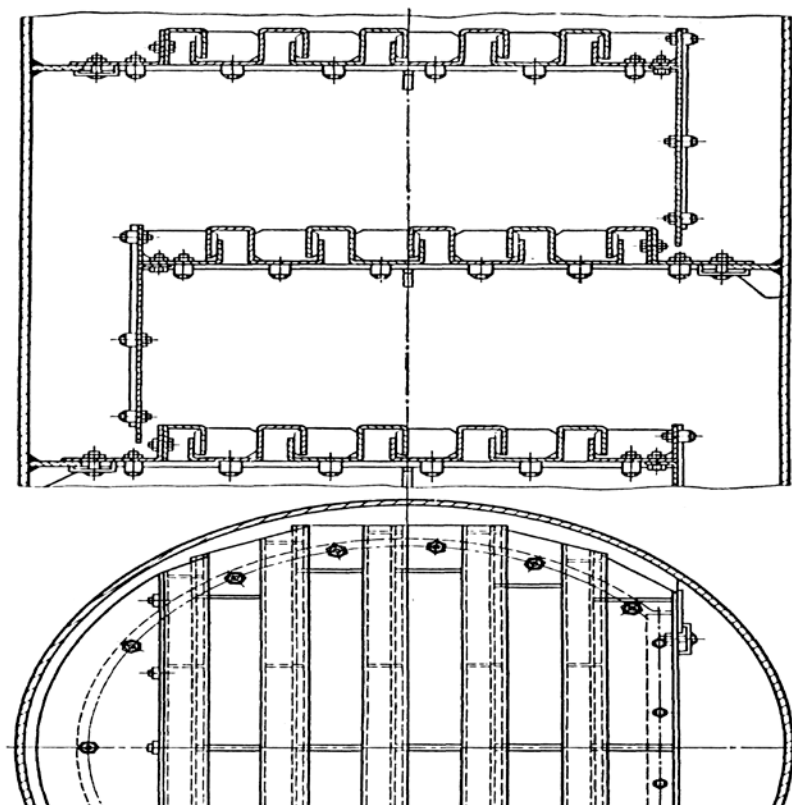


Рис. 2.10. Тарелка из S - образных элементов

На тарелках этого типа желоба и колпачки образуются при сборке S - образных элементов с одинаковым поперечным сечением. Сборку производят таким образом, чтобы колпачковая часть элемента покрывала желобчатую часть соседнего, образуя замок для гидравлического затвора при работе тарелки. Колпачковая часть элемента по концам закрыта заглушками, предотвращающие проскок паров и жидкости через торцы.

Основными преимуществами тарелок этого типа являются:

- 1) большая жесткость профиля, что позволяет изготавливать S-образные элементы из листовой стали малой толщины - 2,5 - 3,0 мм;
- 2) малый удельный расход металла;
- 3) малая трудоемкость работ по изготовлению, монтажу и ремонту;
- 4) возможность применения тарелок без промежуточных опор в аппаратах диаметром до 4 м;
- 5) незначительная чувствительность к неравномерности загрузки и допустимость значительных перегрузок режимного характера.

К недостаткам тарелок этого типа следует отнести:

- 1) малое живое сечение колонны (11-12 % от общего сечения);
- 2) значительное сопротивление прохождению паров, что делает нежелательным их применение для колонн, работающих под вакуумом;
- 3) чувствительность к загрязнениям и осадкам при переработке загрязненных или полимеризующихся продуктов.

Клапанные тарелки представляют собой цельные или собранные из нескольких секций диски, в которых имеются продолговатые щели или круглые отверстия. Щели прикрываются пластинчатыми клапанами, а отверстия - круглыми (рис.2.11). В отличие от тарелок, работающих в статическом режиме, т. е. при неизменном расстоянии между конструктивными элементами, клапанные тарелки работают в динамическом режиме.

При увеличении расхода пара клапан поднимается и открывает большее сечение проходу пара (рис.2.12), вследствие чего клапанные тарелки имеют широкий диапазон изменения нагрузки по пару. Благодаря простоте конструкции, малой массе и устойчивой работе клапанные тарелки являются весьма перспективной конструкцией. Они менее склонны к загрязнениям, но загрязнения и коксообразования могут нарушить их работу, так как в результате закоксовывания, клапана «прихватываются» и перестают работать в динамическом режиме.

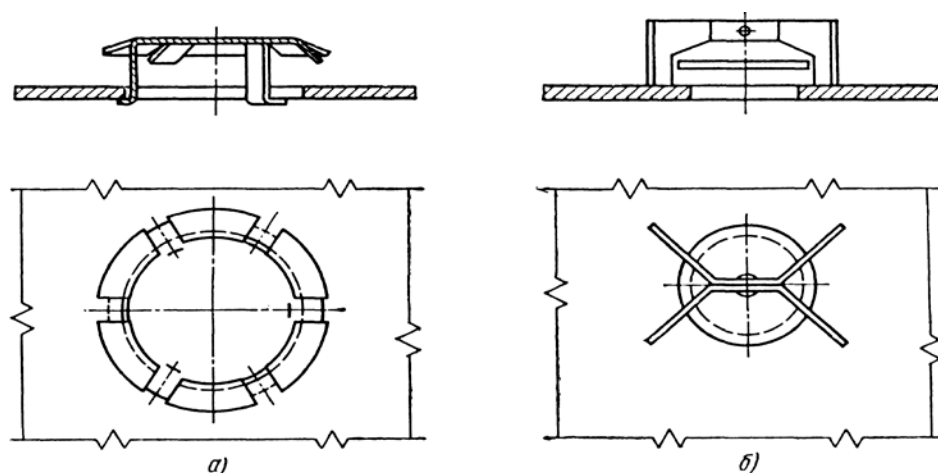


Рис. 2.11. Конструкции клапанов: а- типа «Глитч»; б- типа «Флекситрей»

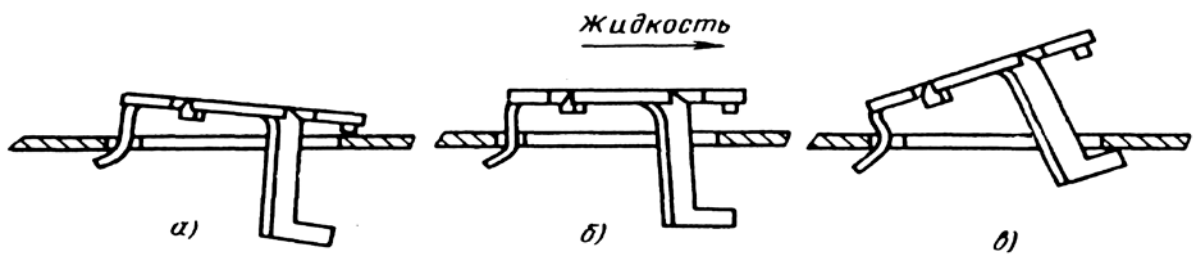


Рис. 2.12. Схема работы клапана прямооточной тарелки стандартной конструкции при нагрузках по парам: а- малых; б- средних; в- больших

При увеличении расхода пара клапан поднимается и открывает большее сечение проходу пара, вследствие чего клапанные тарелки имеют широкий диапазон изменения нагрузки по пару.

Клапанные тарелки обладают еще такими преимуществами перед колпачковыми тарелками, как:

- 1) равномерное распределение пара по площади тарелки;
- 2) малая масса;
- 3) простота конструкции.

Все это делает применение клапанных тарелок перспективным. Клапаны изготовляют штамповкой из листового металла толщиной 2—3 мм. Клапанные тарелки имеют сливные устройства того же типа, что колпачковые и ситчатые.

Ситчатая тарелка представляет собой плоский перфорированный лист со сливными устройствами с круглыми или щелевидными отверстиями диаметром (шириной) 3 - 4 мм и более, $t = (3-5) d$ (рис.2.13). Суммарная площадь отверстий в зависимости от производительности по пару составляет от 8 до 30 % от площади сечения колонны. Скорость пара в отверстиях ситчатых тарелок принимают 10 - 12 м/сек.

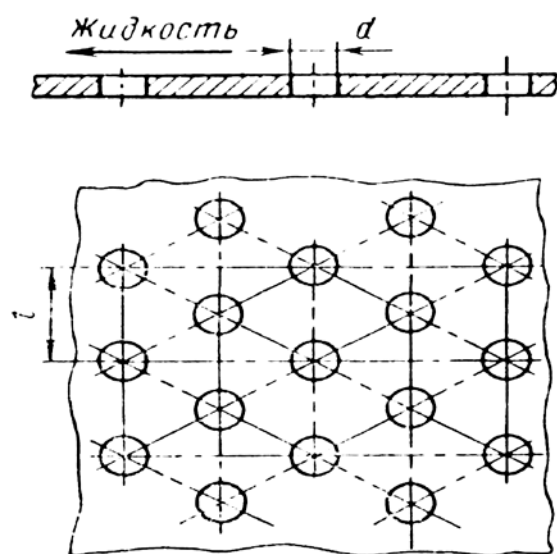


Рис. 2.13. Полотно ситчатой тарелки

Ситчатые тарелки с отбойными элементами. Полотно тарелки выполняют из просечно-вытяжных листов (рис.2.14). Направление просечки совпадает с направлением движения жидкости. Над полотном тарелки поперек потока жидкости с шагом 200 мм и углом наклона 60° к полотну устанавливают отбойные элементы из просечно-вытяжного листа высотой 150 мм на расстоянии 40 мм от полотна тарелки. Ситчатые тарелки с отбойными элементами имеют высокую производительность по пару, низкое гидравлическое сопротивление; их применяют наряду с клапанными тарелками в вакуумных колоннах.

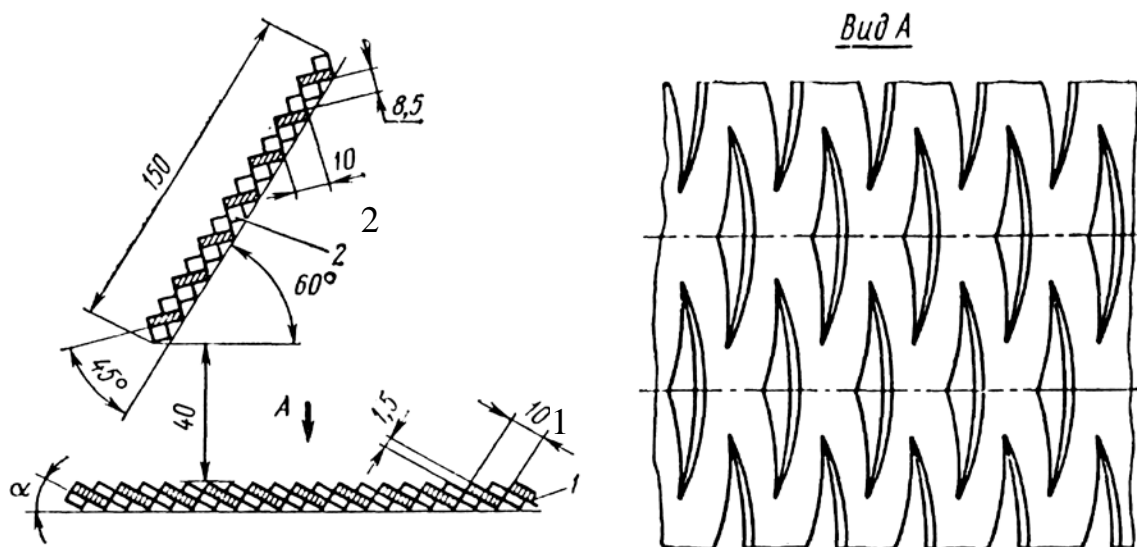


Рис. 2.14. Элемент тарелки из просечно-вытяжных листов:
1- полотно тарелки; 2- отбойный элемент

Направление просечки отбойных элементов ориентировано так, что газожидкостный поток, попадая на них, отбрасывается вниз к полотну. Отбойные элементы организуют зону контакта фаз, способствуют сепарации жидкости и снижают ее унос.

Разновидностью ситчатых тарелок являются **решетчатые провальные тарелки**, в которых отсутствуют переливные патрубки и жидкость стекает в отверстия в решетке навстречу парам.

В решетчатых провальных тарелках (рис.2.15б) отсутствуют переточные перегородки. Жидкость и газы (пары) противотоком проходят через одни и те же отверстия (щели шириной 3—4 мм), поэтому уровень на всей площади одинаков. Рекомендуемая высота слоя жидкости на тарелке 30 мм.

Пропускная способность решетчатых тарелок выше, чем колпачковых. При малых скоростях газового (парового) потока эффективность контакта между фазами сильно снижается.

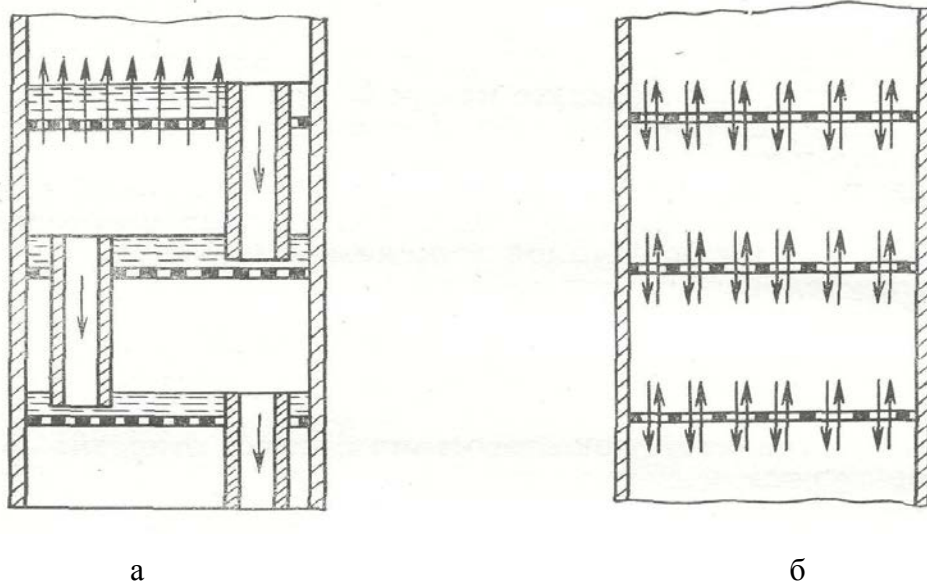


Рис. 2.15. Схема работы колонны:
 а) с сетчатыми тарелками и сливными устройствами
 б) с решетчатыми (провальными) тарелками

Разновидность решетчатых тарелок — трубчатые или трубчато-решетчатые тарелки, составленные из труб так, что между ними остаются щели, через которые движутся противотоком газы и жидкость. По трубам пропускают хладагент для отвода выделяющейся при абсорбции теплоты.

В секциях тарелки имеют прямоугольные прорезы размером 4×140 мм, с шагом от 8 до 36 мм. Обычно площадь прорезей составляет 10 - 30 % площади всей тарелки. На двух смежных тарелках прорезы выполняют во взаимно перпендикулярных направлениях.

Один из недостатков решетчатых тарелок провального типа - их чувствительность к изменению расходов паровой и жидкой фаз; поэтому их применяют в случаях, когда возможно лишь сравнительно небольшие колебания расход

Струйные тарелки (рис.2.16) имеют полотно с просечками, металл которых отогнут в виде лепестков или язычков. В ряде случаев на струйной тарелке устанавливают поперечные перегородки, которые секционируют поток жидкости, улучшают контакт и создают необходимый запас жидкости на тарелке. Для прохода жидкости в перегородках у полотна тарелки выполняют щель высотой 10 - 15 мм.

Конструкцию тарелки и способ ее соединения с корпусом выбирают обычно в зависимости от диаметра колонны и конструкции корпуса. Тарелки небольшого диаметра (до 1600 мм) изготавливают в виде цельного листа с бортами или без бортов.

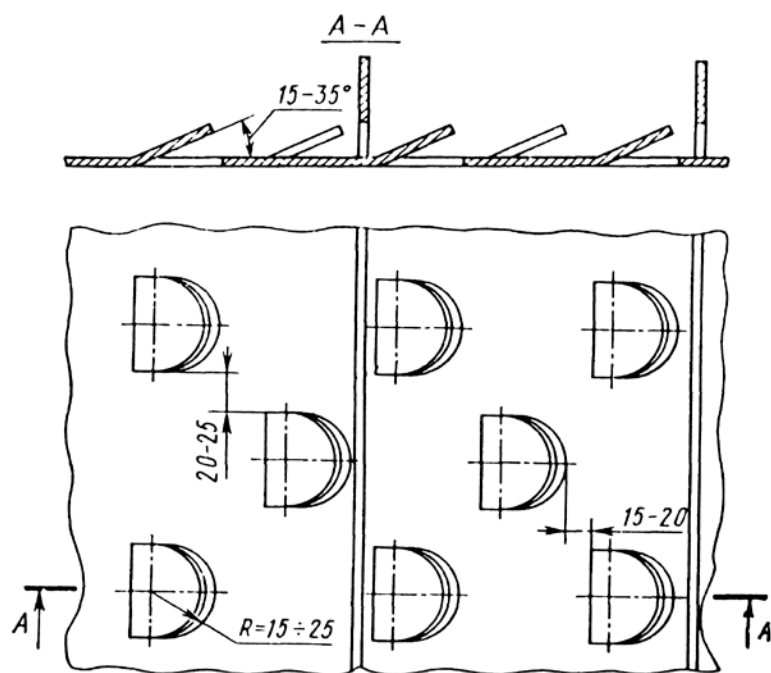


Рис. 2.16. Струйная тарелка с секционирующими перегородками

Тарелки больших размеров делают разъемными, из нескольких сегментов. Монтируют разъемные тарелки обычно через верх колонны. Демонтаж элементов разъемных тарелок при ремонтах производят через боковые люки, размеры которых должны быть достаточными, чтобы через них могли пройти части тарелок. Люки устанавливают через 4 - 10 тарелок.

Тарелки в колонне необходимо устанавливать горизонтально, так как при перекосе часть элементов тарелки оказывается не залитой на необходимый уровень жидкостью и именно, через эти элементы устремляется основной поток пара, и это резко ухудшает работу колонны. По этой причине не допускается коробление тарелок и прогиб их под действием собственной силы тяжести и силы тяжести жидкости.

Струйно-направленные тарелки. В них используется кинетическая энергия паров для направленного движения жидкости по тарелке, в результате чего улучшается контакт между жидкостью и паром.

Струйно-направленные тарелки изготовляют из просечно-вытяжного листа или из листа с отогнутыми язычками, которые сообщают пару наклонное движение.

Тарелки в колонне необходимо устанавливать горизонтально, так как при перекосе часть элементов тарелки оказывается не залитой на необходимый уровень жидкостью и именно, через эти элементы устремляется основной поток пара, и это резко ухудшает работу колонны. По этой причине не допускается коробление тарелок и прогиб их под действием собственной силы тяжести и силы тяжести жидкости.

Струйно-направленные тарелки. В них используется кинетическая энергия паров для направленного движения жидкости по тарелке, в результате чего улучшается контакт между жидкостью и паром.

Струйно-направленные тарелки изготавливают из просечно-вытяжного листа или из листа с отогнутыми язычками, которые сообщают пару наклонное движение.

Тарелки в колонне необходимо устанавливать горизонтально, так как при перекосе часть элементов тарелки оказывается не залитой на необходимый уровень жидкостью и именно, через эти элементы устремляется основной поток пара, и это резко ухудшает работу колонны. По этой причине не допускается коробление тарелок и прогиб их под действием собственной силы тяжести и силы тяжести жидкости.

Расстояние между тарелками для колонн малого диаметра (до 0,8 м) принимают равным 300 мм, а для колонн большего диаметра (450—600 мм) расстояние между тарелками должно обеспечивать:

- легкость монтажа, ревизии и ремонта тарелок;
- осаждение основной части капель, уносимых паром с нижележащей тарелки;
- подпор для нормального стока флегмы по сливным трубам без захлебывания.

Колонные аппараты снабжены люками-лазами для осмотра и монтажа тарелок. Число люков в колонне должно быть таким, чтобы при разборке тарелок и укладке разбираемых деталей на площадке, монтируемой около каждого люка, от него можно было добраться до нижерасположенного люка. Обычно через каждые пять тарелок устраивают один люк-лаз диаметром не менее 450 мм.

Если среда в колоннах некоррозионноактивна и исключено забивание тарелок продуктами коррозии, смолами, коксом и др., т. е. нет необходимости в частой разборке тарелок, то люки располагают через десять тарелок и более.

Чем меньше люков, тем меньше стоимость колонны, меньше вероятность течи продукта и пропуска газа.

2.3. Насадочные ректификационные колонны

Насадочные колонны (рис.2.17) на нефтегазоперерабатывающих заводах чаще всего применяют в качестве абсорберов и десорберов, в процессах очистки и сушки газа.

Насадочная колонна представляет собой аппарат с перфорированными опорно-распределительными решетками, на которые загружается насадка. Сверху колонна орошается жидкостью, снизу поступает поток паров (газов). Контакт между стекающей жидкостью и поднимающимися парами (газами) происходит непрерывно на высоте слоя насадки.

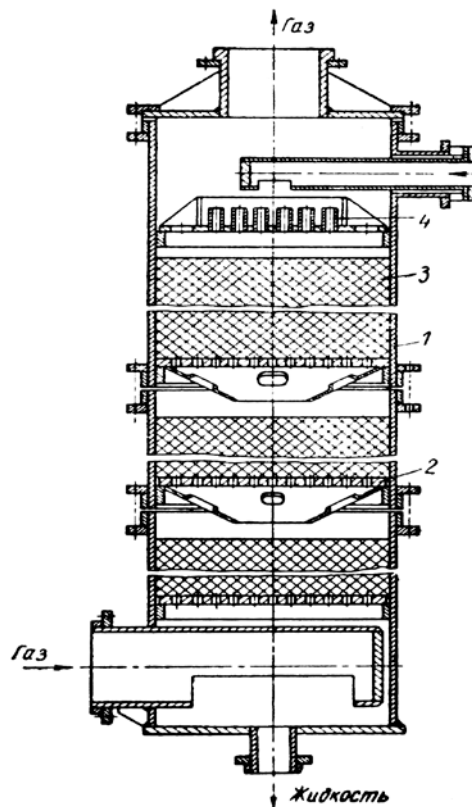


Рис. 2.17 Насадочная колонна:

1- корпус колонны; 2 – распределительная решетка; 3 – насадка; 4 – ороситель

Насадочная колонна представляет собой аппарат с перфорированными опорно-распределительными решетками, на которые загружается насадка. Сверху колонна орошается жидкостью, снизу поступает поток паров (газов). Контакт между стекающей жидкостью и поднимающимися парами (газами) происходит непрерывно на высоте слоя насадки.

Насадочные колонны работают в различных гидродинамических режимах. При малых скоростях потока паров (газов) и малых плотностях орошения жидкости колонны работают в пленочном режиме. В этом режиме жидкость течет по элементу насадки в виде тонкой пленки, поэтому поверхностью контакта фаз является в основном смоченная поверхность насадки.

При росте скорости движения газа и жидкости сила трения между ними увеличивается, образуются брызги, пузыри, пена и одновременно увеличивается поверхность контакта между фазами, такой режим работы называют режимом подвисяния.

При дальнейшем увеличении скорости движения паров (газа) происходит значительное торможение стекания жидкости. Жидкость начинает накапливаться в свободном объеме насадки. Накопление жидкости происходит до тех пор, пока сила трения между стекающей жидкостью и поднимающимся по колонне газом не уравнивает силу тяжести жидкости, находящейся в насадке.

Газ начинает барботировать через жидкости. В колонне образуется газожидкостная дисперсная система, по внешнему виду напоминающая газожидкостную эмульсию.

Этот гидродинамический режим называется режимом эмульгирования. Даже при небольшом последующем увеличении скорости газа (паров) происходит выброс жидкости из колонны — режим захлебывания. Наиболее эффективно колонна работает при переходе от режима подвисяния к режиму эмульгирования.

Насадочные колонны различаются по типу применяемой насадки, а также по способу заполнения насадкой.

К насадке предъявляются следующие требования: она должна быть дешевой, простой в изготовлении, иметь большую удельную поверхность на 1 м^3 занимаемого объема, оказывать малое гидравлическое сопротивление, хорошо смачиваться орошающей жидкостью, иметь малую насыпную плотность, быть стойкой к химическому воздействию жидкости и газу, обладать высокой механической прочностью.

В качестве элементов насыпных насадок применяют кольца Рашига, кольца Палля и седловидные насадки (рис.2 18).

Элементы насадок изготовляют из керамики, фарфора, полимеров или тонколистового металла.

При выборе размеров насадки следует учитывать, что чем больше размеры ее элемента, тем выше допустимая скорость газа, тем выше производительность колонны и ниже ее гидравлическое сопротивление, но тем хуже интенсивность массопередачи.

Мелкая насадка предпочтительнее при проведении процесса под повышенным давлением, так как при этом гидравлическое сопротивление не имеет существенного значения. Мелкая насадка обладает большой удельной поверхностью.

Основные достоинства насадочных колонн — простота устройства и низкое гидравлическое сопротивление.

Недостатки - трудность отвода теплоты в процессе абсорбции и плохая смачиваемость насадки при низких плотностях орошения.

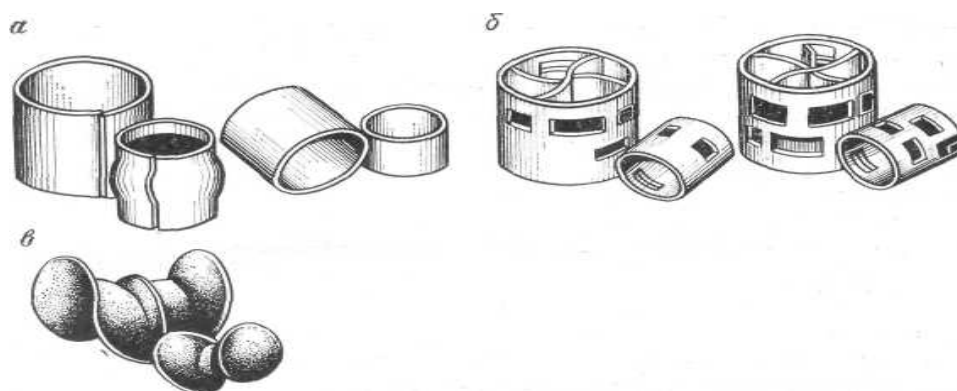


Рис. 2.18. Элементы насадок:
а – кольца Рашига; б – кольца Палля; в – седловидная насадка

Абсорбцией называется процесс поглощения газа или пара жидким поглотителем (абсорбентом).

Процесс, в котором газ или пар вступает в химическое взаимодействие с жидкостью, называется хемсорбцией.

Абсорбция - процесс избирательный. Избирательность процесса абсорбции позволяет извлекать из газовой смеси определенное вещество с использованием соответствующего поглотителя.

Процессы абсорбции широко применяются в различных отраслях химической и нефтеперерабатывающей промышленности для поглощения аммиака, окислов азота, серного ангидрида, углеводородных газов, а также для санитарной очистки отходящих газов, выбрасываемых в атмосферу.

Абсорбция, как правило, сопровождается выделением тепла. Повышение температуры ухудшает проведение процесса, поэтому абсорбционные установки во многих случаях снабжают холодильными элементами.

Процесс удаления поглощенных газов из жидкости называют **десорбцией**. Десорбция производится в токе инертного газа путем выпаривания раствора или под вакуумом.

Десорбция применяется для извлечения из поглотителя растворенных в нем газов и паров, когда они являются целевыми продуктами производства.

2.4. Абсорберы

Абсорберами называют аппараты, (рис.2.20) в которых протекает процесс абсорбции. По способу создания поверхности контакта жидкости с паром абсорберы делят на аппараты поверхностного типа, насадочные, барботажные (тарельчатые) и механические.

Если газ хорошо поглощается жидкостью, то нет необходимости создавать большую поверхность контакта фаз. В этом случае для хорошей абсорбции газа достаточно пропускать его над поверхностью жидкости (например, процесс поглощения хлористого водорода).

Наиболее широко для абсорбции применяют **насадочные колонны**, сравнительно простые по конструкции (рис.2.19). Это полые цилиндрические аппараты, в которые загружают насадочные тела различной формы, обеспечивающие развитую поверхность контакта между жидкостью и газом. Газ подводят снизу под слой насадки, а жидкость подается на насадку, при этом обеспечивается противоток между жидкостью и газом.

В последнее время освоены плоскопараллельные (рис.2.20) и сотовые насадки, состоящие из вертикально установленных пластин или сотовых элементов, обеспечивающих хороший контакт между жидкостью и газом и в то же время имеющие малое гидравлическое сопротивление.

Насадку укладывают на опорную решетку (колосник). Решетку изготовляют из нескольких секций (рис.2.20, рис.2.21), укладываемых на опорные балки. Размер в свету между колосниками решетки должен быть не более 0,6 - 0,7 наименьшего размера насадочного элемента.

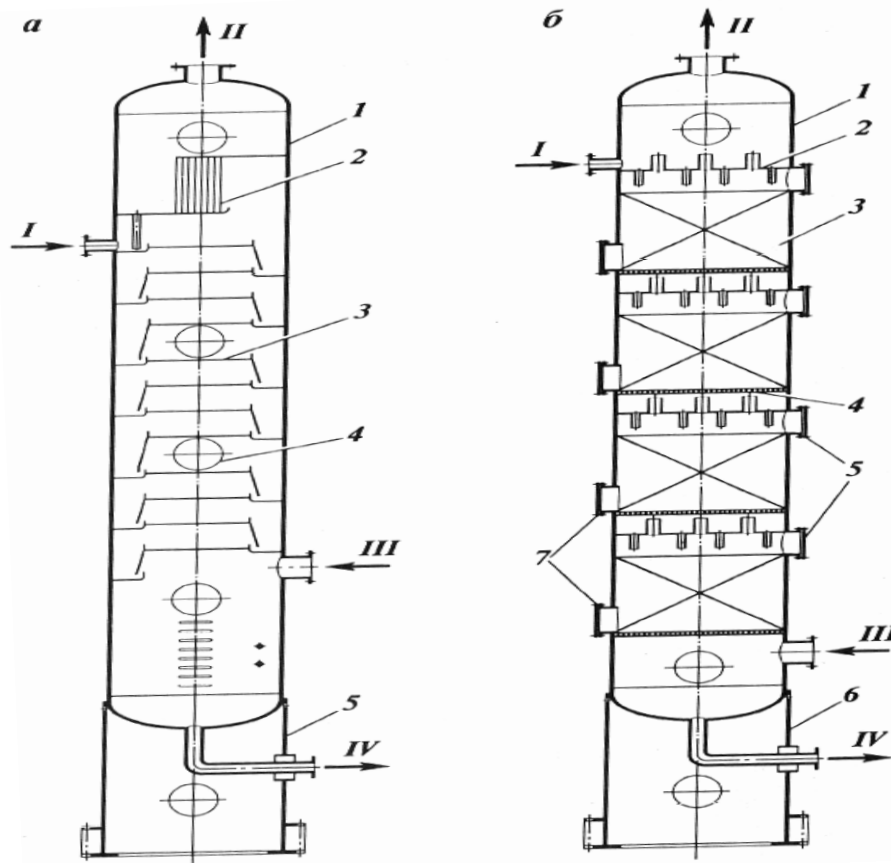


Рис. 2.19. Абсорберы:

- а. – тарельчатый: 1- корпус; 2- каплеотбойник; 3- тарелка; 4-люк; 5- опорная обечайка;
 б. – насадочный: 1- корпус; 2- распределительная тарелка; 3- насадка;
 4- опорная решетка; 5- загрузочные люки; 6- опора; 7- люки для выгрузки насадки;
 I- ненасыщенный абсорбент; II- сухой газ; III- сырой газ; IV- насыщенный абсорбент

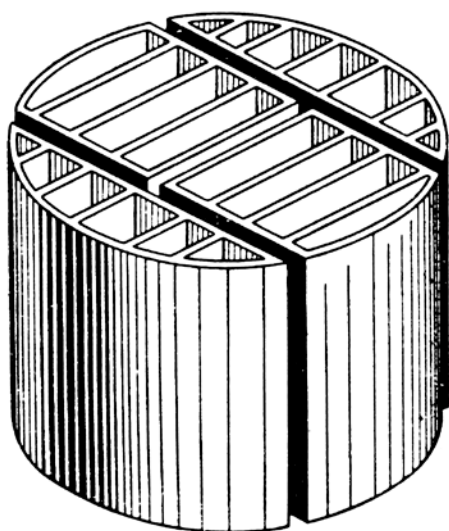


Рис. 2.20. Элемент плоскопараллельной насадки

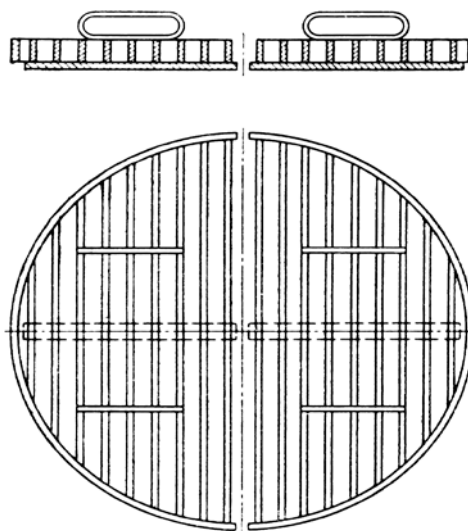


Рис. 2.21. Сварная колосниковая решетка

Хорошей опорной конструкцией для колонн малого диаметра служит также решетки из просечно-вытяжного листа.

Насадочные абсорберы хорошо работают при обильном и равномерном орошении, поэтому оросительные устройства являются одним из важных узлов колонны.

К оросителям предъявляются следующие основные требования: они не должны увеличивать унос жидкости с газом; высота оросительного устройства и расстояние от оросителя до насадки должны быть минимальными; они должны устойчиво работать при колебании расхода жидкости;

- быть простыми по устройству и удобными в эксплуатации;

- не должны забиваться при работе с загрязненными жидкостями.

Оросители подразделяют на самотечные и разбрызгивающие. Из самотечных оросителей жидкость вытекает отдельными струйками через отверстия или прорези. К самотечным оросителям относится распределительная плита (рис.2.22), представляющая собой тарелку с патрубками, через которые жидкость отдельными струйками стекает на насадку.

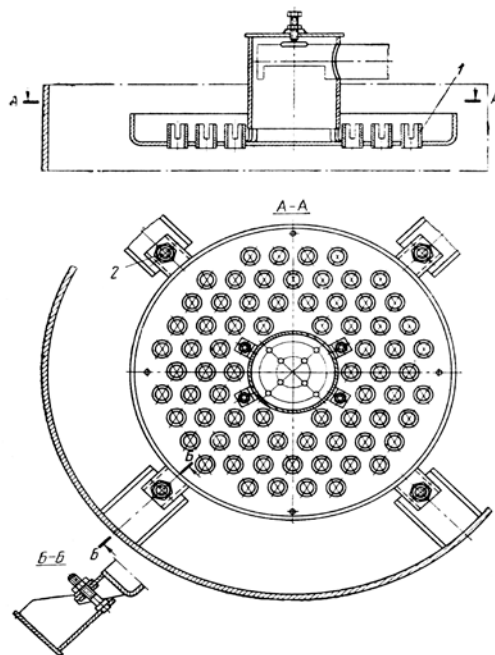


Рис. 2.22. Распределительная плита: 1- патрубок, 2- установочные винты

Уровень тарелки регулируется установочными винтами. Диаметр тарелки равен 0,6 - 0,7 диаметра аппарата. Орошающая жидкость подводится через патрубок к центру тарелки. Распределительные плиты просты по устройству и надежны в работе, однако при большом диаметре колонны они становятся громоздкими и поэтому не применяются для аппаратов диаметром более 3 м.

В аппаратах большого диаметра применяют оросительные желоба (рис.2.23), состоящие из ряда параллельных желобов 1 и главного распределительного желоба 2, расположенного под ними. Желоба громоздки и требуют тщательной регулировки горизонтальности, которая производится с помощью установочных винтов.

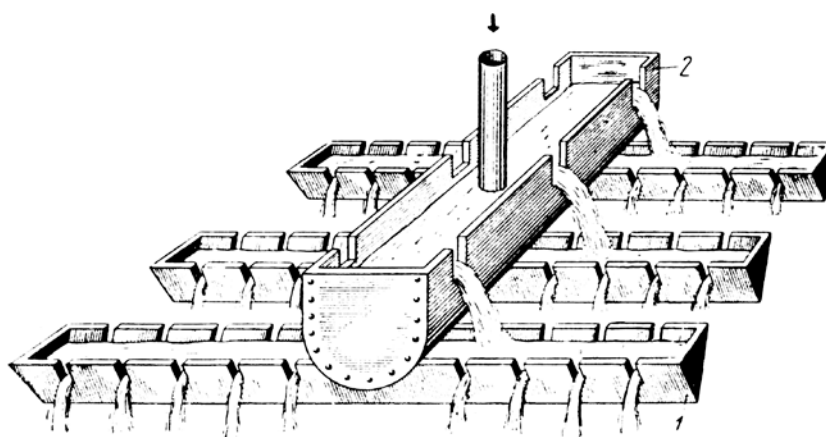


Рис. 2.23. Оросительные жалоба

К разбрызгивающим оросителям относится тангенциальная форсунка (рис.2.24). Жидкость, подлежащая разбрызгиванию, подводится во внутреннюю круглую камеру форсунки тангенциально, закручивается там и выходит с большой скоростью через центральное отверстие. Закрученная струя по выходе из форсунки дробится на капли. Тангенциальная форсунка обеспечивает интенсивное и сравнительно равномерное орошение в радиусе 2 - 2,5 м. В аппаратах большого диаметра устанавливают несколько форсунок.

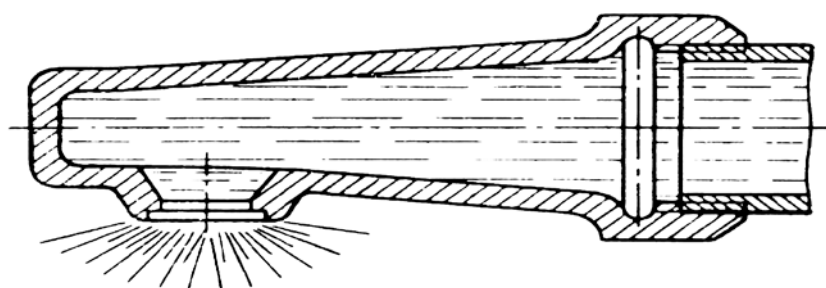


Рис. 2.24. Тангенциальная форсунка

Ограниченное применение для целей абсорбции находят **тарельчатые колонны**. Их применяют в основном в тех случаях, когда количество орошающей жидкости очень мало. В аппаратах используют стандартные колпачковые, ситчатые, клапанные, струйные и провальные тарелки. На тарелке поддерживается слой жидкости, через который барботирует восходящий поток газа, распределяясь в жидкости пузырьками и струйками. Газ последовательно проходит через слои жидкости на тарелках, расположенных в колонне на определенном расстоянии. Жидкость непрерывно перетекает с верхних тарелок на расположенные ниже тарелки. В межтарельчатом пространстве газ отделяется от унесенных капель и брызг. Контакт между поднимающимся газом и стекающей жидкостью осуществляется непрерывно.

В механических абсорберах межфазная поверхность контакта образуется путем разбрызгивания жидкости в газообразной среде с помощью вращающихся устройств различных типов. Механические абсорберы по своей эффективности превосходят абсорберы других типов. Это объясняется тем, что, во-первых, при разбрызгивании жидкости на мелкие капли образуется большая развернутая поверхность контакта фаз, а во-вторых, абсорбция газов летящими каплями жидкости в несколько раз больше, чем при тех же условиях стекающей пленкой. Благодаря этому механические абсорберы весьма компактны (рис.2.25). Общий недостаток механических абсорберов - сложность конструкции и значительный брызгоунос.

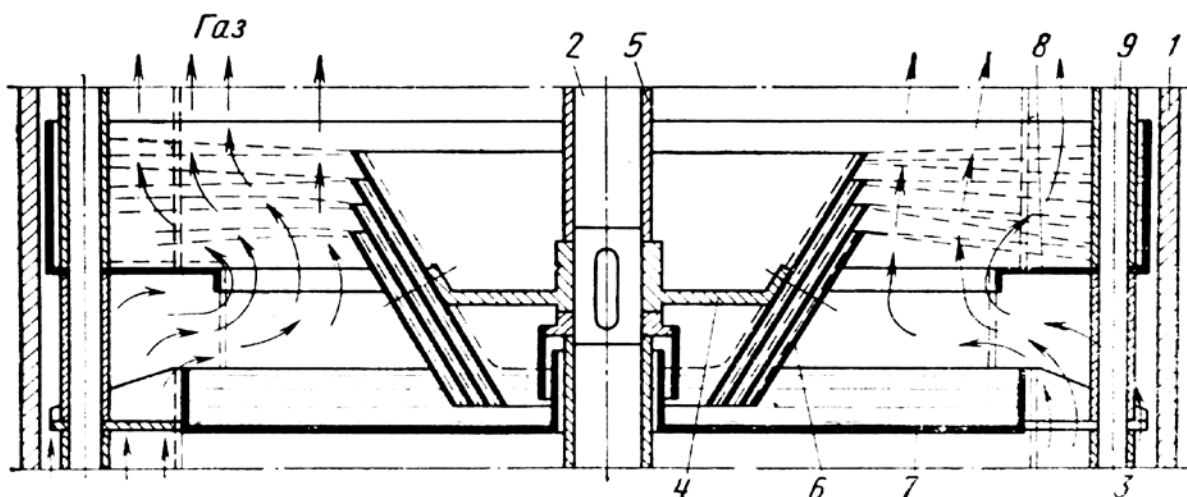


Рис. 2.25. Механический абсорбер

2.5. Адсорберы

Адсорберы - это аппараты (рис.2.26), в которых происходит разделение газовых, паровых или жидких смесей путем избирательного поглощения одного или нескольких компонентов исходной смеси поверхностью пористого твердого тела - адсорбента.

Наиболее часто адсорберы используют для разделения газовых или паровых смесей, очистки и осушки газа, улавливания из парогазовых смесей ценных органических веществ.

Процесс адсорбции является избирательным и обратимым. Это означает, что каждый адсорбент способен поглощать лишь определенные вещества и не поглощать другие вещества, содержащиеся в газовой смеси.

Поглощенное вещество может быть выделено из адсорбента путем десорбции - процесса, обратного адсорбции.

В качестве адсорбентов используются твердые вещества в виде зерен размером 2 - 8 мм или пыли с размером частиц 50 - 200 мкм, обладающих большой пористостью (например, 1 г. активированного угля имеет поверхность пор от 200 до 1000 м², поверхность пор 1 г. силикогеля составляет до 500 м²).

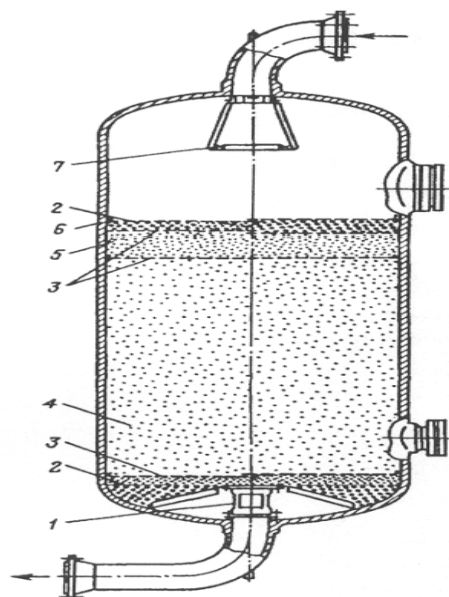


Рис. 2.26. Схема загрузки адсорбера:

1 - нижний дефлектор; 2 - муллит; 3, 6 - сетки; 4 – силикагель мелкопористый;
5- силикагель крупнопористый; 7 - верхний дефлектор

Адсорберы подразделяют на следующие типы:

- 1) с неподвижным зернистым адсорбентом;
- 2) с движущимся зернистым адсорбентом;
- 3) с псевдоожиженным (“кипящим”) слоем пылевидного адсорбента.

Адсорберы с неподвижным слоем зернистого адсорбента представляют собой полые вертикальные аппараты, в которых размещен адсорбент. Паровоздушная или газовая смесь, подлежащая разделению, подается внутрь корпуса 1 адсорбера через специальный штуцер. Внутри адсорбера смесь проходит через слой зернистого адсорбента, уложенного на решетке 2. Зерна адсорбента поглощают из смеси определенный компонент. После этого газовая смесь удаляется из адсорбера через выхлопной патрубок.

Адсорбент может поглощать извлекаемый компонент до некоторого предела насыщения, после которого проводят процесс десорбции. С этой целью прекращают подачу паровоздушной смеси в адсорбер, а затем в аппарат подают перегретый водяной пар (или другой вытесняющий агент), который движется в направлении, обратном движению паровоздушной смеси. Паровая смесь (смесь паров воды и извлекаемого компонента) удаляется из адсорбера и поступает на разделение в ректификационную колонну или отстойник.

После десорбции, длящейся приблизительно одинаковое с процессом адсорбции время, через слой адсорбента пропускают горячий воздух, которым адсорбент подсушивается. Воздух входит в аппарат через паровой штуцер, а удаляется через штуцер для паровой смеси.

Высушенный адсорбент затем охлаждается холодным воздухом до необходимой температуры.

Современный адсорбер оснащен системой приборов, которые в нужное время автоматически переключают потоки с адсорбции на десорбцию, затем на сушку и охлаждение. Чтобы установка непрерывно разделяла газовую смесь, ее комплектуют из двух или более адсорберов, которые включаются на поглощение и другие операции поочередно.

Проведение процесса адсорбции в псевдооживленном слое (рис.2.27) имеет следующие преимущества: низкое гидравлическое сопротивление слоя, допустимость высоких скоростей газа по сечению аппарата, быстрое выравнивание температуры по всему слою и большая поверхность фазового контакта.

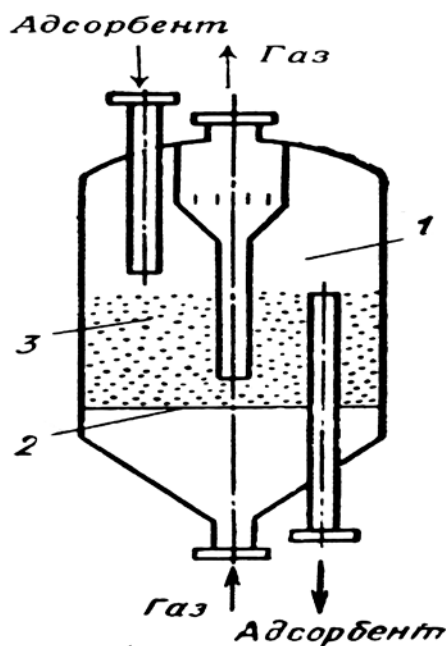


Рис. 2.27. Одноступенчатый адсорбер:

- 1- цилиндрический корпус; 2 – газораспределительная решетка;
- 3 – псевдооживленный слой зернистого пылевидного адсорбента

Однако наряду имеются и недостатки: при соприкосновении газа на выходе из слоя с частицами адсорбента может произойти частичная десорбция поглощенного вещества из них, газы загрязняются пылью адсорбента, частицы быстро истираются, поэтому необходимо использовать адсорбенты с высокой механической прочностью.

Многоступенчатый адсорбер представляет собой вертикальную колонну с колосниковыми или ситчатыми тарелками. Над каждой тарелкой создается небольшой псевдооживленный слой адсорбента. Зерна адсорбента перетекают вниз с тарелки на тарелку по переточным трубам. Газовая смесь подается в колонну снизу. В колонне эта смесь, пройдя через отверстия в тарелках, движется противотоком к адсорбенту. Отработавший адсорбент выгружается внизу колонны через специальный затвор. Десорбция поглощенных продуктов из адсорбента производится в такой же колонне. Переброска адсорбента с колонны на колонну производится пневмотранспортом.

2.6. Ремонт колонной аппаратуры

Колонная аппаратура относится к основному технологическому оборудованию нефтегазопереработки и нефтехимии. К колонным аппаратам относят ректификационные колонны, абсорберы, адсорберы, десорберы, скрубберы, дистилляторы, экстракторы.

Колонные аппараты, как правило, устанавливаются на открытой площадке на разных отметках от земли. Эти аппараты имеют форму цилиндра постоянного или переменного сечения и их высота обычно значительно больше диаметра. Корпус аппарата опирается на опорную часть - цилиндрическую (коническую) юбку или на опорные лапы и устанавливается на железобетонных фундаментах, постаментах или на металлических эстажерах.

Внутренние устройства колонной аппаратуры могут быть простыми и сложными, иметь разнообразную конструкцию (колосники, отбойники, улиты, маточники, контактные тарелки различных конструкций, опорные тарелки под насадку и т.д.), выполняются разборными из отдельных секций, ширина которых позволяет производить их монтаж и демонтаж через люки аппарата. Разборная конструкция внутренних устройств позволяет также компенсировать различие температурных расширений внутренних устройств и корпуса, избежать их возможного коробления.

Большинство колонных аппаратов работает при высокой температуре под давлением или в вакууме и содержит огне- и взрывоопасные среды. В процессе эксплуатации колонны подвергаются коррозионному, эрозионному и термическому износу корпусов и внутренних устройств.

Скорость износа зависит от многих факторов: от физико-химических свойств среды, условий ведения процесса, конструктивного исполнения, качества металла корпуса и внутренних устройств, применения соответствующих ингибиторов коррозии.

Механический износ корпуса и внутренних устройств - неизбежный естественный процесс, он проявляется в виде пластических деформаций деталей, а также образовании трещин в металле при превышении расчетных давлений и температур.

Сернистая коррозия наблюдается в аппаратах, работающих при невысоких температурах в присутствии влажных сернистых соединений, а также при повышенных температурах (свыше 250°C) - высокотемпературная сернистая коррозия.

Хлористоводородной коррозии подвержены верхние пояса атмосферных колонн, где растворение хлористого водорода в каплях воды приводит к образованию слабой соляной кислоты.

Коррозия нафтеновыми кислотами характерна для нижних и средних поясов колонной аппаратуры. В результате коррозионного износа происходит уменьшение толщины стенки аппарата, коррозионное растрескивание сварных соединений.

Эрозионный износ корпусов колонн наиболее интенсивен в местах с высокими скоростями жидкости и паровых потоков, содержащих абразивные включения (катализатор, адсорбент, кокс). Участки корпусов, подверженные эрозии, защищают специальными устройствами (улиты, маточки, отбойные листы и т.д.), уменьшающими кинетическую энергию струй жидкости и пара.

Температурное разрушение корпусов колонн и их деформация является следствием ползучести металлов. Так, для углеродистых сталей ползучесть проявляется при температуре выше 375°C , для легированных сталей выше 420°C .

Износ колонных аппаратов опасен не только из-за нарушения их прочности; образовавшиеся продукты коррозии могут закупорить или загрязнить трубопроводы небольшого сечения, теплообменники и конденсаторы.

Для борьбы с коррозионным, эрозионным и термическим износом для изготовления корпуса и внутренних устройств колонн используют стойкие материалы с учетом рабочих условий в аппарате (температура, давление, агрессивность среды). Корпуса аппаратов изготавливают из сталей ВСтЗсп (температура стенки $t \leq 425^{\circ}\text{C}$, давление $P \leq 5 \text{ МПа}$), 20К ($t \leq 475^{\circ}\text{C}$, давление не ограничено), 16ГС (аппараты, работающие при повышенных давлениях, ($t \leq 475^{\circ}\text{C}$), 12ХМ ($t \leq 560^{\circ}\text{C}$, $P \leq 10 \text{ МПа}$) и других сталей.

При наличии коррозионных сред корпуса колонн изготавливают из биметалла с защитным слоем из сталей 08Х13 (сернистая коррозия), монеля (хлористо-водородная коррозия), 12Х18Н10Т (хлористо-водородная коррозия, коррозия нафтеновыми кислотами) и других материалов.

Внутренние устройства колонной аппаратуры изготавливают из углеродистых и легированных сталей (ВСтЗсп, 08Х13, 12Х18Н10Т), монеля и др.

2.6.1. Подготовка колонной аппаратуры к ремонту

Подготовка аппарата к ремонту состоит из следующих этапов:

1) Отключить аппарат от действующей системы (т.е. закрыть вентили, краны на трубопроводах, штуцерах приборов КИП и автоматики) и от источников питания электросетей (повесить табличку на выключатель «Не включать, работают люди»);

2) сбросить давление в аппарате до атмосферного. Освободить аппарат от продуктов (газ – на факел, жидкую фазу – в аварийную емкость или в канализацию), открыть арматуру на «воздушки». Для слива жидкости при остановке аппарата в сливных карманах тарелок предусмотрены дренажные отверстия диаметром 8-10 мм.

3) после слива продукта для удаления остатков взрывопожароопасных и токсичных веществ аппарат пропаривают водяным паром. Продолжительность пропарки зависит от вида продуктов: легкие углеводороды, дизельное топливо, мазут и т.д. В некоторых случаях пропарку и промывку повторяют несколько раз;

4) промыть аппарат конденсатом водяного пара, горячей, а затем холодной водой с последующей продувкой азотом или воздухом;

5) установить заглушки на подводящих и отводящих трубопроводах с фиксацией в специальном журнале. Толщина заглушки определяется расчетом на внутреннее давление в системе. Заглушка должна иметь выступающие указатели-хвостовики, где указаны величина условного давления P_y и условного диаметра D_y заглушки;

6) производится вскрытие аппарата. *Вскрытие вертикальных аппаратов (ректификационных колонн, абсорберов, десорберов и др., содержащих углеводороды, следует производить, строго соблюдая следующие правила. Вначале открывают верхний люк, причем перед этим в аппарат в течение некоторого времени следует подавать водяной пар, чтобы избежать возможного подсоса воздуха в аппарат, в результате которого может образоваться взрывоопасная смесь. Далее последовательно в направлении сверху вниз открывают остальные люки. Нельзя также открывать сначала нижний люк, а затем верхний люк, так как за счет разности температур происходит сильный приток воздуха в колонну, что также может привести к образованию взрывоопасной смеси из-за недостаточной пропарки колонны.*

Для охлаждения колонны и снижения содержания в ней вредных веществ после вскрытия люков колонна некоторое время (обычно в течение 4 – 6 часов) проветривается при открытых люках за счет естественной конвекции воздуха.

7) Возможность проведения ремонтных работ в колонне устанавливают исходя из результатов лабораторного анализа проб воздуха, взятого из разных по высоте колонны мест. При достижении концентрации ниже предельно допустимых значений (предельно допустимое содержание углеводородов 300 мг/м^3 , сероводорода - 10 мг/м^3 , содержание кислорода не менее 18%), выдается разрешение (наряд-допуск) на проведение в аппарате очистных и ремонтных работ.

Если ремонтные работы связаны со сварочными работами, оформляется огневое разрешение за подписью гл. инженера и представителей газоспасательной службы и пожарной охраны.

Для сокращения времени ремонта при пропарке и промывке аппарата снимают основную часть шпилек с люков, оставляя на каждом люке по 6-8 шпилек.

2.6.2. Технология ремонта

В процессе эксплуатации внутренняя поверхность корпуса аппарата и внутренние устройства загрязняются отложениями смол, кокса, продуктов коррозии. В результате коррозионно-эрозионного износа снижается толщина стенок корпуса, и повреждаются внутренние устройства.

Корпус колонны, а также внутренние устройства подвергают тщательному осмотру. При необходимости для осмотра всей поверхности корпуса, осуществления чистки и ремонта, разбирают внутренние устройства или их

часть. Так как крепежные элементы тарелок (гайки, клинья) доступны только сверху, тарелки разбирают в последовательности сверху вниз. Демонтированные секции тарелок через люки извлекают наружу и с помощью крана-укосины, который крепится к верху аппарата, опускают на землю.

Выявление дефектов корпуса осуществляется путем визуального осмотра для определения общего состояния корпуса и участков, подверженных наибольшему износу, измерение остаточной толщины корпуса с помощью ультразвуковых дефектоскопов, путем микрометрирования и контрольного просверливания отверстий, проверки на плотность сварных швов и разъемных соединений и т.д.

Для безопасного и эффективного осмотра, чистки и ремонта высоких пустотелых колонных аппаратов пользуются специальной подвесной платформой, элементы которой вводят через люк, собирают внутри аппарата и соединяют тросом с лебедкой. Платформа поднимается с помощью троса, что позволяет производить осмотр и чистку внутренней поверхности аппарата, осмотр сварных швов, ремонт внутренней поверхности.

Очистку внутренней поверхности корпуса аппарата и внутренних устройств от отложений выполняют механическим, гидромеханическим (водоструйная, пескоструйная чистка) или физико-химическими способами. Выбор способа чистки определяется природой отложений.

Механическую чистку выполняют ручную или с механическим приводом (пневматические молотки, пневмо-турбинки) лопатками, скребками или щетками из цветных металлов.

При физико-химическом способе чистки на отложения воздействуют органическими углеводородными растворителями, ингибированными кислотами (соляной, сульфаминовой, лимонной, муравьиной или смесью этих кислот), щелочью, водой. При чистке деталей тарелок их погружают в ванну с растворителем или реагентом.

При комплексной очистке аппаратуры от отложений ее последовательно промывают легкими углеводородами, кислотой, водой, щелочью и снова водой, после чего производят пассивирование для предотвращения коррозии металла.

По завершении очистных работ проводят дефектацию корпуса и внутренних устройств аппарата, при необходимости осуществляют ремонт корпуса и днищ, замену дефектных деталей внутренних устройств.

Ремонт корпуса и днищ колонны заключается в устранении трещин, вмятин, свищей или коррозионно-эрозионного износа. В зависимости от вида повреждений выбирают тот или иной способ ремонта.

Заварка трещин. Осмотрев трещину, устанавливают ее размеры. На концах трещины просверливают отверстия для предотвращения ее распространения в длину. Поверхность колонны в зоне трещины тщательно зачищают с внутренней и наружной сторон. После засверловки трещину разделяют под сварку с помощью пневмомолота и зубила или специального газового резака.

Несквозные трещины глубиной до 0,4 толщины листа разделяют вырубкой металла на максимальную глубину под углом 50 - 60°. Сквозные и несквозные трещины глубиной более 0,4 толщины листа разделяют на полную толщину стенки (при толщине листа более 15 мм - под двустороннюю сварку).

Установка заплат. Сквозные трещины при значительном расхождении кромок, а также участки значительного износа, образовавшиеся в результате коррозии и эрозии, вырезают и на их место устанавливают заплаты. Размеры заплат не должны превышать 1/3 площади листа и должны быть на 100-150 мм больше размеров поврежденного участка. Вальцовку заплат производят с радиусом кривизны на 10% меньше необходимого, т. к. при сварке заплата распрямляется. Углы заплат должны быть скруглены с радиусом закругления не менее 50 мм. Приварку заплат выполняют встык.

Замена изношенных обечаек корпуса. При недопустимом местном или общем износе стенок корпуса аппарата заменяют его отдельные части или корпус в целом. При замене верхних изношенных поясов корпуса верхнюю часть аппарата отрезают, демонтируют и заменяют новой. Замена средних поясов корпуса значительно сложнее: сначала отрезают и демонтируют верхнюю неповрежденную часть корпуса, затем - среднюю поврежденную часть, после чего поднимают заранее подготовленную новую часть корпуса и стыкуют ее с нижней неповрежденной частью. После этого устанавливают на место верхнюю, ранее демонтированную часть корпуса. Учитывая высокую сложность и трудоемкость подобных замен, часто более целесообразно проводить замену всего корпуса аппарата.

При замене обечаек корпуса и днищ аппарата руководствуются следующими требованиями:

- 1) все швы должны быть только стыковыми;
- 2) кромки свариваемых листов необходимо зачищать до чистого металла на ширину не менее 10 мм;
- 3) продольные швы стыкуемых обечаек, а также меридиональные швы днищ должны быть смещены один по отношению к другому на величину трехкратной толщины более толстого листа, но не менее чем на 100 мм между осями швов;
- 4) если разница в толщине стыкуемых листов превышает 5 мм или более 30% толщины тонкого листа, то необходимо предусмотреть плавное утонение толстого листа под углом не более 15°;
- 5) ширина листов обечайки между продольными швами должна быть не менее 800 мм, а ширина замыкающей вставки - не менее 400 мм; обечайки диаметром до 500 мм выполняют с одним продольным швом;
- 6) совместный увод кромок (угловатость) в швах должен быть не более 10% толщины листа плюс 3 мм, но не более 5 мм;
- 7) смещение кромок не должно превышать в продольных швах 10% толщины тонкого листа, но не более 3 мм; в кольцевых швах при толщине листов до 20 мм - 10% плюс 1 мм, а при толщине более 20 мм - 15%, но не более 5 мм; в соединениях из биметалла - 10%, но не более 3 мм со стороны основного слоя и не более 50% толщины защитного слоя.

После сварки аппараты и их элементы подвергают термообработке в случаях, если:

- 1) толщина стенки корпуса $S > 36$ мм;
- 2) корпус изготовлен из хромистой, хромо-ванадиевольфрамовой или хромомолибденовой стали или из биметалла с защитным слоем из этих сталей;
- 3) среда в аппарате вызывает коррозионное растрескивание металла (раствор едкого натра, едкого кали и др.);
- 4) днище или иные штампованные элементы из стали 09Г2С или 10Г2С1 работают при температурах от - 40 до - 70°С; 5) корпуса, изготовленные из хромоникелевых аустенитных сталей (12Х18Н10Т и др.) и работающие при температурах выше 350°С в средах, вызывающих межкристаллитную коррозию, необходимо подвергать стабилизирующему отжигу.

2.6.3. Ремонт внутренних устройств вертикальных аппаратов

К внутренним деталям вертикальных цилиндрических аппаратов (ректификационные колонны, абсорберы, десорберы, экстракторы, скрубберы, адсорберы) относятся тарелки, распределители жидкостей и газов, отбойники, устройство для ввода сырья, теплообменные устройства, установленные в кубе колонн и др.).

В процессе эксплуатации внутренние устройства подвергаются коррозии, эрозии, пластической деформации, покрываются различными отложениями продуктов коррозии, смолами продуктами полимеризации и т.д.

При проведении технического освидетельствования в соответствии с графиками планово-предупредительных ремонтов, производится чистка, ревизия и ремонт внутренних устройств.

После вскрытия аппарата извлекают из аппарата разборные части внутренних устройств через люки-лазы. Извлеченные детали помещаются в ванны с растворителями для удаления отложений, промываются горячей и холодной водой, подвергаются сушке воздухом. После удаления отложений производится дефектация деталей. Выявленные дефекты фиксируются в дефектной ведомости и устраняются. Сварные швы зачищаются до чистого металла и перевариваются. Изогнутые ножки элементов клапанных тарелок выпрямляются. Замеряется остаточная толщина полотна тарелки, паровых патрубков, колпачков и других элементов тарелок для выявления до браковочных размеров. Дефектные шпильки крепления полотна тарелки к опорным конструкциям тарелки заменяются. Очищаются от продуктов коррозии отверстия в сливных карманах.

После завершения очистных работ определяют толщину стенок деталей тарелок с помощью обычного мерительного инструмента. Дефектные детали и узлы подлежат замене.

Разборные детали тарелок, вносимые внутрь колонны через люк, собирают в направлении снизу вверх; такой порядок обеспечивает большой простор работающим внутри колонны рабочим. Перед сборкой детали тарелок проверяют на соответствие их размеров проекту и техническим условиям, при необходимости правят, прогоняют резьбу болтов и шпилек, заготавливают прокладки.

Для каждого типа тарелок предусмотрены определенные допуски на прогиб секций, размеры и положение контактных элементов, а также расстояние между ними.

При сборке тарелок необходимо выдерживать требуемые допуски на горизонтальность, т. к. отклонения от горизонтальности полотен приводит к неравномерному барботажу пара по площади тарелки и снижает эффективность ее работы. Допускаемые отклонения от горизонтальности полотна для большинства тарелок составляют: $\Delta h \leq 0,001D_e$, но не более 5 мм, где D_e - внутренний диаметр аппарата. Допуск на расстояние между тарелками составляет ± 3 мм.

Горизонтальность полотен тарелок контролируется с помощью уровней (гидроуровней) и достигается изменением толщины прокладок между секциями полотна и опорными элементами тарелки (опорное кольцо, балки). В отдельных случаях тарелки проверяют на барботаж визуально. В нижнюю часть аппарата подается воздух, и колонна или ее секция заливается жидкостью. Равномерность барботажа по всей плоскости тарелки свидетельствует о горизонтальном ее положении и качественной сборке.

Дефектные люки и штуцера удаляют с помощью газовой резки. Материал для изготовления нового люка, штуцера и укрепляющего кольца должен соответствовать проекту. Сначала приваривают штуцер или люк, а затем укрепляющее кольцо. В новом кольце необходимо просверлить сигнальное отверстие и нарезать резьбу М10. Размеры укрепляющего кольца тщательно подгоняют, при этом желательно, чтобы диаметр его был больше диаметра старого, и сварка проводилась на новом месте.

В завершение ремонтных работ люки аппарата закрывают, проводят испытание на прочность и плотность. При гидравлическом испытании колонна заполняется водой при открытой «воздушке», устанавливаемой в верхней части колонны. Появление воды в «воздушке» свидетельствует о заполнении колонны водой. После закрытия «воздушки» давление в колонне медленно повышается до контрольной величины (пробное давление). При этом давлении аппарат выдерживается определенное время в зависимости от толщины стенки аппарата, затем давление снижается до рабочего значения, при котором осуществляется осмотр корпуса колонны. При положительных результатах испытания восстанавливают теплоизоляцию аппарата.

ГЛАВА 3. ТЕПЛООБМЕННАЯ АППАРАТУРА, ИСПОЛЬЗУЕМАЯ НА ОБЪЕКТАХ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ, ГАЗА И НЕФТЕХИМИИ

Теплообменный аппарат предназначен для передачи теплоты от более нагретых тел к менее нагретым. Теплообменивающиеся среды принято называть теплоносителями. Среда, отдающая тепло, называется теплоносителем, а среда, воспринимающая тепло, называется хладагентом.

В зависимости от технологического назначения теплообменные аппараты имеют различные названия: теплообменники, холодильники, испарители, подогреватели, регенераторы, огневые нагреватели. Огневые нагреватели – это печи, в которых греющим теплоносителем являются продукты сгорания топлива. Разработаны и находят применение различные типы печей, отличающиеся между собой по ряду признаков.

По способу передачи тепла теплообменники относят к одной из следующих групп:

1) поверхностные, в которых участвующие среды отделены одна от другой стенкой, являющейся поверхностью теплообмена; 2) смешительные, в которых теплообмен осуществляется при непосредственном соприкосновении сред.

К первой группе теплообменников относятся аппараты, где поверхностью нагрева является поверхность труб:

1. Кожухотрубные теплообменники состоят из пучка труб, закрепленных в трубных решетках, которые заключены в общий кожух. Один из теплоносителей циркулирует по трубкам, а другой в межтрубном пространстве. Конструктивно эти теплообменники (рис.3.1) разделяются на:

1) на одноходовые, в которых теплоноситель проходит параллельно по всем трубам пучка;

2) многоходовые, в которых пучок труб разделен на несколько секций (ходов), а теплоноситель проходит последовательно через все ходы;

3) теплообменники с U- образными трубами, с двойными трубами и перекрестным током теплоносителя.

2. Теплообменники “труба в трубе”, состоят из двух концентрически расположенных труб, в которых один теплоноситель циркулирует по внутренней трубе, а другой по кольцевому пространству между трубами.

3. Подогреватели с паровым пространством -обычно горизонтальные сосуды, в нижней части которых расположены один или два съемных трубных пучка. В трубные пучки подается теплоноситель, за счет его тепла в корпусе происходит испарение более легких продуктов, которые из верхней части удаляются, тяжелый остаток непрерывно выводится через нижний штуцер, расположенный за сливной перегородкой.

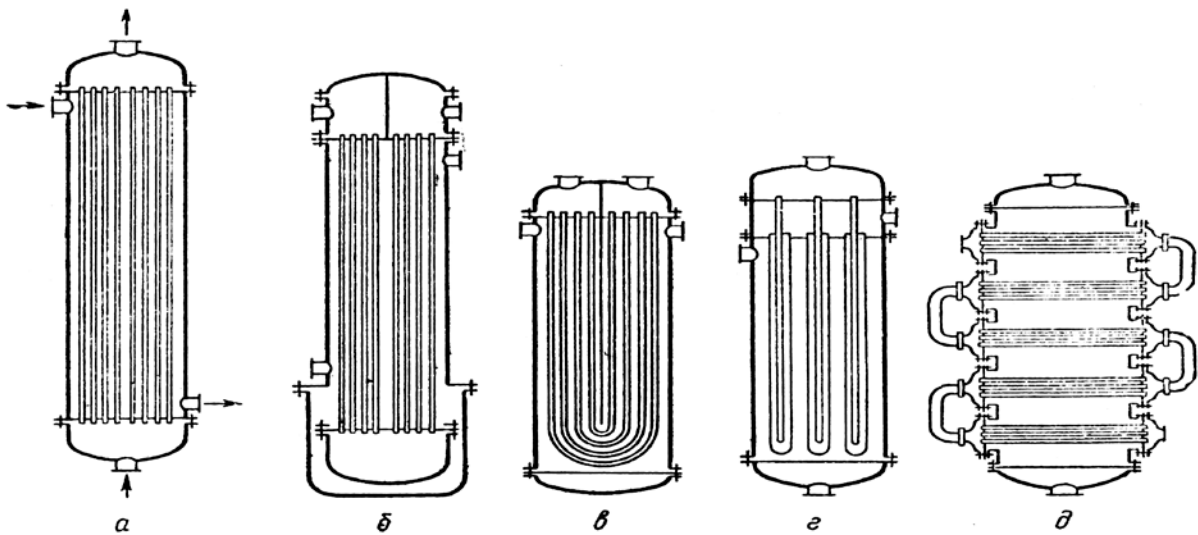


Рис. 3.1. Теплообменные аппараты:
 а – одноходовые; б – многоходовые; в - с U- образными трубами;
 г – с двойными трубами; д – с перекрестным током теплоносителя

Теплообменники кожухотрубные жесткого типа (типа ТН и ТК) изготавливают с поверхностью теплообмена (наружной поверхностью всех труб пучка) от 1 до 2000 м², на давление 0,6; 1,0; 1,6; 2,5 МПа (рис.3.2) и применяются при сравнительно малой разности температур теплообмениваемых сред (не более 50 °С). При более высокой разности температур напряжения, возникающие в корпусе и трубках, могут нарушить плотность соединения в местах развальцовки труб, и теплоноситель из межтрубного пространства будет проникать в трубный пучок (или наоборот). Одним из способов компенсации температурных напряжений является установка линзового компенсатора на корпусе (рис.3.3). Линза компенсатора сваривается из двух торковых полулинз, изготовленных штамповкой. Наружный диаметр линзы обычно больше наружного диаметра корпуса на 250 мм. Линзы можно сваривать в группы по 2 - 6 линз подряд. Одна линза допускает растяжение или сжатие до 8 мм.

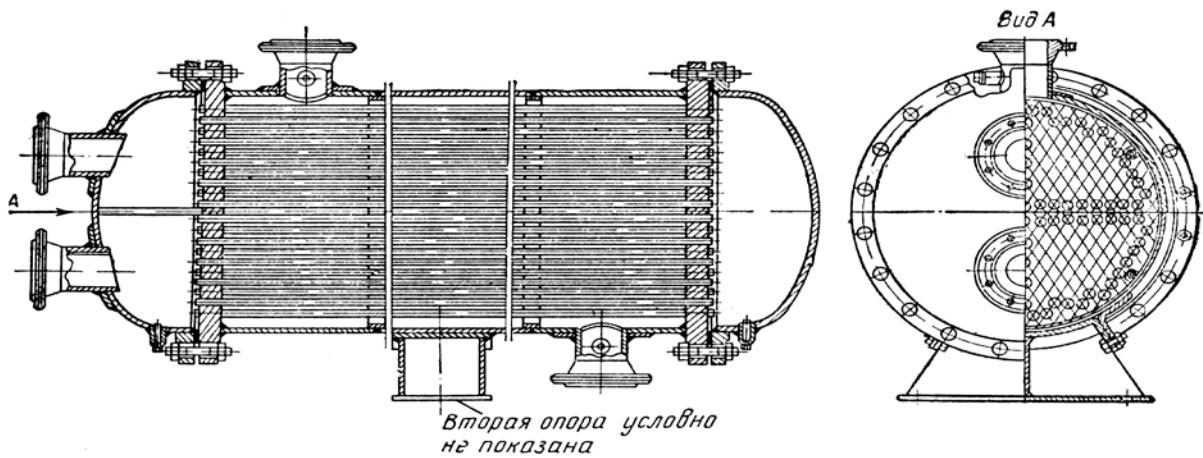


Рис. 3.2. Теплообменник жесткого типа

Теплообменники с линзовым компенсатором типа ТК применяются при давлениях не выше 1,6 МПа. При более высоком давлении приходится применять линзу с большей толщиной стенки, что в свою очередь увеличивает ее жесткость и резко снижает компенсирующую способность.

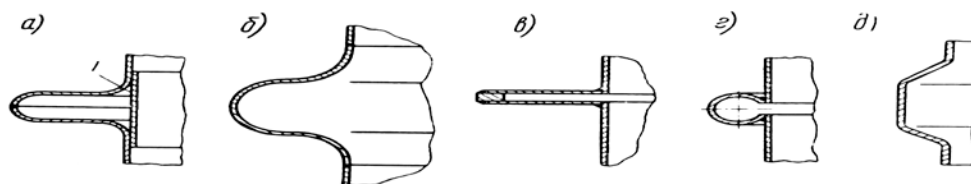


Рис. 3.3. Гибкие компенсаторы:
 а- линзовый, сваренный из двух тарелок; б- линзовый цельноштампованный;
 в- плоский; г- компенсатор из трубы; д- компенсатор в виде утолщения на корпусе

Теплообменники типов ТН и ТК изготавливаются диаметром корпуса от 159 мм (минимальный наружный) до 1200 мм (максимальный внутренний), с числом ходов от 1 до 6, диаметром трубок 20×2; 25×2,5; 38×3 мм, длиной трубок 1; 1,5; 2; 3; 4; 6; 9 м.

Теплообменники жесткого типа в сравнении с другими конструкциями проще, легче в изготовлении и дешевле. Основной их недостаток - невозможность механической чистки наружной поверхности трубок, поэтому их применяют в тех случаях, когда в межтрубное пространство вводится теплоноситель, не дающий отложений на стенках, не вызывающий коррозии.

Теплообменники кожухотрубные с плавающей головкой (типа ТП). Эти теплообменники (рис.3.4), получившие наибольшее распространение на нефтезаводах, применяются для нагрева или охлаждения чаще всего жидких нефтепродуктов. Плавающая головка вследствие независимого крепления ее в корпусе имеет возможность перемещаться в осевом направлении, не передавая тем самым на корпус возникающих в трубном пучке напряжений.

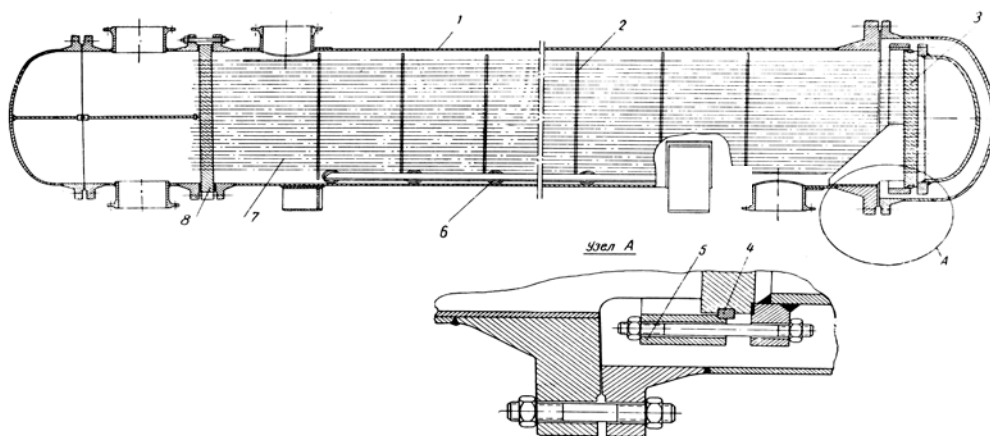


Рис. 3.4. Теплообменник с плавающей головкой:
 1- кожух теплообменника; 2- перегородки; 3- подвижная трубная решетка;
 4- кольцо из двух половин; 5- свободный фланец; 6- опорные ролики;
 7- трубки; 8- неподвижная трубная решетка

Количество ходов по трубкам при диаметре корпуса менее 500 мм равно двум, более 500 мм - четырем или более. В межтрубном пространстве обычно применяют один поток.

В качестве промежуточных опор для трубного пучка используются поперечные перегородки (рис.3.5), в которых устраивают вырезы различной формы для изменения тока теплоносителя в межтрубном пространстве.

Методы крепления труб в трубных решетках теплообменников всех типов показаны на (рис.3.6). Наиболее надежным способом, обеспечивающим плотность соединения и легкость смены дефектных трубок, является развальцовка, проверенная на стальных, медных, латунных и алюминиевых трубках.

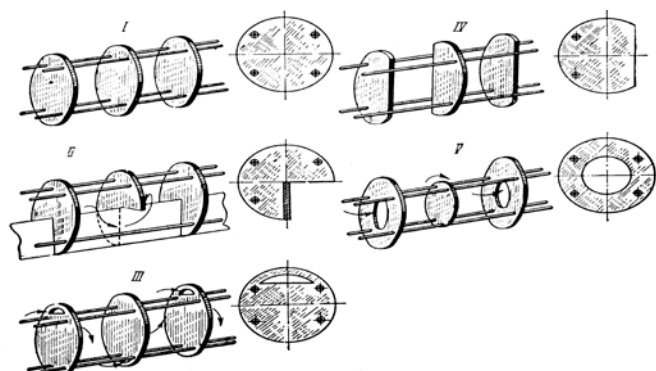


Рис. 3.5. Типы поперечных перегородок:

- I- для прямолинейного тока;
- II- для спирального тока жидкости; I
- III- для переменного тока (сверху вниз);
- IV- для переменного тока (вправо-влево);
- V- для переменного тока (от периферии к центру)

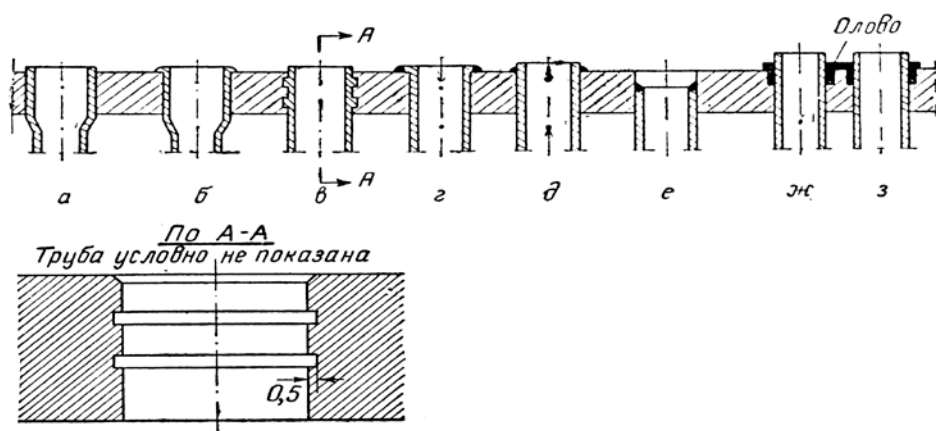


Рис. 3.6. Способы крепления труб в трубных решетках:
 а- развальцовка в отверстиях с канавками; б- то же с отбортовкой;
 г, д, е,- закрепление при помощи электросварки; ж, з- заливка оловом

Теплообменники с плавающей головкой (типа ТП), выпускаются на давление 1,6; 2,5; 4 и 6,4 МН/м² и диаметром корпуса от 300 до 1400 мм. Поверхность теплообмена у них колеблется от 12,5 до 1250 м². Длина труб - 3; 6 и 9 м.

Преимущество рассматриваемых теплообменников заключается в возможности легкой замены пучка или извлечения его из корпуса с целью чистки, ремонта или установки дополнительных перегородок.

Недостатками считаются сложность конструкции (недоступность подвижной головки), трудность контроля во время эксплуатации, более значительный вес и стоимость единицы поверхности нагрева в сравнении с теплообменниками жесткой конструкции.

Теплообменники U - образными трубками (типа ТУ) применяют только тогда, когда теплоноситель не вызывает загрязнения трубок, чистка которых механическими средствами затруднена.

Конструкция теплообменника типа ТУ представлена на (рис.3.7), из которого видно, что этот теплообменник всегда делается двухходовым по трубному пространству - в этом его конструктивная особенность. При ремонтах трубный пучок вместе с трубной решеткой может быть извлечен из корпуса.

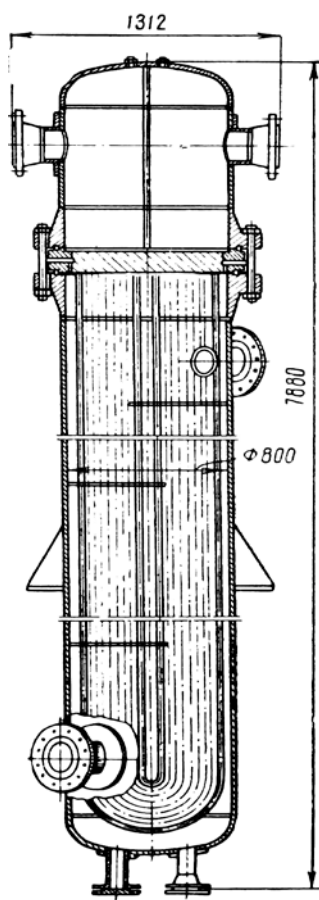


Рис. 3.7. Теплообменник с U- образным трубным пучком

Применение U- образных трубок позволяет при тех же габаритах значительно увеличить поверхность теплообмена благодаря увеличению поверхности гнутых участков пучка и уменьшению зазоров между корпусом и трубным пучком.

Конструкция теплообменника отличается простотой, легкостью изготовления и ремонта в сравнении с теплообменниками с плавающей головкой и обладает такой же свободой перемещения трубного пучка в осевом направлении.

Промышленность выпускает теплообменники типа ТУ для тех же условий эксплуатации и имеет те же конструктивные характеристики, что и теплообменники с плавающей головкой.

Теплообменник типа “труба в трубе” состоит из двух труб разного диаметра (рис.3.8), вставленных одна в другую. Одна из сред течет по внутренней трубе, а другая - по кольцевому пространству между трубами. Противоток и высокие скорости турбулентного потока уменьшают возможность отложений на стенках труб. Если нет необходимости чистить теплообменник, то его делают цельносварным, для чего наружная труба по концам обжимается и приваривается к внутренней трубе. Цельносварную конструкцию теплообменника применяют при разности температур стенок труб не более $70\text{ }^{\circ}\text{C}$. При большей разности температур используют разборные теплообменники.

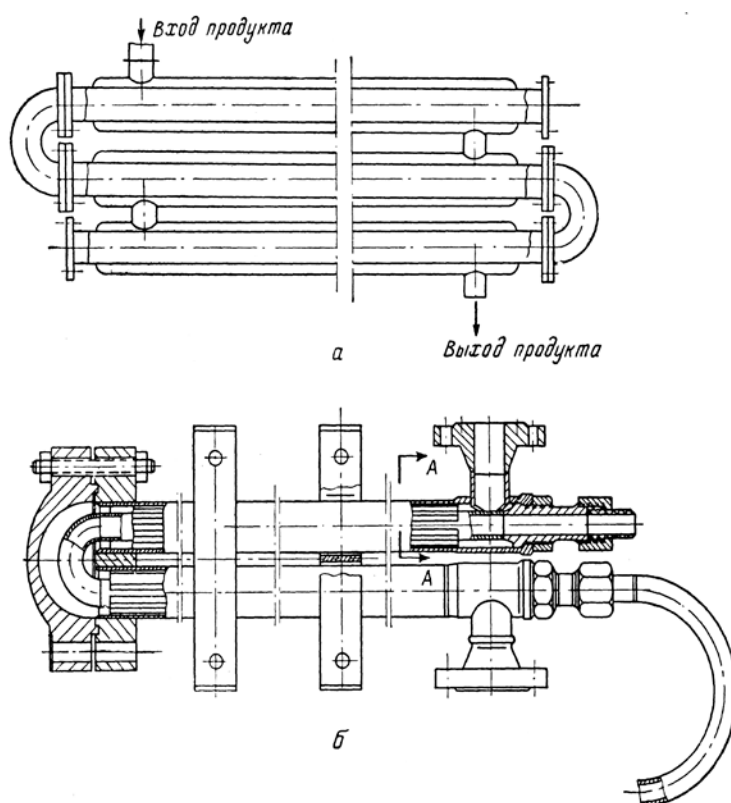


Рис. 3.8.Однотрубный теплообменник типа “труба в трубе”:
а- из гладких труб; б- с ребренными трубами, в- крепление ребер закаткой

Для интенсификации процесса конвективного теплообмена в теплообменниках новейших конструкций используют ребренные трубы.

Конструкции продольных ребер и способы их крепления к трубам приведены на (рис.3.9).

К недостаткам теплообменников типа “труба в трубе” относят: громоздкость конструкции и большой расход металла на 1 м^2 поверхности нагрева по сравнению с другими видами теплообменников. Их выпускают на давления до $2,5\text{ МН/м}^2$ и температуры до $500\text{ }^{\circ}\text{C}$.

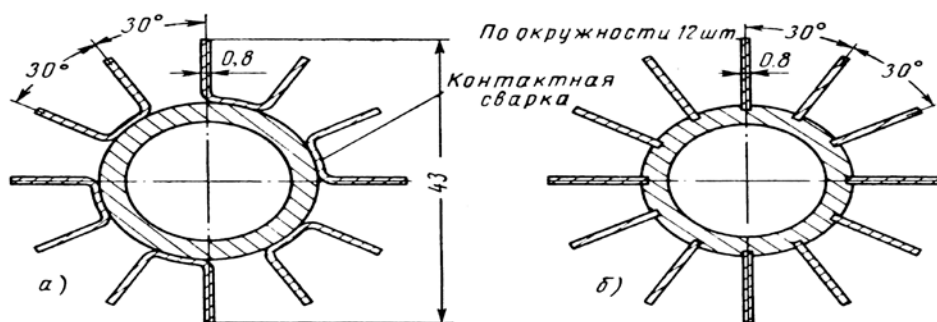


Рис. 3.9. Способы оребрения труб

Оросительные теплообменники служат в основном для охлаждения жидкостей и газов. Конструктивно оросительный теплообменник состоит из вертикального ряда расположенных друг над другом прямых труб, соединенных последовательно с помощью колен (калачей). Над верхней трубой расположен желоб. Охлаждающая жидкость (преимущественно используется вода) равномерно переливается через оковые стенки желоба, омывает верхнюю трубу, с нее стекает на нижележащую трубу и т. д. Внизу смонтирован поддон для сбора воды (рис.3.10).

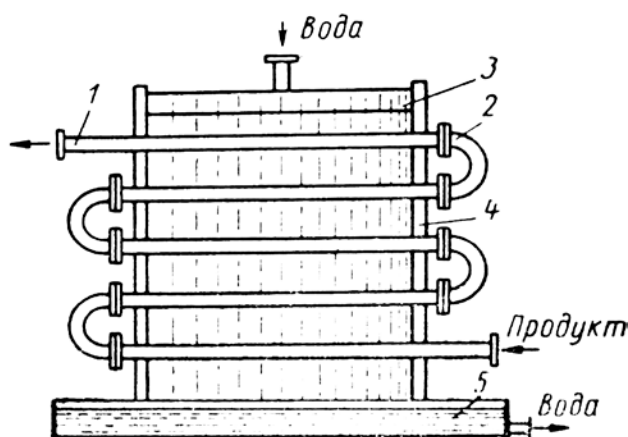


Рис. 3.10. Оросительный теплообменник: 1- трубы; 2- колено; 3- желоб; 4- рама; 5- поддон

В химической промышленности оросительные теплообменники из-за своей конструктивной простоты используются для охлаждения кислот, так как для этого процесса теплообменник приходится изготавливать из кислотоупорного ферросилида, который непригоден для изготовления аппаратов сложной конструкции.

Спиральные теплообменники (рис.3.11) состоят из двух спиралей 1 и 2, входящих одна в другую и образующих таким образом два канала четырехугольного сечения. Оба канала начинаются в центре и заканчиваются на периферии.

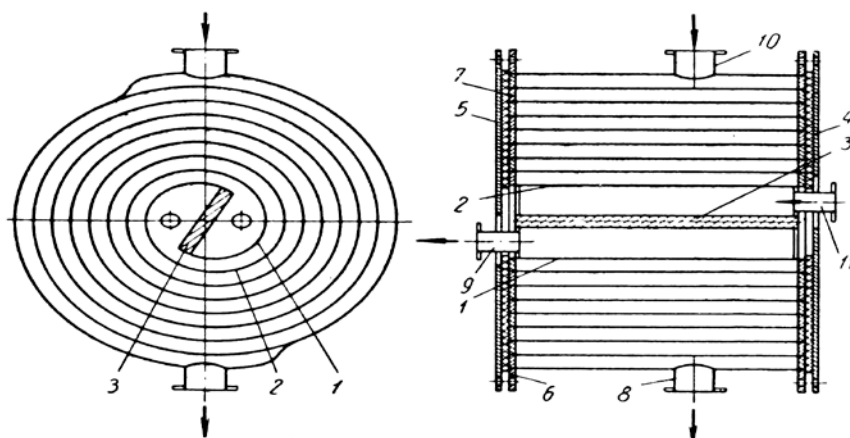


Рис. 3.11. Спиральный теплообменник

В центре каналы разделены перегородкой 3. Боковые стенки каналов образуют торцовые крышки 4 и 5, скрепленные болтами с наружным витком спирали через фланец 6. Жидкости, между которыми происходит теплообмен, поступают в каналы противотоком друг другу отдельно через штуцера 10 и 11, а выходят - через штуцера 8 и 9. Спиральные теплообменники рассчитаны на рабочее давление до $0,6 \text{ МН/м}^2$, они весьма эффективны и компактны, но сложны в изготовлении и мало приспособлены для чистки.

Подогреватели с паровым пространством применяют в качестве испарителей нефтепродуктов, например остатка низа ректификационных колонн или нагревателей жидких нефтепродуктов. Подогреватели (рис.3.12) состоят из цилиндрического корпуса, в днище которого вмонтированы один или два трубных пучка. Теплоноситель, обычно пар, подается в трубный пучок, а нагреваемый нефтепродукт в нижнюю часть аппарата.

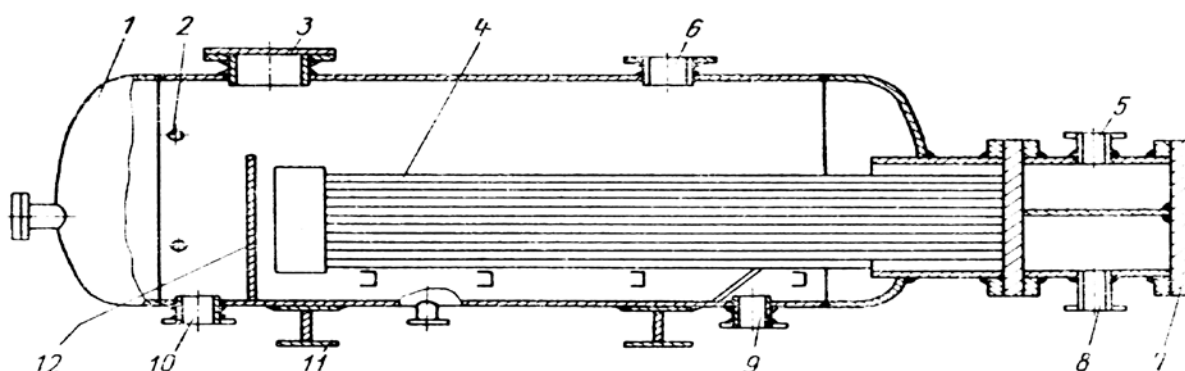


Рис. 3.12. Теплообменник с паровым обогревом:

- 1- кожух; 2- муфты для мерных стекол; 3- люк; 4- трубный пучок;
- 5- штуцер для входа обогревающего пара; 6- штуцер для выхода пара;
- 7- распределительная коробка; 8- штуцер для выхода конденсата;
- 9- штуцер для входа нагреваемой жидкости; 10- штуцер для выхода нагретой жидкости;
- 11- штуцер для спуска остатков жидкости (дренаж); 12- перегородка

При подогреве испаряются легкие нефтепродукты, пары которых возвращаются в ректификационную колонну, а тяжелый остаток непрерывно выводится из подогревателя. Корпус подогревателя заполнен жидкостью частично. Расстояние от уровня жидкости до верха корпуса аппарата - не менее $0,35 D_v$. Это пространство необходимо для лучшего испарения жидкости. Уровень жидкости в подогревателе за перегородкой поддерживается автоматически посредством регулятора уровня.

Аппараты воздушного охлаждения состоят из ряда трубчатых секций, расположенных горизонтально, вертикально, наклонно в виде шатра или зигзагообразно (рис.3.13). Охлаждающий агент - воздух засасывается и продувается через трубчатые секции вентилятором. По трубам секций пропускают охлаждаемую или конденсируемую среду. Для повышения эффективности аппарата при сравнительно высокой температуре окружающего воздуха (в жаркое летнее время) на выходе воздуха из вентилятора предусмотрен кольцевой коллектор для увлажнения воздуха с целью снижения его температуры.

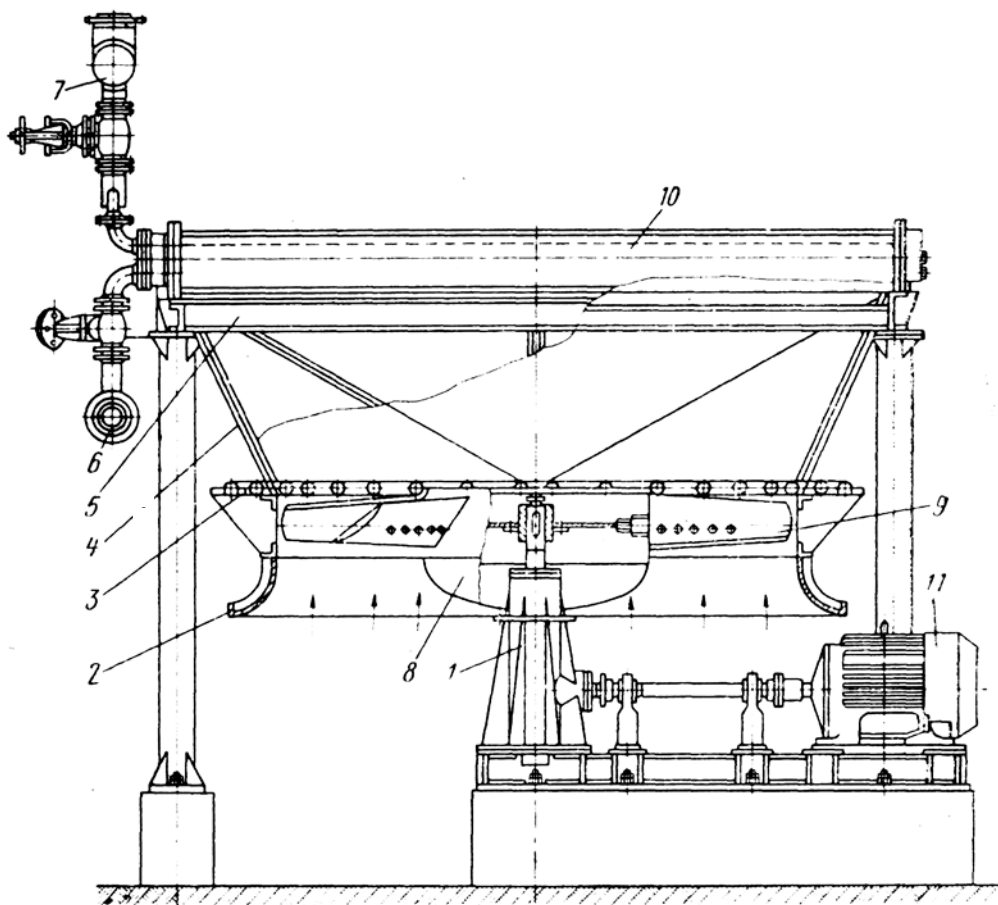


Рис. 3.13. Теплообменник воздушного охлаждения:

- 1 - редуктор; 2- коллектор вентилятора; 3- трубчатая ферма; 4- диффузор;
- 5- сварная рама; 6- отводящий трубопровод; 7- подводящий трубопровод;
- 8- осевой вентилятор; 9- колесо вентилятора; 10- трубный пучок; 11- электродвигатель

Аппарат воздушного охлаждения (далее — аппарат) представляет собой теплообменный аппарат, состоящий из следующих основных частей:

- теплообменной поверхности (теплообменная секция);
- системы подачи воздуха, включающей вентилятор с приводом от электродвигателя, диффузор с коллектором;
- опорной металлоконструкции.

Типичная конструкция аппарата приведена на (рис.3.14).

По способу принудительной подачи охлаждающего воздуха на теплообменную поверхность аппараты подразделяют на два вида:

- нагнетательный;
- вытяжной.

По расположению теплообменных секций в пространстве аппараты подразделяют на горизонтальные, вертикальные, зигзагообразные и дельтаобразные.

По условиям эксплуатации аппараты могут быть снабжены дополнительными устройствами, обеспечивающими рециркуляцию нагретого в теплообменных секциях воздуха, для предотвращения переохлаждения продукта в зимнее время.

По этому признаку аппараты подразделяют следующим образом:

а) без рециркуляции (рис.3.14);

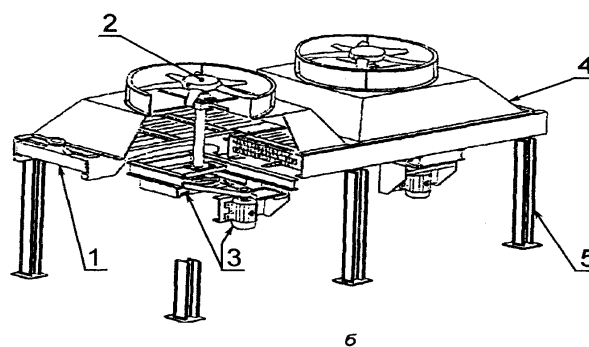
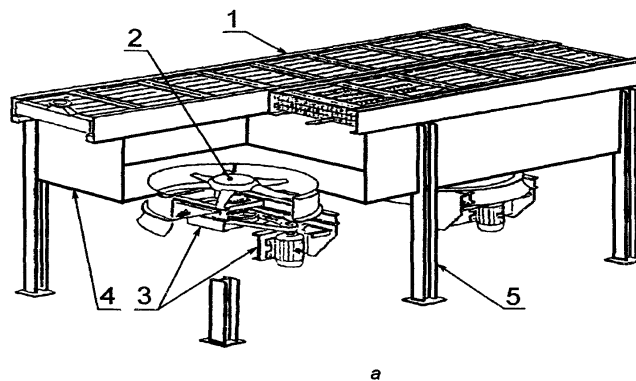


Рис. 3.14. Конструкция аппарата воздушного охлаждения:
а — аппарат нагнетательного вида; *б* — аппарат вытяжного вида
1 — теплообменная секция; *2* — колесо вентилятора; *3* — привод вентилятора;
4 — диффузор с коллектором; *5* — металлоконструкция

- б) с внутренней рециркуляцией через соседний вентилятор (рис.3.15а);
- в) с внешним коробом для рециркуляции (рис.3.15б).

Типичная конструкция теплообменной секции приведена на (рис.3.16).

В зависимости от конструкции камер теплообменных секций аппараты могут быть:

- а) с разъемными камерами на давление до 6,3 МПа;
- б) с цельносварными камерами с пробками на давление до 10 МПа;
- в) с трубчатыми камерами на давление свыше 10 МПа. Основные типы камер приведены на (рис.3.17).

Дополнительно аппараты могут быть оснащены:

- а) увлажнителем воздуха, необходимым для снятия пиковых нагрузок в летнее время;
- б) подогревателем воздуха, устанавливаемым перед теплообменной секцией в потоке воздуха;
- в) подогревателем продукта типа «труба в трубе», конструктивно объединенным с трубным пучком теплообменной секции;

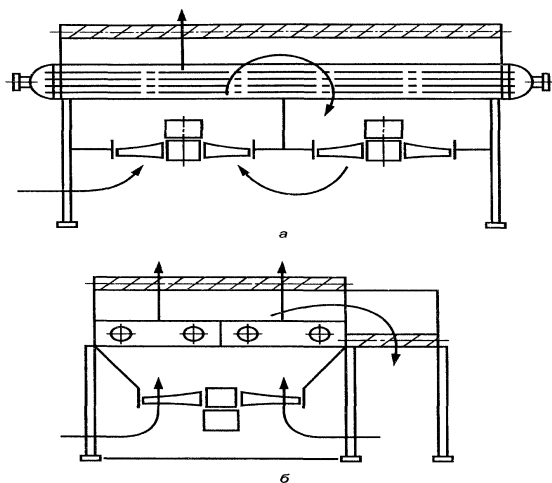


Рис. 3.15. Аппараты воздушного охлаждения:
а — с внутренней рециркуляцией; б — с внешней рециркуляцией

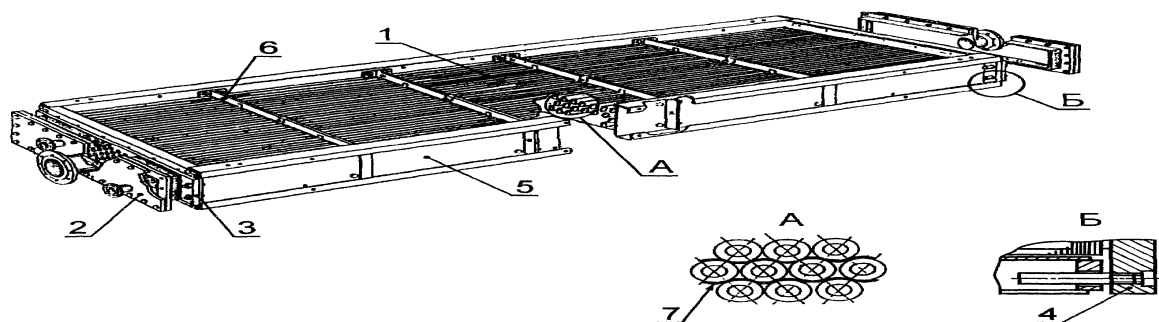


Рис. 3.16. Конструкция теплообменной секции:
1 — трубный пучок; 2 — крышка камеры; 3 и 4 — неподвижная и подвижная трубные доски; 5 — боковая стенка; 6 — балка; 7 — дистанционирующий элемент

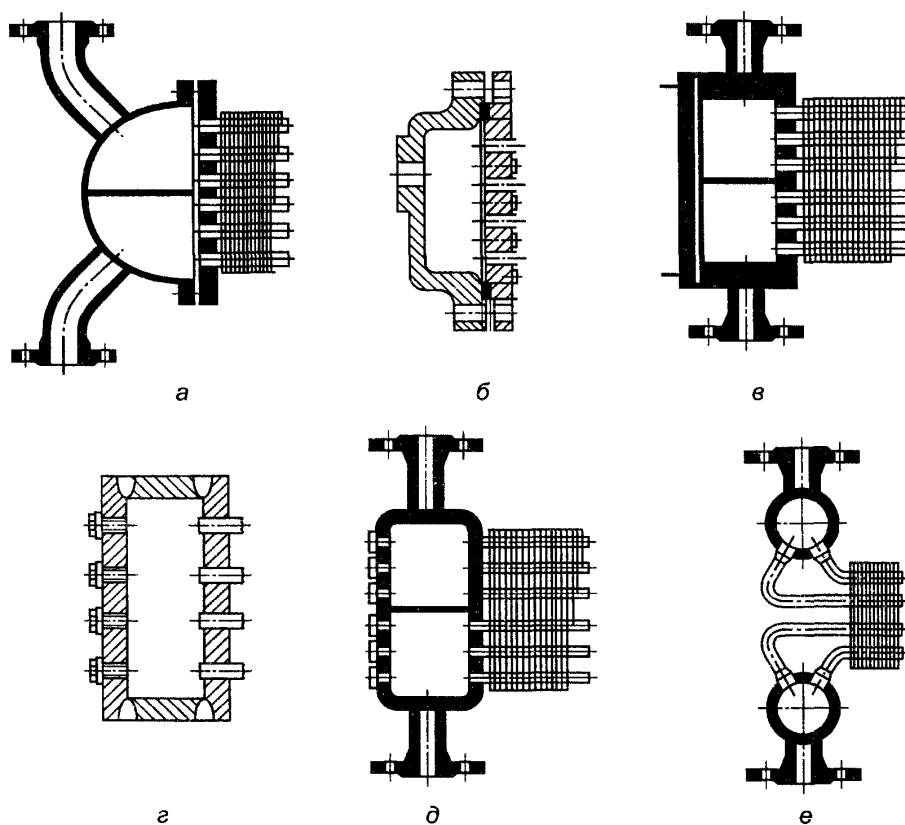


Рис. 3.17. Основные типы камер теплообменных секций:
 а, б, в — разъемные камеры на давление до 6,3 МПа;
 г, д — цельносварные камеры на давление до 10,0 МПа;
 е — трубчатые камеры на давление свыше 10,0 МПа.

Секция аппаратов воздушного охлаждения состоит обычно из четырех, шести или восьми рядов труб, которые расположены по вершинам равносторонних треугольников и закреплены развальцовкой в двух трубных решетках, имеющих крышки. Применяют трубы длиной от 1,5 до 12 м с внутренним диаметром 21 или 22 мм. Для предотвращения взаимного смещения труб в пучке между ними предусмотрены дистанционные прокладки из алюминиевой ленты шириной 15 мм. Трубы в аппаратах воздушного охлаждения имеют поперечные ребра, которые могут быть закреплены запрессовкой, сваркой или пайкой в специальных канавках в теле трубы; запрессованы непосредственно на теле трубы; навиты на нее с натягом или выдавлены за одно целое с трубой. Благодаря оребрению труб в теплообменнике создается большая теплообменная поверхность.

Осевой вентилятор состоит из составного корпуса и рабочего колеса с восемью лопастями диаметром 2,8 м. Производительность такого вентилятора - до 270 000 м³/ч.

В аппаратах воздушного охлаждения возможно охлаждение жидкости до температуры на 10 - 15 °C выше температуры окружающего воздуха, что ограничивает область их применения.

Аппараты воздушного охлаждения нормализованы, они выпускаются на давление 0,6 - 6,4 МН/м² с поверхностью теплообмена от 30 до 3350 м².

3.1. Теплообменники смешения

В теплообменниках этого типа тепло передается от одной среды к другой путем непосредственного контакта потоков, т. е. путем их смешения и используется лишь в том случае, когда смешение потоков допустимо.

Теплообменники смешения по принципу действия можно подразделить на барботеры, градирни и конденсаторы.

Барботеры - это простейшие устройства для ввода водяного пара в жидкость, состоящие из труб с отверстиями в верхней части, укладываемых горизонтально на дно сосуда. Трубы могут быть согнуты в форме спирали, сварены в концентрические кольца или решетку из прямых труб. Поднимающиеся в нагреваемой жидкости пузырьки пара интенсивно ее перемешивают. Высота уровня жидкости в сосуде должна быть достаточной для того, чтобы пузырьки пара при подъеме успели сконденсироваться, это необходимо с целью использования тепла конденсации.

Градирни получили широкое распространение в качестве водоохлаждающих устройств в оборотных системах водоснабжения. Конструктивно градирня представляет собой высокую деревянную или железобетонную башню, в нижней части которой смонтирован ороситель. В зависимости от конструкции оросителя, предназначенного увеличить поверхность контакта охлаждаемой воды и воздуха, различают пленочные, капельные (рис.3.18), брызгальные и капельно-пленочные градирни. В пленочных градирнях вода стекает в виде пленок, в капельных и брызгальных - в виде капель, в капельно-пленочных - в виде капель и пленок.

Вода, подлежащая охлаждению, с помощью водораспределительного устройства равномерно орошает всю верхнюю часть решетки оросителя. В оросителе вода движется вниз, а навстречу ей поднимается поток воздуха, поступающий в нижнюю часть башни из окружающей атмосферы. Воздушный поток создает благоприятные условия для частичного испарения воды. При испарении воды от нее отнимается тепло, благодаря чему она охлаждается.

Необходимая тяга воздуха создается благодаря разности плотностей более холодного и сухого наружного воздуха и воздуха на вершине башни, подвергшегося в оросителе нагреву и увлажнению.

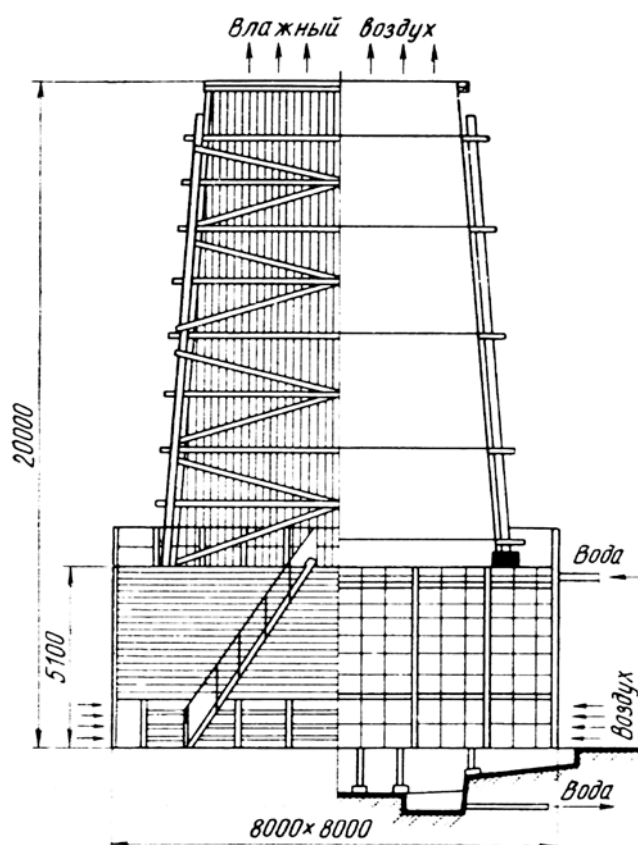


Рис. 3.18. Капельная градирня

Для создания достаточной тяги высоту башни в зависимости от производительности и типа градирни делают от 15 до 100 м. В градирнях возможно охлаждение воды на 15 - 30 °С.

Для уменьшения высоты градирни и интенсификации процесса охлаждения воды применяются вентиляторные градирни (рис.3.19), в которых воздух просасывается через решетку оросителя с помощью осевого вентилятора.

Благодаря интенсификации процесса испарения воды в вентиляторных градирнях температура охлажденной воды на 3 - 5 °С ниже, чем при тех же условиях в обычных градирнях, а также стоимость вентиляторных градирен на 30 - 50 % меньше стоимости башенных.

Конденсаторы смешения используются для конденсации паров воды или других жидкостей, не представляющих ценности. Конденсацией пользуются для создания и поддержания некоторого разряжения в процессах выпаривания, ректификации, вакуумной сушки.

По способу действия конденсаторы бывают двух типов - мокрые и сухие. В мокрых конденсаторах охлаждающая вода, конденсат и газы откачиваются одним насосом, в сухих же конденсаторах вода и конденсат стекают самотеком по одной трубе, а газы откачиваются вакуум-насосом по другой.

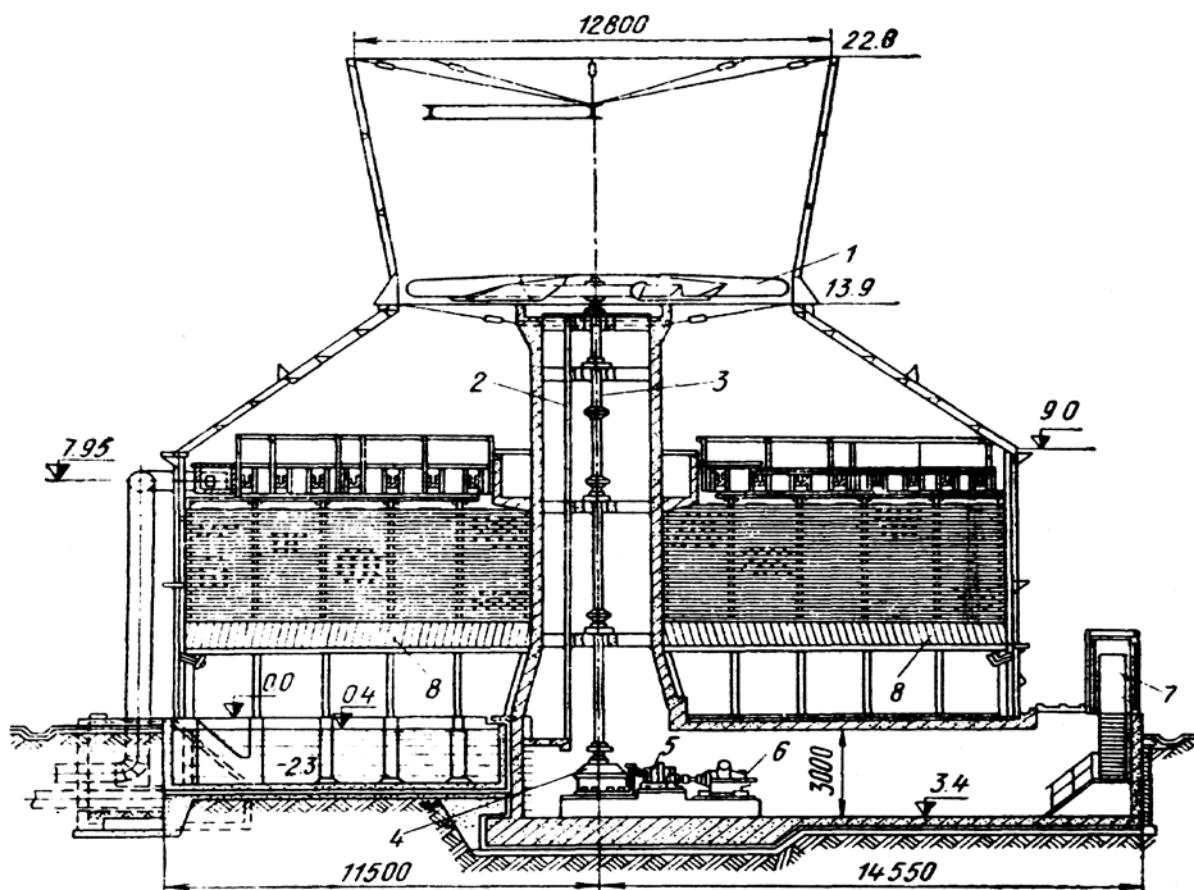


Рис. 3.19. Одноventильаторная градирня:
 1- вентилятор; 2- лестница; 3- вертикальный вал; 4- редуктор; 5- гидромуфта;
 6- электродвигатель; 7- вход в галерею градирни; 8- ороситель

На (рис.3.20а) приведена схема сухого противоточного барометрического конденсатора, состоящего из корпуса 1, полок 2 и барометрической трубы 3. Пары, подлежащие конденсации, поступают в конденсатор через ввод I, а охлаждающая вода - через ввод III. Вода, стекающая по полкам вниз, конденсирует поднимающиеся пары. Конденсат вместе с охлаждающей водой удаляется из конденсатора по барометрической трубе 3, опущенной в приемный колодец 4. Число полок в конденсаторе от 4 до 7 шт. Несконденсированные пары удаляются из конденсатора вакуум-насосом через выход II. Нагретая вода из колодца непрерывно удаляется через выход IV.

На (рис.3.20б) приведена схема конденсатора смешения мокрого типа. Он состоит из корпуса 1, внутри которого смонтированы полки 2. Охлаждающая вода разбрызгивается внутри конденсатора с помощью разбрызгивателя 3. Конденсирующиеся пары вместе с охлаждающей водой движутся сверху вниз. Конденсат вместе с охлаждающей водой и несконденсированными парами откачивается одним насосом.

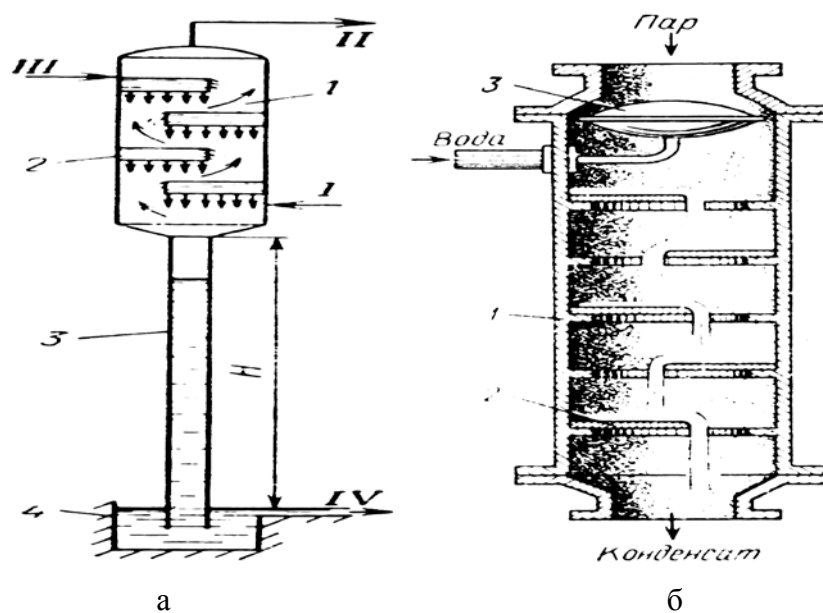


Рис. 3.20. Конденсаторы смешения:
(а- сухого барометрического конденсатора; б- конденсатор смешения мокрого типа)

Мокрые конденсаторы применяют в том случае, когда нет возможности по каким-либо причинам установить барометрическую трубу.

Теплообменники смешения по сравнению с поверхностными теплообменниками имеют следующие преимущества: малые затраты металла, небольшие габариты и простую конструкцию. Недостатки их - невозможность выделения конденсата в чистом виде и невозможность нагрева сред, не допускающих взаимного смешения.

3.2. Ремонт теплообменных аппаратов

3.2.1. Подготовительные работы

Подготовка к ремонту включает составление дефектной ведомости, заготовку необходимых материалов и инструмента и предусматривает выполнение следующих мероприятий:

1) отключение теплообменного аппарата от коммуникаций и слив теплоносителей через штуцеры и специальную дренажную муфту на задней крышке корпуса;

2) отключение аппарата от системы с помощью стальных заглушек, толщина которых определяется расчетом на внутреннее давление, и имеющих выступающие указатели - хвостовики. Установление и снятие заглушек регистрируется в ремонтном журнале;

3) для удаления взрывопожароопасных и токсичных веществ аппарат промывают водой с последующей пропаркой. Пропарка позволяет удалить из аппарата остатков воды и рабочей среды;

4) составляется акт сдачи аппарата в ремонт; 5) при необходимости получают разрешение на проведение огневых работ.

3.2.2. Гидроиспытание (опрессовка)

Различают:

А. Испытание на плотность для выявления дефектных деталей и узлов, которое выполняют до начала ремонта. Испытание проводят на рабочее давление и на давление ниже рабочего (например, под вакуумом). При наличии дефектных деталей и узлов наблюдается течь опрессовочной воды и быстрое снижение давления (вакуума).

Б. Испытание на прочность и плотность для контроля качества выполненных ремонтных и сборочных работ. Испытание проводят на давление выше рабочего (пробное давление) как трубного, так и межтрубного пространства.

Используются различные виды опрессовки в зависимости от конструкции теплообменного аппарата, в ряде случаев с использованием опрессовочных колец (опрессовочных головок), гидропневматических пистолетов (рис.3.21).

Для контроля герметичности труб и их соединений с трубными решетками различной теплообменной аппаратуры, в том числе аппаратов воздушно-го охлаждения, используются приборы АТТ-6525 и АТТ-6500 (рис.3.22).

При испытании герметичности труб головки пистолета вводят с обеих сторон в трубу, в пистолете создается давление воздуха до 0,6 МПа, вызывающее осевое сжатие и радиальное расширение уретановых уплотнений, что обеспечивает герметизацию пространства внутри труб. О герметичности испытываемой трубы судят по скорости снижения давления. После проведения испытания нажимают на выпускной клапан, давление падает, уретановые уплотнения сокращаются и головки извлекают из трубы. Испытание соединений труб с решетками под вакуумом, а расширение уретанового уплотнения достигается с помощью сжатого воздуха.

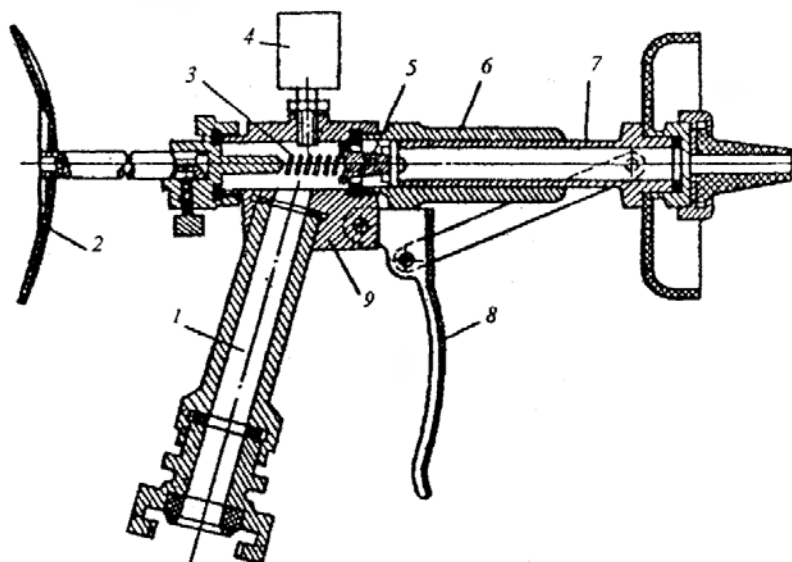


Рис. 3.21. Гидропневматический пистолет:

1-корпус; 2-штуцер для подачи воды или воздуха; 3-упор; 4-пружина;
5-манометр; 6-клапан; 7-направляющий цилиндр; 8-плунжер; 9-наконечник;
10-отражатель; 11-рукоядка включения

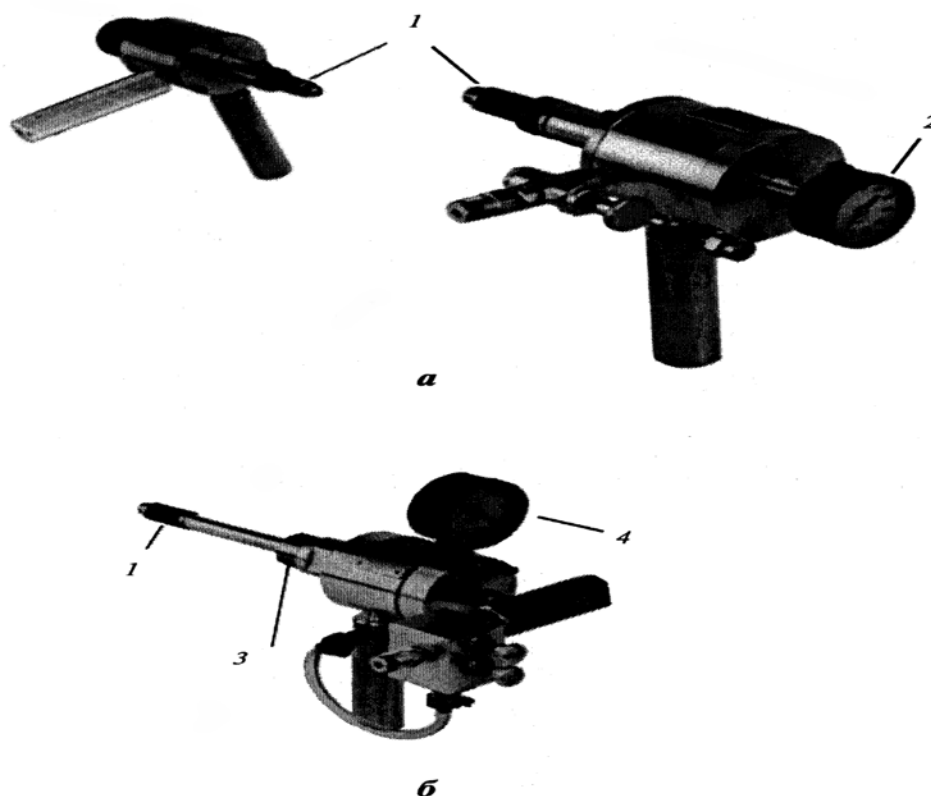


Рис. 3.22. Приборы для контроля герметичности труб (а) и соединений труб с решётками (б):
1-уретановое уплотнение; 2-манометр; 3-уплотнительное кольцо; 4-вакууметр

3.2.3. Разборка

Для контроля состояния деталей и узлов, их ремонта, чистки теплообменные аппараты подвергают частичной или полной разборке.

Полную разборку аппаратов типа ТП и ТУ производят в следующем порядке:

- 1) демонтаж трубной обвязки распределительной камеры;
- 2) демонтаж распределительной камеры и задней крышки кожуха;
- 3) демонтаж крышки и крепежных деталей плавающей головки;
- 4) начальный сдвиг прикипевшего к кожуху трубного пучка с помощью гидравлического домкрата, что позволяет при извлечении трубного пучка снизить горизонтальные нагрузки на кожух, опоры и фундаменты аппарата;
- 5) извлечение трубного пучка из корпуса аппарата.

При извлечении трубный пучок внутри корпуса опирается на опору плавающей головки и поперечные перегородки, а также на катковые опоры. При этом снаружи трубные пучки поддерживают на весу с помощью автомобильных, тракторных или стреловых монтажных кранов; стационарных или передвижных монорельсов с тельферами; треног с талями; передвижными тележками или специальными экстракторами (рис.3.23; рис.3.24).

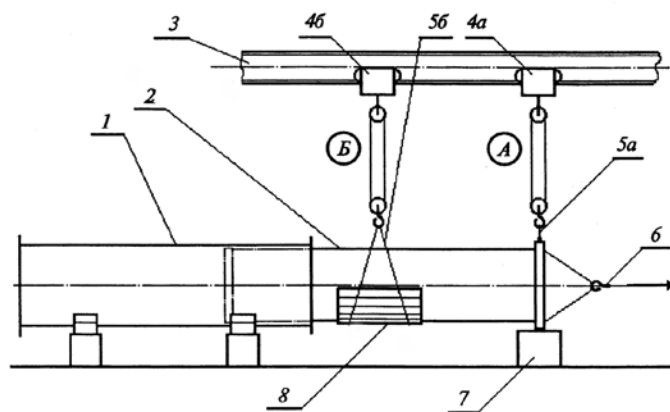


Рис. 3.23. Схема извлечения трубного пучка с использованием монорельса с тельфером:
 1-кожух; 2-трубный пучок; 3-монорельс; 4а, 4б-тельфер; 5а, 5б-строп;
 6-тяговый полиспаст или лебёдка; 7-временная опора;
 8-подкладка из досок для предохранения труб от повреждения стропом

Трубный пучок можно извлекать из кожуха также методом выталкивания его штангой, упирающейся в подвижную трубную решетку.

Монтаж трубного пучка после его чистки и ремонта выполняют в обратной последовательности. При этом трос для затаскивания пучка в корпус крепят к подвижной решетке трубного пучка.

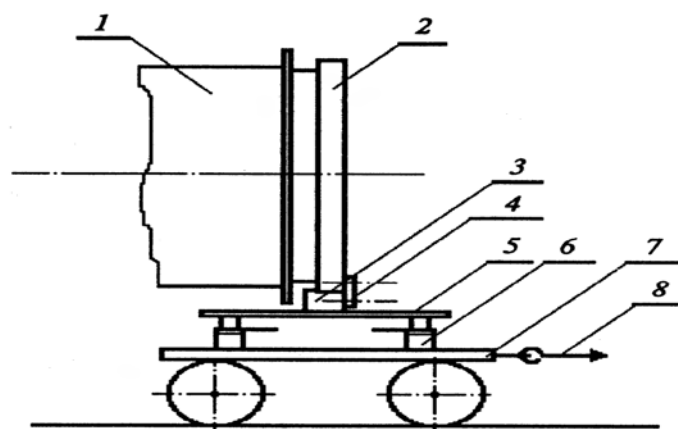


Рис. 3.24. Схема извлечения трубного пучка с использованием тележки:
 1-кожух; 2-трубная решётка; 3-опорный сухарь; 4-соединительная планка;
 5-опорная плита; 6-винтовые домкраты; 7-тележка; 8-тяговый полиспаст или лебёдка

Извлечение трубного пучка из вертикальных аппаратов проще, чем из горизонтальных аппаратов, т. к. исключается необходимость поддержки пучка от поперечного смещения относительно кожуха. В качестве грузоподъемных средств применяют стреловые краны, монорельсы с тельферами или мостовые краны, которые могут перемещаться вдоль фронта теплообменных аппаратов, обеспечивая демонтаж всех трубных пучков.

3.2.4. Чистка

Для очистки теплообменных аппаратов от различного вида отложений (соли, накипь, кокс, грязь, смолы) используют различные способы чистки. Выбор способа чистки определяется природой и количеством отложений, а также возможностями ремонтной службы предприятия.

Различают механические, гидромеханические и физико-химические способы, которые могут сочетаться в процессе чистки.

3.2.5. Механическая чистка

При механической чистке отложения удаляют с помощью сверл, фрез, буров, скребков, бойков, щеток, ершей с ручным или механическим приводом (рис.3.25).

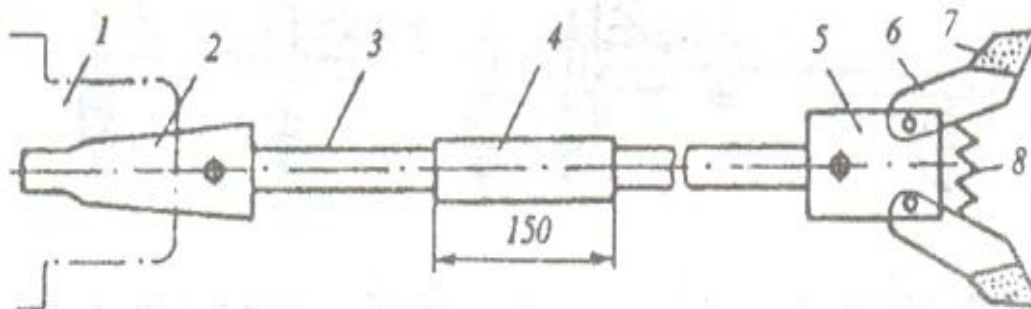


Рис. 3.25. Приспособление для чистки трубок:

1-пневмодрель; 2-конус Морзе; 3-трубка; 4-трубка-держатель; 5-держатель резцов; 6-резец; 7-победитовый наконечник; 8-пружина

Механическая чистка - один из наиболее простых и распространенных способов для твердых и химически инертных отложений с хорошей адгезией к металлу. Однако она требует больших трудозатрат, имеется опасность механического повреждения очищаемых поверхностей, требует конструктивной доступности к узлам и возможности разборки аппарата. Так, например, невозможно использовать механическую чистку межтрубного пространства неразборных аппаратов типа труба в трубе и кожухотрубчатых аппаратов жесткого типа.

Механическая чистка внутренней поверхности труб кожухотрубчатых аппаратов затруднений не вызывает, однако у аппаратов с U-образными трубами она осложнена изгибом труб и может выполняться инструментом с гибким валом.

Механическая чистка наружной поверхности труб более сложна и проводится только для разборных аппаратов типа ТП и ТУ при условии размещения труб по вершинам квадратов. При размещении труб по вершинам равносторонних треугольников зазор между трубами мал и механическая чистка наружной поверхности труб невозможна.

Ввиду большой сложности, а порой, и невозможности механической чистки межтрубного пространства рекомендуется более загрязненный теплоноситель направлять в трубы, а не в межтрубное пространство.

Для очистки труб от твердых хрупких отложений: кокс, накипь, соли применяют сверла, бойки, буры, фрезы (рис.3.26). Щетки и ерши служат для удаления относительно мягких отложений, а также для доочистки труб после их чистки сверлами, фрезами, бойками, бурами.

Бойки и буры чаще применяют для чистки труб значительного диаметра (трубы аппаратов типа труба в трубе, печные трубы).

У фрез и многошарошечных буров прижим резцов к стенкам очищаемых труб обеспечивается центробежной силой, возникающей при вращении инструмента (рис.3.26).

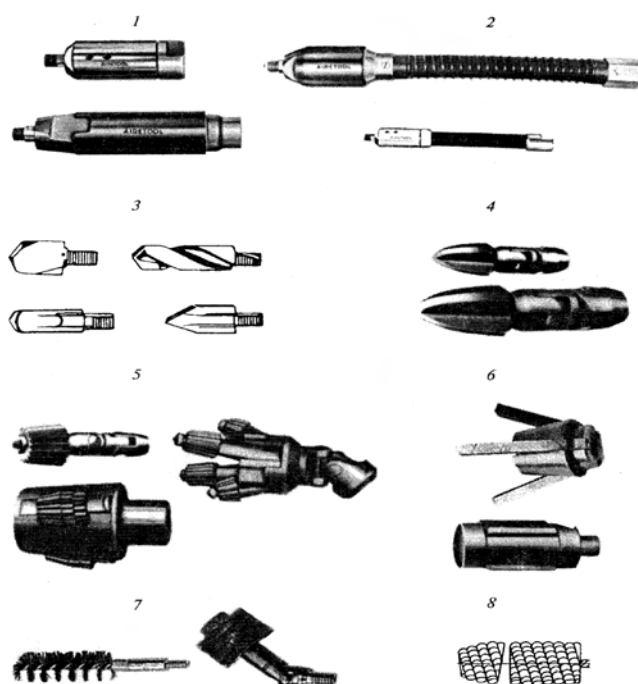


Рис. 3.26. Пневмоприводы и рабочий инструмент для механической чистки труб:
1-приводы для чистки прямых труб; 2-приводы для чистки изогнутых труб; 3-свёрла;
4-бойки; 5-буры (шарошки); 6-фрезы; 7-спиральная и дисковая щётки; 8-стальной ёрш

Для очистки изогнутых труб от мягких отложений используют специальные машины АТВ-2000 (рис.3.27), имеющие гибкий вал-водовод диаметром 6,3-19 мм и длиной от 4,6-16,8 м со щеткой или ершом на конце (рис.3.28).

При чистке труб вода из шланга вымывает образующийся шлам. Щетки диаметром 12,7-31,7 мм выполняют из латуни, нержавеющей стали или нейлона с вкраплением абразива.

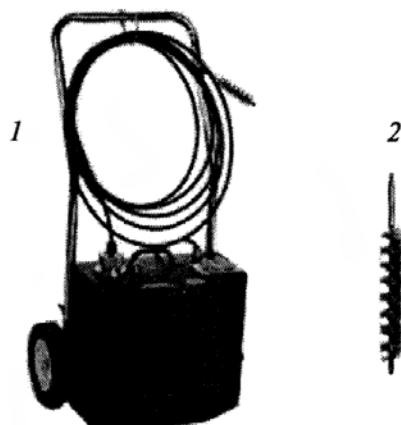


Рис. 3.27. Машина АТВ – 2000 для чистки изогнутых труб:
1-машина; 2-щётка

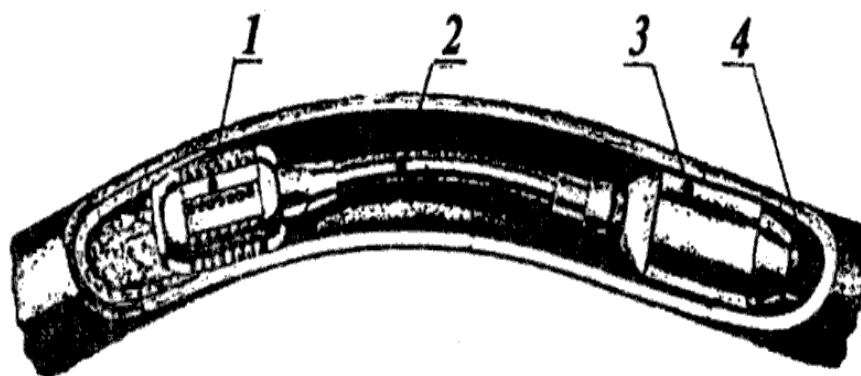


Рис. 3.28. Схема чистки изогнутых труб:
1-стальная щётка; 2-гибкий вал; 3-пневмопривод; 4-армированный шланг

В ряде случаев при ручной чистке отложения удаляют возвратно-поступательным движением со скалыванием или соскабливанием слоя загрязнения цилиндрическими скребками или ершами. Скребки разного диаметра применяют для удаления твердых отложений. Например, для труб внутренним диаметром 20 мм вначале используют скребок диаметром 16 мм, затем скребок диаметром 19 мм с доочисткой ершом.

Очистку внутренней поверхности труб значительного диаметра (аппаратов типа труба в трубе) можно выполнять пневмомеханическим способом с возвратно-поступательным движением зубчатого шомпола, перемещаемого сжатым воздухом под давлением около 0,6 МПа. Для изменения направления подачи воздуха используют распределитель воздуха - золотник (рис.3.29).

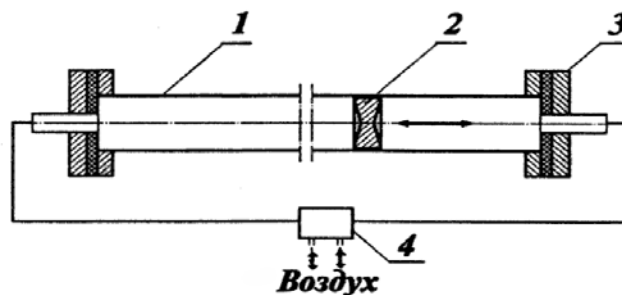


Рис. 3.29. Схема пневмомеханической чистки труб с помощью шомпола:
1-очищаемая труба; 2-зубчатый шомпол; 3-наконечник с резиновой прокладкой;
4-распределитель воздуха

3.2.6. Гидромеханическая чистка

При гидромеханической чистке для съема отложений используют энергию струи воды высокого давления (водоструйная чистка) или же смеси воды с песком или воздухом (соответственно пескоструйная и гидропневматическая чистка). Как и при механической чистке для доступа к очищаемым поверхностям обычно требуется разборка аппаратов. Однако гидромеханическая чистка менее трудоемка и обеспечивает лучшие условия труда.

При **водоструйной чистке** вода в зависимости от характера отложений подается в аппарат под давлением от 15 до 100 МПа, что позволяет удалять практически любые отложения (ил, кокс, смолы) как с внутренней, так и с наружной поверхности труб.

Для чистки используют холодную или горячую воду, подаваемую плунжерным насосом в полую штангу, на конце которой закреплено сопло (рис.3.30). Сопло выполняют с боковыми отверстиями под углом 30-45° к оси сопла или торцевыми отверстиями и крепят к штанге на сварке или на резьбе.

При очистке труб от твердых отложений сопло на штанге перемещают в очищаемой трубе и, под воздействием струи воды происходит срез и срыв отложений с поверхности трубы. Направление в разные стороны боковых отверстий сопла снижает осевую нагрузку на штангу. Длина штанги определяется длиной очищаемых труб.

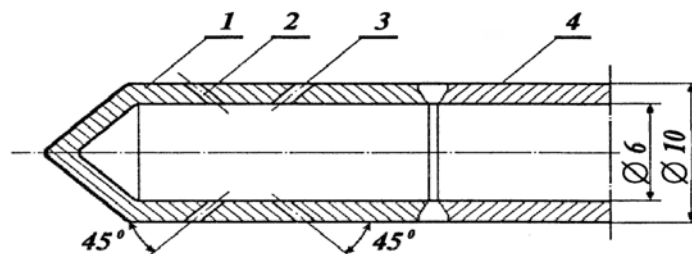


Рис. 3.30. Сопло водоструйного очистителя на $P=25$ МПа при подаче воды от 4 до 10 м³:
1-сопло; 2-по окружности 8 отверстий диаметром 1 мм;
3-по окружности 4 отверстия диаметром 1,2 мм; 4-штанга

При наличии мягких легко удаляемых отложений можно использовать гидромеханическую чистку без разборки аппарата путем его промывки водой низкого давления. При чистке внутренней поверхностей труб в промывочную жидкость (вода, керосин) вводят шарики из плотного материала, например, полистирола. Соотношение плотностей материала шариков и промывочной жидкости должно составлять 1,05-1,15. Количество вводимых шариков принимается на 10-20% меньше числа труб, диаметр шариков на 2-4 мм больше внутреннего диаметра труб. Напор жидкости около 0,02 МПа. Гидравлическое сопротивление загрязненных труб больше, чем менее загрязненных, а скорость движения жидкости в них меньше, поэтому при промывке шарики направляются в менее загрязненные трубы и перекрывают их. Из-за перекрытия большей части труб (число не перекрываемых шариками труб составляет 10-20% от их общего числа) скорость движения жидкости в наиболее загрязненных трубах возрастает в 5 - 10 раз. Затем направление движения жидкости меняют на противоположное, промывая все трубы пучка. Такие переключения повторяют до полной очистки труб.

Пескоструйная чистка выполняется взвесью песка в воде (мокрая пескоструйная чистка) или в воздухе, обеспечивая качественное удаление отложений. Трубный пучок помещают в герметизированную камеру с торцевыми (для очистки внутренней поверхности труб) и боковыми (для очистки наружных поверхностей) форсунками для подачи водо-песочной смеси. Подсос песка водой осуществляется инжекторным способом, содержание песка в воде 4 - 6 кг/л. Форсунки монтируются на каретках и могут перемещаться внутри камеры. Пучок устанавливают на ролики, приводящие его вращение вокруг продольной оси.

Гидропневматическая чистка осуществляется смесью воды и сжатого воздуха. Очистку внутренних поверхностей труб выполняют с помощью пистолета, в который подается вода под давлением 0,5- 0,6 МПа и воздух под давлением 0,7- 0,8 МПа при их объемном соотношении 1:1. Сжатый воздух, расширяясь в воде, увеличивает скорость движения потока, а пузырьки газа и струи воды, ударяясь о поверхность, разрушают и выносят отложения.

Гидропневматическая чистка, в отличие от водо- и пескоструйной, может также выполняться без разборки аппаратов и даже при их эксплуатации, что удешевляет очистные работы и позволяет проводить чистку неразборного межтрубного пространства аппаратов с неподвижными трубными решетками и с температурными компенсаторами.

Хрупкие сухие отложения можно удалять методом **пневмогидравлического удара**. Разрушающая отложения ударная волна возникает при разрыве сжатым воздухом гибкой мембраны из различных материалов и разной толщины (например, из резины толщиной около 20 мм).

Перед чисткой труб отложения на их поверхности высушивают в течение 3-4 часов сжатым воздухом при температуре 20-50°C, доводя их до коркообразного, хрупкого состояния. Пневмогидравлические удары, меняя мембраны, можно повторять. Образовавшийся после чистки шлам удаляют промывкой аппарата водой.

3.2.7. Физико-химическая чистка

Физико-химическая чистка осуществляется циркуляцией через трубное или межтрубное пространство аппарата соответствующей среды, которая может физически или химически воздействовать на отложения.

К физико-химическим способам относится промывка аппарата с целью растворения осадка холодной или горячей водой, керосином или соляровым маслом, органическими растворителями, кипячение, выжигание кокса, воздействие на осадок химическими реагентами.

Физико-химическая чистка является наиболее простой и экономичной, так как не требует разборки аппаратов и является единственно возможной для чистки неразборного межтрубного пространства аппаратов жесткого типа.

В подогревателях нефти установок ЭЛОУ и АВТ отложения солей и смол удаляют последовательной промывкой водой и керосином, подогретыми до 70-80°C, либо смесью воды и керосина.

Коксосмолистые отложения из теплообменников крекинг-остатка удаляют промывкой горячими органическими растворителями. Из межтрубного пространства эти отложения удаляют путем кипячения. С этой целью межтрубное пространство заполняют водой, а в трубное пространство подают водяной пар. В результате интенсивного кипения загрязнения на наружной поверхности труб разрушаются и удаляются из аппарата.

В тех случаях, когда отложения плохо растворяются в воде или органических растворителях, используют чистку аппаратов с применением ингибированных кислот: соляной, сульфаминовой, лимонной, муравьиной или же смеси этих кислот.

При *химической чистке* используют следующие принципы:

1) превращение водо-нерастворимого отложения в соль, хорошо растворимую в воде (очистка от накипи с помощью раствора соляной или сульфаминовой кислот);

2) превращение водо-нерастворимого отложения в вещество, способное растворяться в других химических реагентах;

3) разрушение подслоя отложений с последующим удалением образовавшегося шлама потоком промывочной воды;

4) диспергирование отложений с последующим удалением шлама потоком промывочного раствора (чистка теплообменных аппаратов от органических отложений).

При чистке конденсаторов и холодильников от слоя накипи используют раствор соляной кислоты 75-110 г/л с добавкой ингибитора “Уникол”.

Очистку теплообменных аппаратов от полимеров, образующихся в процессе пиролиза углеводородного сырья, выполняют смесью воздуха и азота при температуре 100-120°C. В этих условиях в аппарате происходит термоокислительная деструкция полимеров, сопровождаемая выделением летучих углеводородов. Скорость деструкции регулируют расходом азота в смеси с воздухом.

Для очистки наружной поверхности труб от коксовых отложений можно использовать *паровоздушный способ выжига кокса*. При чистке в трубное пространство подают охлаждающую воду, а в межтрубное пространство - паровоздушную смесь под давлением около 1 МПа, предварительно подогретую в трубчатой печи. При температуре смеси 450°C кокс самовозгорается. Процесс горения регулируют изменением содержания воздуха в паровоздушной смеси, температурой нагрева смеси в печи и изменением подачи в трубное пространство охлаждающей воды. Продукты сгорания выводят в дымовую трубу.

В начале чистки объемное соотношение воздух - водяной пар устанавливают 1:50, смесь нагревают в печи до температуры 450°C. При загорании кокса снижают температуру паровоздушной смеси до 200°C, а соотношение воздух - водяной пар увеличивают до 1:10. Процесс регулируют так, чтобы температура дымовых газов на выходе из аппарата не превышала 500°C. В конце выжига кокса температуру смеси на входе в аппарат поднимают до 450°C, а соотношение воздух - водяной пар доводят до 1:5. При достижении равенства температур продуктов сгорания и смеси на выходе из печи процесс выжига считают законченным, после чего прекращают подачу смеси и гасят печь.

Очистку теплообменной аппаратуры выжигом кокса должен выполнять опытный квалифицированный персонал, так как имеется вероятность возникновения чрезмерных температурных напряжений и превышения допустимых температур, что может привести к выходу из строя развальцованных соединений труб с трубными решетками.

3.2.8. Чистка при эксплуатации и предупреждение отложений

При быстром загрязнении рабочих поверхностей предусматривают ряд мер по предупреждению роста отложений, что способствует увеличению межремонтного пробега теплообменной аппаратуры и снижению эксплуатационных расходов.

Различают физико-химические и технологические методы предупреждения отложений, а также механические и гидромеханические методы чистки при эксплуатации теплообменной аппаратуры.

1. К физико-химическим методам предупреждения отложений относят магнитный способ, а также обработку оборотной воды химическими реагентами.

Магнитная обработка воды является **физическим** методом и его используют для предотвращения образования на поверхности труб накипи, для чего воду предварительно пропускают через аппарат с постоянными магнитами или электромагнитами (последние могут питаться как постоянным, так и переменным током).

При прохождении воды через магнитное поле изменяются ее физико-химические свойства: рН, вязкость, электропроводность, агрегатная устойчивость и др. Эффективность обработки воды магнитным полем зависит от жесткости воды, концентрации в ней углекислоты, скорости движения потока, продолжительности обработки воды магнитным полем и от конструкции аппарата для магнитной обработки (число полюсов противоположной полярности, напряженность магнитного поля и др.).

Эффективность магнитной обработки снижается при аэрации воды и увеличении содержания в ней взвешенных частиц гидрата окиси железа, поэтому магнитный аппарат необходимо располагать вплотную к очищаемому аппарату, обеспечивать в магнитном аппарате ламинарный режим движения воды, исключая образование воздушных пузырьков.

При **химической** обработке производится корректировка рН оборотной воды путем ее подкисления (введение раствора серной или соляной кислот), фосфатирования (добавления фосфатов, например суперфосфата), ингибирования (введение ингибитора в количестве 50-100 мг/л, что позволяет уменьшить количество отложений на 60-95%) и др. При ингибировании оборотная вода загрязняется взвешенными частицами отложений, в связи, с чем ее необходимо фильтровать. Для этих целей используют зернистые фильтры с размером зерен 0,5 - 1 мм, высотой насыпного слоя 1 м.

2. Технологические методы предупреждения отложений включают подбор рациональных конструкций теплообменной аппаратуры, выбор оптимальных скоростей движения потоков, завихрение и закручивание потоков турбулизаторами, улучшение состояния рабочих поверхностей.

Скорость движения потоков в трубном и межтрубном пространствах должна обеспечивать вынос взвешенных частиц из аппарата, что зависит от формы, размеров и природы частиц (плотность, адгезионные свойства и др.), а также от природы теплоносителей, рабочих условий и состояния поверхностей.

Обычно для теплообменных аппаратов рекомендуют скорость движения жидких теплоносителей по трубному пространству 1 - 2 м/с. При меньших скоростях потоков снижаются коэффициенты теплоотдачи и пропускная способность аппаратуры, ускоряется рост отложений. При высоких скоростях потоков возрастают гидравлические сопротивления и эрозионный износ поверхностей. Эрозионному износу в основном под-

вержены внутренние поверхности концов труб, а также наружные поверхности труб в местах ввода теплоносителей в межтрубное пространство (особенно при наличии в потоках твердых взвешенных частиц). Для борьбы с эрозионным износом в местах ввода теплоносителей в межтрубное пространство устанавливают отбойники.

Завихрение и закручивание потоков турбулизаторами позволяет снизить интенсивность роста отложений и повысить эффективность теплопередачи при сопутствующем увеличении гидравлического сопротивления и осложнении процесса чистки. Турбулизаторы выполняют путем накатки кольцевых канавок на наружной поверхности теплопередающих труб, надевания на трубы проволочных колец, введения в трубы шнеков или свернутых спиралью лент или же закрутки самих труб с получением витых труб овального поперечного сечения. Накатка кольцевых канавок на наружной поверхности труб сопровождается появлением кольцевых выступов на внутренней поверхности труб, что позволяет турбулизировать потоки как снаружи, так и внутри теплопередающих труб. Как показали исследования, количество солеотложения на поверхностях труб с кольцевыми турбулизаторами и витых труб в 3 - 5 раз меньше, чем в случае гладких труб.

Для снижения интенсивности роста отложений, а также повышения эффективности работы теплообменной аппаратуры предусматривают меры по снижению размеров застойных зон: штуцеры ввода и вывода теплоносителей, располагают на максимально возможном расстоянии один от другого или же устанавливают направляющие кожухи с окнами для прохода теплоносителя со стороны, прилегающей к трубной решетке.

Улучшение состояние поверхности труб (степень шероховатости, адгезионные свойства) достигается применением антизагрязняющих и антикоррозионных покрытий (эпоксидные смолы, бакелитовый лак, покрытия фторопластом, хромом, никелем, алюминием, цинком, стеклоэмалью).

3. Механическая чистка стенок труб при эксплуатации теплообменной аппаратуры выполняется методом соскабливания с использованием механического привода скребков, энергии самого потока, а также методом удара (вибрационный метод).

Например, в кристаллизаторах установок депарафинизации масел ввиду высокой скорости наращивания на стенках труб слоя парафина используют вращающиеся скребки с приводом от электродвигателя с редуктором (рис.3.31). Для удаления некоторых отложений с низкой адгезией к металлу и при малой интенсивности загрязнения поверхностей используют беспроводную схему механической чистки труб.

Очистное устройство выполнено в виде шнека, по периметру которого закреплены щетки для очистки поверхности трубы. Шнек вращается потоком теплоносителя при скорости движения потока от 0,3 м/с.

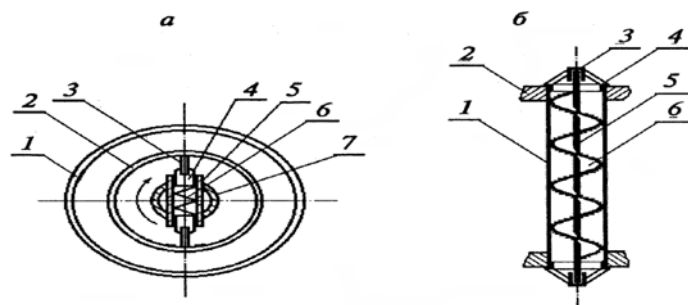


Рис. 3.31. Секция кристаллизатора типа труба в трубе (а):
 1-наружная труба; 2-внутренняя труба; 3-скребок; 4-палец; 5-направляющая втулка;
 6-распорная пружина; 7- трубчатый вал.
 Шнековый бесприводной очиститель (б):
 1-очищаемая труба; 2-трубная решётка; 3-подшипник; 4-узел крепления подшипника
 с отверстиями для прохода теплоносителя; 5-вал; 6-шнек со щётками

4. К гидромеханическим методам чистки относят ультразвуковой, гидропневматический и электроимпульсный способы.

Ультразвуковой способ чистки позволяет удалять отложения ила или накипи с поверхности труб водяных конденсаторов и холодильников.

Для генерации ультразвука используют полупроводниковые генераторы, работающие в импульсном или непрерывном режиме. Ультразвук вызывает упругие механические колебания частиц жидкости (охлаждающей воды). Кавитационные удары жидкости о поверхность труб создают знакопеременные нагрузки, способствующие образованию трещин и отслаиванию отложений от поверхности труб. Накипь отпадает в виде корок, а если и образуется новый слой, то его толщина не превышает 0,1 мм.

Гидропневматическую промывку применяют для удаления загрязнений с поверхности труб водяных конденсаторов-холодильников. В поток охлаждающей воды подают сжатый воздух (под давлением выше давления воды) 4-5 раз в сутки в течение 4-5 мин. Воздух, расширяясь в воде, увеличивает скорость движения потока, а удары пузырьков воздуха и струй воды о поверхность разрушают отложения, которые выносятся водовоздушной смесью в канализацию.

При электроимпульсном способе для возбуждения колебаний используют электроимпульсные гидравлические излучатели, в которых при выходе жидкости из диафрагмы сопла возникают завихрения, вызывающие изменения давления высокой частоты (ультразвуковые волны) и питаемые энергией конденсатора-накопителя.

В охлаждающую воду подают сжатый воздух, после чего приводят в действие гидравлические излучатели. При прохождении высоковольтного разряда конденсаторов-накопителей между корпусом и центральным электродом излучателя возникает “плазменный поршень”,

выталкивающий из корпуса излучателя находящийся в нем объем воды. При этом корпус излучателя генерирует высокочастотные колебания, вызывающие резонансные колебания пузырьков воздуха. Кавитационные удары пузырьков о поверхность, как и ударное воздействие выброшенных из излучателей объемов воды, разрушают отложения.

3.3. Развальцовка и приварка труб

Обычно крепление труб в гнездах трубных решеток выполняют путем развальцовки, т.е. холодной раздачи концов труб. Технология развальцовки обеспечивает получение качественных соединений, работоспособных при давлениях до 15 МПа и температурах до 450-550°C для стальных труб, 250°C для труб из цветных металлов и их сплавов.

Для развальцовки труб используют роликовый инструмент - вальцовку с приводом от пневмо- или электродвигателя с редуктором и числом оборотов на выходном валу от 20 до 1600 мин^{-1} . Существуют вальцовки различных конструкций (рис.3.29), простейшая из которых состоит из конического веретена, корпуса и трех конических роликов, которые устанавливаются в пазах корпуса под углом 120° один к другому и удерживаются от выпадения из корпуса завальцованными краями пазов. Конусность роликов имеет обратное направление по отношению к конусности веретена, благодаря чему ролики выполняют цилиндрическую раздачу вальцуемой трубе. Длина роликов до 60 мм. Ролики развернуты относительно образующей корпуса на некоторый угол ($\varphi = 1^{\circ}30' - 4^{\circ}30'$), который обеспечивает автоматическое выдвижение (подачу) веретена (рис.3.32). Веретено и ролики изготавливают из шарикоподшипниковой стали ШХ15, корпус из стали 40Х.

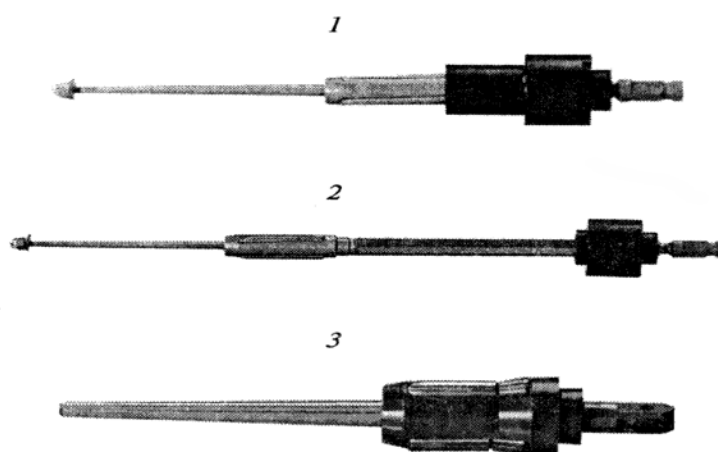


Рис. 3.32. Вальцовки:
1-с упорной втулкой; 2-то же, с удлиненным корпусом и веретеном;
3-с разбортовочными роликами

Конусность роликов имеет обратное направление по отношению к конусности веретена, благодаря чему ролики выполняют цилиндрическую раздачу вальцуемой трубе. Длина роликов до 60 мм. Ролики развернуты относительно образующей корпуса на некоторый угол ($\varphi = 1^{\circ}30' - 4^{\circ}30'$), который обеспечивает автоматическое выдвижение (подачу) веретена (рис.3.33). Веретено и ролики изготавливают из шарикоподшипниковой стали ШХ15, корпус из стали 40Х.

При вращении и осевом перемещении конического веретена ролики, приводимые во вращение и распираемые веретеном, раздают вальцуемую трубу. Труба пластически деформируется, увеличиваясь в диаметре до соприкосновения со стенками гнезда (период привальцовки), после чего раздается совместно с гнездом (период развальцовки). Величина остаточных напряжений и характер их распределения по периметру и глубине гнезда определяют прочность и плотность развальцованного соединения.

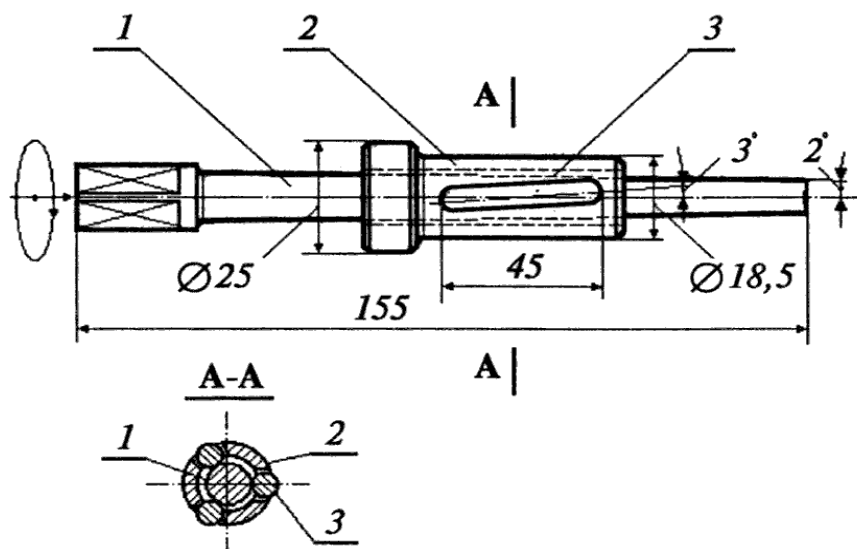


Рис. 3.33. Вальцовка для труб наружным диаметром 25 мм. при толщине стенки до 3 мм:
1-коническое веретено; 2-корпус; 3-ролики

Прочность развальцованного соединения оценивается осевым усилием, необходимым для вырывания трубы из гнезда, а плотность - максимальным давлением, при котором сохраняется герметичность.

Чтобы труба при развальцовке получила пластические деформации, а гнездо - в основном упругие, а также для возможности смены труб необходимо, чтобы твердость материала трубной решетки, была бы выше твердости материала труб, что достигается выбором для материала с меньшим пределом текучести.

В зависимости от степени коррозионной активности среды, рабочего давления и температуры используют различные группы материального исполнения табл.3.1.

Группы материального исполнения труб и трубных решеток

Материал	труб	трубных решеток
Сталь	10 или 20	16ГС
	08Х22Н6Т	16ГС
	10Г2	10Г2С или 09Г2С
	Х8	15Х5М
	08Х13	12Х13
	08Х18Н10Т	12Х18Н10Т
Сплав Al - Mg	АМг2	АМг5
Латунь	ЛАМш77-2-0,05	Биметалл: 16ГС+ЛО62-1

Для повышения прочности и плотности развальцованных соединений в гнездах часто выполняют по две канавки. Глубина канавок принимается равной $S/5$, а ширина $S+1$ мм, где S - толщина стенок трубы. Конец трубы должен выступать из гнезда на 2-3 мм.

Перед развальцовкой поверхности трубы и гнезда очищают от следов окалины, ржавчины, масла, грязи, влаги. Трубу зачищают на длину, равную толщине трубной решетки, плюс 10 мм, используя для этого абразивную шкурку или металлические щетки с пневмо- или электроприводом. Гнездо очищают мелкой абразивной шкуркой или металлической щеткой, затем очищенные поверхности промывают керосином и тщательно протирают хлопчатобумажной тканью. После развальцовки внутренняя поверхность трубы должна быть гладкой, без вмятин, задиров, трещин, разрывов. Переход от развальцованного участка к неразвальцованному должен быть плавным, без подрезов.

Приварку труб к трубным решеткам выполняют с применением ручной, полуавтоматической или автоматической электросварки в среде аргона или углекислого газа. Приварка труб как способ крепления труб к трубным решеткам обычно самостоятельно не используется, так как при проникновении среды в зазор между трубой и стенками гнезда наблюдаются интенсивная щелевая коррозия и двусторонняя коррозия сварного шва. Кроме того, при отсутствии заземления трубы в гнезде сварной шов оказывается нагруженным не только продольным усилием, но и изгибающим моментом. Применение приварки труб без развальцовки целесообразно только для аппаратов, у которых толщина трубных решеток меньше диаметра труб.

Приварка труб в сочетании с развальцовкой применяется для аппаратов, требующих повышенной прочности и плотности соединений труб с трубной решеткой: в теплообменных аппаратах, работающих при высоких давлениях и температурах; когда к теплообменной аппаратуре предъявляются особые требования, связанные с пожаро- или взрывобезопасностью, а также токсичностью или радиоактивностью рабочей среды. Трубы развальцовываются после их приварки, тем самым исключается возможность попадания смазочного масла с вальцовки на подлежащие сварке поверхности.

3.4. Ремонт трубных пучков

Дефекты трубного пучка выявляются при гидроиспытании аппарата. Трещины и отверстия в трубах, расположенных снаружи трубного пучка, устраняют сваркой. Трубы со сквозными повреждениями, расположенными внутри пучка, забивают с обеих сторон металлическими пробками с конусностью 3-5° и длиной 40-50 мм.

Заглушение дефектных труб приводит к уменьшению поверхности теплообмена и увеличению потерь напора в трубном пространстве.

Допускается заглушать при текущих ремонтах до 10-15% числа труб, приходящихся на данный ход, и при капитальных ремонтах - не более 15%, в противном случае производится замена дефектных труб новыми.

Наличие в аппарате значительного числа труб со сквозными повреждениями свидетельствует о существенном коррозионно-эрозионном разрушении и других труб пучка, поэтому при капитальных ремонтах обычно заменяют все трубы дефектного пучка.

При замене отдельных труб их извлекают через гнезда трубных решеток. Перед извлечением трубы рассверливают развальцованные соединения, используя для этих целей ступенчатое сверло (рис.3.34), диаметр которого несколько меньше наружного диаметра трубы, а диаметр центрирующего наконечника сверла соответствует внутреннему диаметру трубы (рис.3.35).

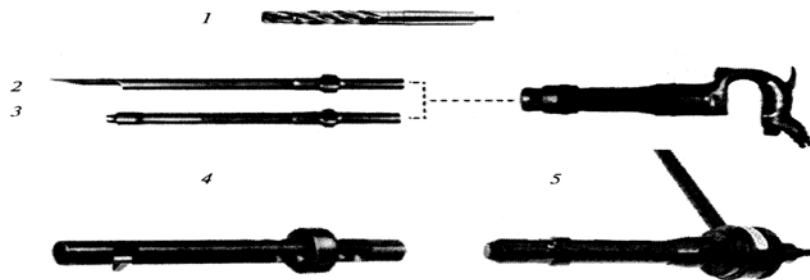


Рис. 3.34. Инструмент для извлечения труб из гнёзд трубных решёток: 1-ступенчатое сверло; 2,3-зубило и выколотка с пневмомолотком; 4,5-труборезы

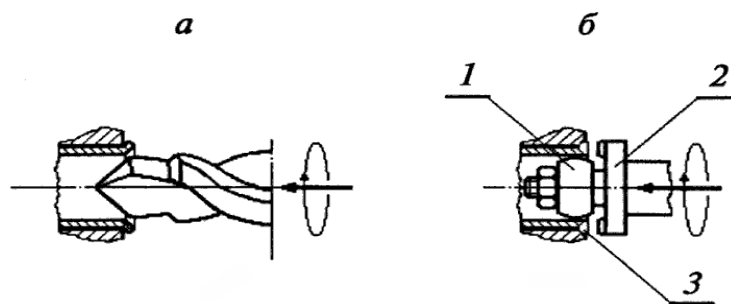


Рис. 3.35. Рассверловка трубы (а). Фрезерование сварного шва (б): 1-направляющая; 2-фреза; 3-сварной шов

После рассверловки с помощью выколотки, трубу выбивают через одно из гнезд. В случае, когда для соединения трубы с решетками использовались развальцовка и приварка, сварные швы срезают торцовой фрезой или же вырубают вручную зубилом.

Дефектные трубы, расположенные по периметру пучка, вырезают дисковой пилой, а трубы, расположенные внутри пучка, - отрезными головками (труборезами), снабженными резцами с поперечной подачей. При приложении к труборезу осевого усилия клин, расположенный под основанием резца, смещается в осевом направлении, что обеспечивает выдвижение резца в поперечном направлении.

Для удаления обрезков труб, оставшихся в гнездах, их предварительно обжимают с помощью зубила (рис.3.36).

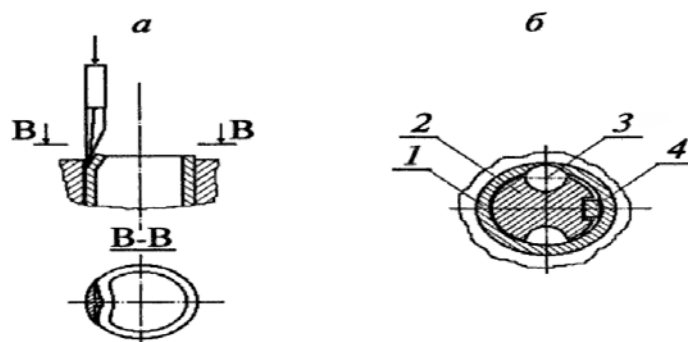


Рис. 3.36. Удаление обрезков труб зубилом (а).
Кондуктор для направления сверла (б):
1-труба; 2-кондуктор; 3-отверстия под сверло; 4-клин

При замене всех труб пучка их отрезают дисковой пилой или газовым резаком от трубных решеток, после чего из гнезд трубной решетки извлекают обрезки труб.

Вмятины на трубах устраняют прогонкой через трубы специальной оправки, выполненной по внутреннему диаметру труб (рис.3.37).

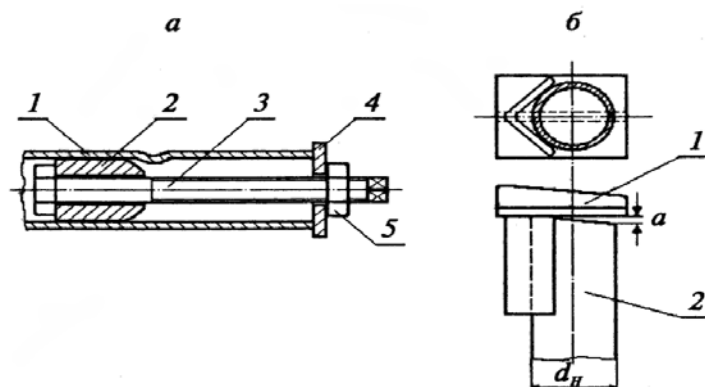


Рис. 3.37. Правка вмятин на трубах (а):
1-труба; 2-оправка; 3-резьбовой стержень; 4-шайба; 5-гайка
Замер отклонения плоскости реза (б):
1-угольник; 2-труба

Основными дефектами трубных решеток являются коррозионный износ поверхности, наличие царапин, забоин и раковин на привалочных поверхностях, а также дефекты гнезд. Поверхность трубной решетки и привалочные поверхности восстанавливают путем их проточки на карусельных станках. Допускается уменьшение толщины трубной решетки не более чем на 10% от минимальной.

При изготовлении новых трубных решеток отверстия под трубы сверлят одновременно в двух решетках, при этом старая решетка используется в качестве кондуктора. Вначале высверливают отверстия диаметром, несколько меньшим требуемого, затем фасонными резцами нарезают канавки П - образной формы в отверстиях трубной решетки. Заключительными операциями являются рассверловка или развертка отверстий на номинальный диаметр и снятие фасок.

Подготовка труб к их установке в трубные решетки включает:

- 1) обрезка концов длинных немерных труб дисковой пилой;
- 2) контроль перпендикулярности плоскости реза оси трубы;
- 3) снятие заусенцев, зачистку конца трубы наждачной шкуркой.

Допускается применение бывших в употреблении труб, если они потеряли вследствие износа не более 30% первоначального веса. Сварку коротких бывших в употреблении и новых труб выполняют газокислородным пламенем или электродуговой сваркой в среде аргона. Каждую сваренную трубу испытывают на специальном стенде.

Для сборки трубного пучка применяют специальный кондуктор из швеллеров, в котором закрепляют трубные решетки и поперечные перегородки, после чего устанавливают (набивают) в последовательности, снизу вверх подготовленные трубы. Для направления труб и предохранения их концов от повреждений при набивке используют конические алюминиевые наконечники с нейлоновым хвостовиком, исключая выпадение наконечника из трубы при набивке (рис.3.38).



Рис. 3.38. Наконечник для установки труб в трубный пучок

Концы установленных в пучок труб отбортовывают конической оправкой, что позволяет избежать осевого сдвига в процессе развальцовки.

3.5. Ремонт корпусов

Выявленные дефекты корпусов теплообменной аппаратуры устраняют правкой, сваркой, наплавкой или установкой заплат.

Выпучины и вмятины на корпусе выправляют механическим способом - ударами кувалды по медной подкладке с местным нагревом выправляемого участка. Общее направление правки - от периферии к центру выпучины. При невозможности правки механическим способом дефектное место вырезают и устанавливают заплату.

Кромки сварных швов обрабатывают зубилом, газорезкой с последующей механической обработкой поверхности абразивным инструментом на глубину не менее 1 мм. Раковины удаляют механическим способом или газорезкой с последующей наплавкой (заваркой).

При наличии трещин их границы определяют методом цветной дефектоскопии. Концы трещин засверливают сверлом диаметром 2-3 мм, после чего выполняют разделку кромок зубилом. Засверловка концов трещин исключает их дальнейшее распространение и способствует снижению напряжений, возникающих при сварке. Несквозные трещины глубиной до 0,4 толщины листа разделяют вырубкой металла под углом 50-60° на полную глубину трещины. Сквозные и несквозные трещины глубиной более 0,4 толщины листа разделяют на полную толщину стенки (при толщине листа более 15 мм - под двустороннюю сварку).

Некоторые виды трещин (рис.3.39) требуют установки заплат:

- 1) трещины по сварному шву с распространением в околошовную зону;
- 2) крестообразные трещины;
- 3) гнездообразные трещины;
- 4) трещины в околошовной зоне, распространяющиеся вдоль шва на расстоянии менее 100 мм от него.

При частичной замене корпуса аппарата необходимо выполнять следующие требования:

- 1) материал для изготовления новых частей корпуса должен быть по механическим и химическим свойствам одинаков с материалом ремонтируемого корпуса;
- 2) толщина листа заменяемой части корпуса должна быть не меньше проектной;
- 3) электроды должны соответствовать свариваемому металлу;
- 4) замыкающие обечайки должны быть шириной не менее 400 мм;
- 5) продольные швы в горизонтальных аппаратах не должны быть в нижней части аппарата;
- 6) продольные швы в отдельных обечайках цилиндрической части аппарата, а также меридиональные или хордовые швы днищ, примыкающие к обечайкам, должны быть смещены относительно друг друга не менее чем на 100 мм;
- 7) расстояние между продольными швами в отдельных обечайках должно быть не менее 200 мм.

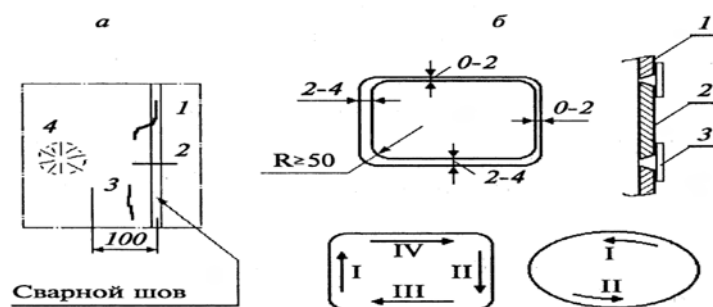


Рис. 3.39. Виды трещин, требующие установки заплат на корпусе (а).
Схемы установки и приварки заплат (б):
1-корпус; 2-заплата; 3-сборочные планки; I-IV-порядок и общее направление сварки

При значительном уменьшении толщины стенки в результате коррозионного и эрозионного воздействия среды, а также при отслоении плакирующего слоя ремонт производят наплавкой металла. Этот способ восстановления корпуса применяют в случаях, когда:

- 1) сумма площадей всех дефектных участков не превышает 20% рабочей поверхности корпуса;
- 2) площадь одного дефектного участка не более 500 см^2 ;
- 3) глубина дефекта не более 30% толщины стенки корпуса;
- 4) отсутствует склонность металла к коррозионному растрескиванию;
- 5) расстояние между наплавляемыми участками не менее трехкратной толщины стенки, но и не более 100 мм.

При невыполнении этих условий дефектные участки корпуса ремонтируют установкой заплат. Размеры заплата не должна превышать 1/3 площади листа и должны быть на 100-150 мм больше размеров поврежденного участка. Вальцовку заплат производят с радиусом кривизны на 10% меньше необходимого, т. к. при сварке заплата распрямляется. Углы заплата должны быть скруглены с радиусом закругления не менее 50 мм. Приварку заплат выполняют встык.

Дефектные штуцеры при наличии трещин, значительных коррозионных и эрозионных разрушений и расслоения металла заменяют новыми штуцерами. Если после вырезки штуцера размер отверстия в корпусе окажется выше допустимого, то проводят наплавку кромки отверстия или поверхности патрубка штуцера. Толщина наплавленного слоя на патрубке и корпусе не должна превышать 10 мм (после его механической обработки - 8 мм), а ширина наплавляемого на патрубке слоя должна быть больше толщины стенки корпуса на 15-20 мм.

После восстановления работоспособности деталей и узлов теплообменные аппараты собирают и подвергают опрессовке по трубному и межтрубному пространствам. Перед сборкой фланцевых соединений привалочные поверхности осматривают и тщательно очищают. Затяжку болтов выполняют в последовательности крест-накрест: вначале предварительную, затем окончательную затяжку.

ГЛАВА 4. НАСОСЫ НЕФТЯНЫЕ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ НА НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДАХ

Технология переработки нефти и газа требует применения различных насосов, обеспечивающих соответствующие напоры и производительности при перекачке нефти, нефтепродуктов, сжиженных углеводородных газов, кислот, щелочей и других специальных жидкостей. Современные конструкции центробежных насосов, используемых на предприятиях нефтегазопереработки и нефтехимии, разделяются на два основных типа: спиральные и секционные. На установках нефтегазоперерабатывающих заводов наибольшее распространение получили центробежные насосы нормального ряда.

Насосы нормального ряда имеют следующую маркировку. Первая цифра в маркировке означает диаметр всасывающего патрубка, уменьшенный в 25 раз и округленный; буква *H* – нефтяной; *G* – горячий; *D* – первое колесо с двусторонним подводом жидкости; *B* – вертикальный; *K* – консольный; *KЭ* – консольный в одном блоке с электродвигателем; *M* – многоступенчатый. Первая цифра после букв означает коэффициент быстроходности, уменьшенный в 10 раз. Цифра в конце маркировки после знака умножения соответствует числу ступеней, а стоящая за ней буква *K* – насос предназначен для перекачки кислот и щелочей, *C* – для сжиженных газов.

Нефтяные центробежные насосы принято классифицировать также по следующим признакам:

1) в зависимости от температуры перекачиваемой среды: на холодные – для температур до 200°C (насосы типа *H*, *HK*, *HD*) и горячие – для температур от 220 до 400°C (насосы типа *HG*, *HGK*, *HGD*);

2) по назначению: для перекачки нефти и нефтепродуктов, сжиженных углеводородных газов, а также кислот и щелочей.

В зависимости от величины создаваемого давления различают центробежные насосы низконапорные (одноступенчатые), средненапорные (одно- и многоступенчатые), высоконапорные (многоступенчатые). По величине подачи можно выделить насосы малой (до $100 \text{ м}^3/\text{ч}$), средней ($100 - 1000 \text{ м}^3/\text{ч}$) и большой (более $1000 \text{ м}^3/\text{ч}$) производительности.

Большинство насосов нормального ряда комплектуются с приводом на общей фундаментальной плите. Валы насоса и привода соединяют муфтой.

Валы насосов уплотняют как обычными сальниками с мягкой набивкой, так и торцовыми уплотнениями (особенно при перекачке сжиженных газов). При этом сальники нефтяных насосов снабжают системой масляного уплотнения и системой водяного охлаждения, что повышает надежность работы насоса и его герметичность.

4.1. Консольные центробежные насосы типа К

Консольные насосы типа *К* относятся к группе динамических насосов. В них жидкость перемещается через рабочее колесо от центра к периферии. Насосы с подачей до $250 \text{ м}^3/\text{ч}$ имеют рабочее колесо одностороннего входа, насосы с подачей более $250 \text{ м}^3/\text{ч}$ – рабочее колесо двухстороннего входа. В одноступенчатом центробежном насосе (рис.4.1) на валу 2 жестко закреплено рабочее колесо 1 с криволинейными лопатками. Вал приводится во вращение, как правило, непосредственно от электродвигателя. Рабочее колесо помещено в корпус 3 насоса, выполненный в виде спиральной камеры переменного сечения с напорным 4 и приемным 7 патрубками. Напорный патрубок соединен с напорным трубопроводом 5, а приемный - с всасывающим трубопроводом 6. На конце всасывающего трубопровода закрепляют сетку и обратный клапан. Сетка служит для задержания плавающих в перекачиваемой жидкости предметов, а обратный клапан позволяет заливать жидкостью насос в всасывающий трубопровод перед пуском его в работу, что является обязательным условием для центробежных насосов.

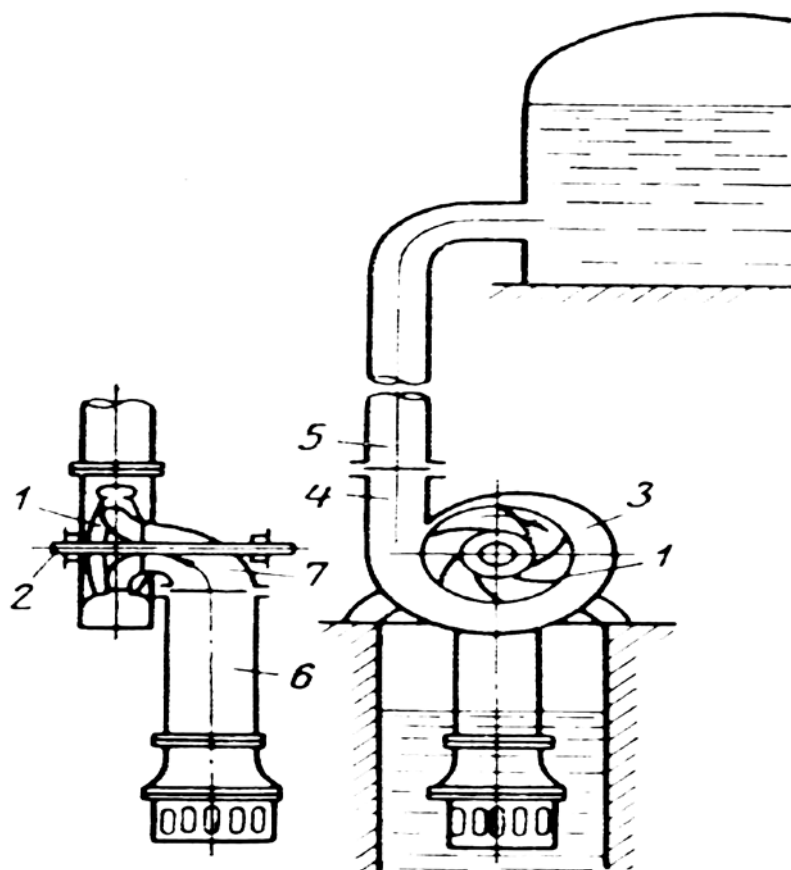


Рис. 4.1. Схема одноступенчатого центробежного насоса:
1 – рабочее колесо; 2 – вал; 3 – корпус насоса; 4 – напорный патрубок;
5 – напорный трубопровод; 6 – всасывающий трубопровод; 7 – приемный патрубок

При вращении рабочего колеса жидкость, заполняющая его каналы, перемещается от центра колеса к его периферии, поступает в спиральную камеру и оттуда в напорный патрубок 4. В центральной части насоса благодаря оттоку жидкости создается вакуум. Под действием внешнего давления на свободную поверхность жидкости открывается обратный клапан, и жидкость по всасывающему трубопроводу поступает в насос. Таким образом, создается непрерывное движение жидкости через всю систему.

Корпус насоса отливают заодно с опорными лапами, входным и выходным патрубками и устанавливают на стойках фундаментной плиты.

Вал насоса установлен на двух опорах - шариковых подшипниках, смонтированных в подшипниковом кронштейне, который опорной лапой присоединен к фундаментной плите, а фланцем - к крышке корпуса. Подшипниковая опора со стороны привода состоит из двух радиально-упорных подшипников, воспринимающих осевое и радиальное усилия. Между этими подшипниками устанавливаются комплектовочные шайбы, создающие предварительный натяг в подшипниках. Другая подшипниковая опора вала состоит из двух радиальных шариковых подшипников, воспринимающих радиальные усилия.

В насосах типа *K* жидкость поступает в центробежное рабочее колесо через осевой подвод и выходит из него через спиральный отвод в корпусе. Сальниковое уплотнение предотвращает вытекание жидкости из корпуса наружу и поступление атмосферного воздуха при вакууме в полости насоса.

Максимальное содержание твердых взвешенных частиц в перекачиваемой среде не должно превышать 0,2 % (масс.). Размеры частиц не должны превышать 0,2 мм.

Таблица 4.1

Материал основных деталей насосов типа *K*

Наименование	Деталь	Исполнение деталей проточной части		
		Углеродистая	Хромовая	Никельсодержащая
Ротор	Вал	40Х	20Х13,30Х13	45Х14Н14В2М
	Рабочее колесо	25Л	20Х13Л	10Х18Н9ТЛ
	Защитная гильза		95Х18	
Корпус	Уплотняющие кольца и втулки щелевых уплотнений	40Х	40Х13	12Х18Н10Т с наплавкой рабочей поверхности стеллитом ВЗК
	Корпус и крышка насоса	25Л	20Х13Л или 20Х5МЛ	10Х18Н9ТЛ
	Разгрузочная втулка, уплотнительные кольца и вкладыши щелевых уплотнений	40Х	30Х13	12Х18Н9ТЛ
	Нажимная втулка сальника	25Л	20Х13Л	10Х18Н10ТЛ

В одноступенчатом центробежном насосе трудно удается создать напор выше 50 м вод, ст. Для создания больших напоров используют многоступенчатые центробежные насосы, в которых на общем валу установлено несколько рабочих колес (рис.4.2). Колеса 1 расположены в особых камерах, монтируемых в одном корпусе и соединенных между собой специальными переходными каналами 2. Жидкость нагнетается последовательно из одного рабочего колеса в другое. Напор в таком случае оказывается во столько раз больше напора, создаваемого одним колесом, сколько колес соединено в насосе последовательно.

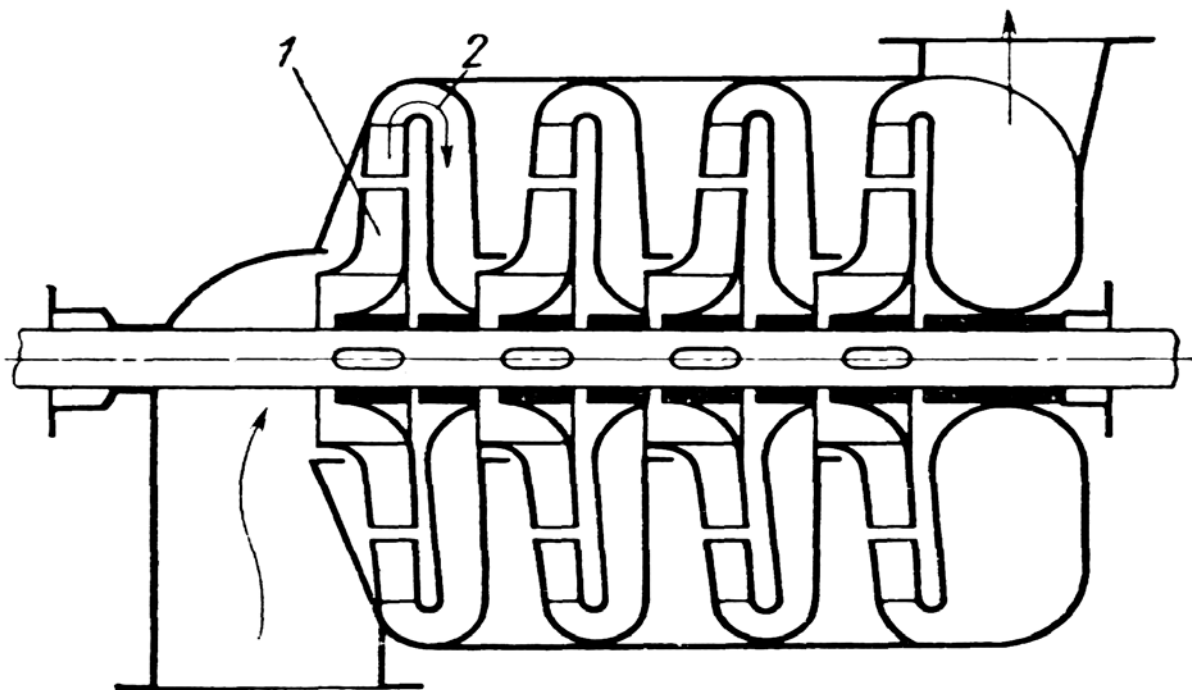


Рис. 4.2. Схема многоступенчатого центробежного насоса с последовательным соединением рабочих колес

Таблица 4.2

Технические характеристики насосов типа К

Насос	Подача, $м^3/ч$	Напор, $м$	$K.п.д.$	Кавита ционный запас, $м$	Мощность эл-ля, $кВт$	Число ступеней
НК 35/50	35	50	55	2,8	4-13	1
НК 35/80	35	80	52	2,8	5,5-22	1
НК35/125	35	125	50	2,8	7,5-40	1
НК 35/240	35	240	47	2,8	13-75	2
НК65/50	65	50	63	3,1	5,5-47	1
НК65/80	65	80	60	3,1	7,5-30	1
НК65/125	65	125	58	3,1	10-55	1
НК65/240	65	240	55	3,1	17-110	2
НК120/50	120	50	72	4	7,5-30	1

НК120/80	120	80	70	4	10-55	1
НК120/125	120	125	68	4	17-75	1
НК120/200	120	200	66	4	22-110	2
НК120/370	120	370	65	4	40-200	2
НК120500	120	500	62	4	90-500	3
НК210/50	210	50	75	5	10-55	1
НК210/80	210	80	74	5	13-75	1
НК210/125	210	125	73	5	22-110	1
НК210/200	210	200	72	5	40-200	1
НК210/370	210	370	72	5	75-400	2
НК210/500	210	500	65	5	132-800	2
НК360/50	360	50	76	4,8	13-90	3
НК360/80	360	80	75	4,8	22-132	1
НК360/125	360	125	75	4,8	40-250	1
НК360/200	360	200	72	4,8	75-400	2
НК360/320	360	320	72	4,8	110-500	2
НК360/500	360	500	68	4,8	160-800	4
НК600/50	600	50	80	5,8	30-132	1
НК600/80	600	80	80	5,8	40-200	1
НК600/125	600	125	80	5,8	55-315	1
НК600/200	600	200	75	5,8	90-500	2
НК600/320	600	320	75	5,8	160-800	2
НК600/500	600	500	70	5,8	250-1250	3
НК1000/125	1000	125	80	6	110-500	1
НК1000/200	1000	200	80	6	160-800	2
НК1000/320	1000	320	78	6	250-1250	2
НК1000/50	1000	50	82	5	40-200	1
НК1000/80	1000	80	82	5	75-315	1
НК1000/50	1000	50	84	6	75-315	1
НК1000/80	1000	80	84	6	110-500	1

4.2. Насосы типа С и СД

Насосы типа *С* и *СД* – секционные межопорные насосы подразделяются на насосы типа *НС* – нефтяные секционные и *НСД* - нефтяные секционные двухкорпусные.

В горизонтальных секционных межопорных нефтяных насосах типа *С* (с разъемом корпуса) и типа *НС* (двухкорпусные с торцевым разъемом корпуса) используются рабочие колеса одностороннего входа. Их устанавливают на валу между двумя выносными опорами. В качестве опор вала используются два радиальных шариковых подшипника, воспринимающие радиальные нагрузки и два радиально-упорных шарикоподшипника, воспринимающих осевые усилия и радиальные нагрузки. Уплотнение вала – сальниковые (с подводом или без подвода затворной жидкости) и торцевые одинарные или двойные. Насос и электродвигатель, соединенные зубчатой муфтой с промежуточным валом, монтируют на общей фундаментной плите.

Насос (рис.4.3) состоит из верхней половины корпуса 7 и нижней половины 10, входной камеры первой ступени 4, входной камеры пятой ступени 8, секции 5, уплотнения вала 3, вала 2 и рабочего колеса 6. Первая опора 1, расположена у соединительной муфты, имеет два радиально-упорных шарикоподшипника, вторая опора 9 два радиальных шарикоподшипника.

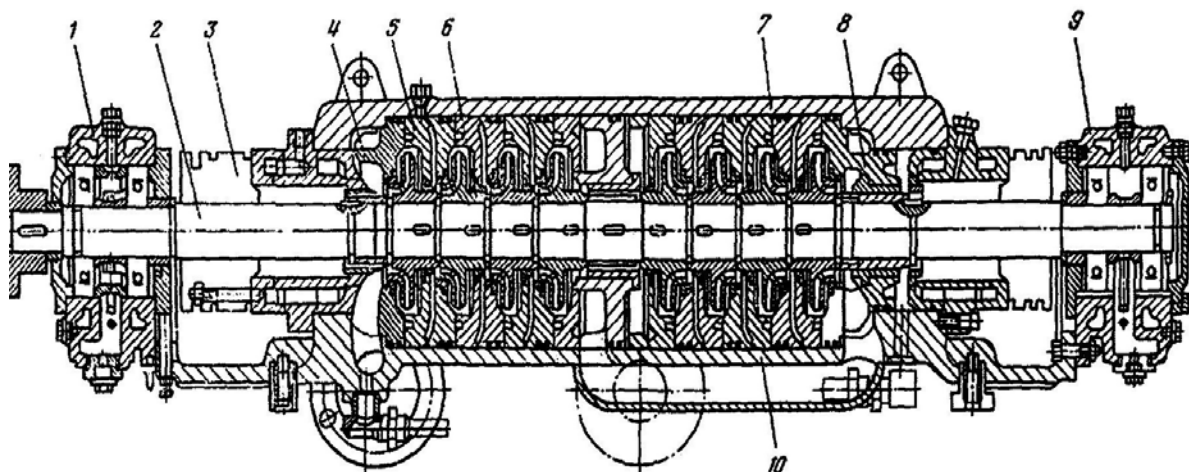


Рис. 4.3. Секционный межопорный насос:

- 1,9 – опоры вала; 2 – вал; 3 – уплотнение вала; 4 – входная камера первой ступени;
 5 – секция; 6 – рабочее колесо; 7 – верхняя половина корпуса;
 8 – входная камера пятой ступени; 10 - нижняя половина корпуса

Материалы, используемые, при изготовлении насосов типа *НС* и *НСД* приведены в табл.4.3.

Таблица 4.3

Материалы для изготовления насосов

Наименование детали	Насос	
	НС	НСД
	Марка стали	
Вал	40Х	30Х13
Рабочее колесо	25-Л	20Х13-Л
Вращающиеся детали (втулки уплотнений)	40Х	30Х13
Защитная втулка вала	95Х18	
Корпус насоса, крышка корпуса	25-Л	20Х13-Л
Направляющий аппарат и обойма камеры		20Х13
Нажимная втулка сальника, сальниковая камера	Ст.20	
Неподвижные детали щелевых уплотнений (втулки, кольца и т.д.)	40Х	30Х13

Основные технические характеристики насосов типа *НС* и *НСД* приведены в табл.4.4.

Таблица 4.4

Характеристики секционных насосов типа *НС* и *НСД*

Насос	Подача, м ³ /ч	Напор, м	К.п.д.	Кавитационный запас, м	Число ступеней	Мощность эл-ля привода, кВт
НС35/500	35	500	54	3,2	8	22-132
НСД35/500	35	500	54	3,2	8	22-132
НС65/500	65	500	58	3,1	8	30-200
НСД65/500	65	500	58	3,1	8	30-200
НС65/700	65	700	55	4,2	8	40-315
НСД65/700	65	700	55	4,2	8	40-315
НС120/750	120	750	65	4,5	8	90-500
НСД120/750	120	750	65	4,5	8	90-500
НС210/700	210	700	72	5,5	8	132-800
НСД210/700	210	700	72	5,5	8	132-800
НС360/750	360	750	72	5,2	8	250-1250
НСД360/750	360	750	72	5,2	8	250-1250

4.3. Насосы типа *H*

Насосы типа *H* (рис.4.4) изготавливаются двух и четырехступенчатыми и предназначены для работы при температуре жидкой среды от 3 до 200°C.

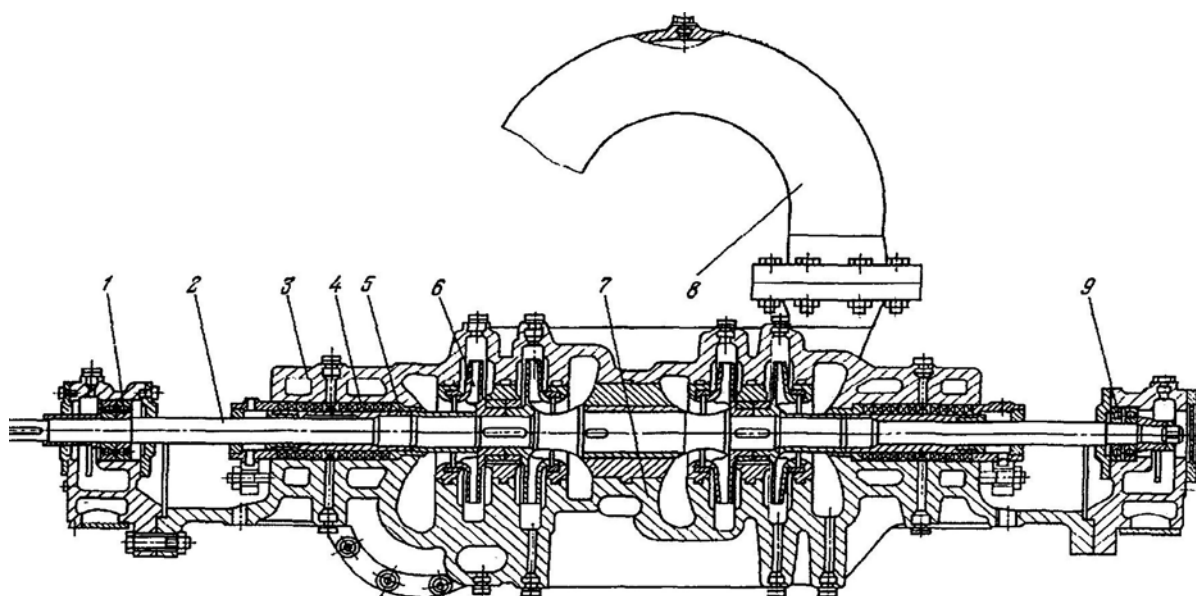


Рис. 4.4. Четырехступенчатый насос типа *H*:

1, 9 – опоры вала; 2 – вал; 3 и 7 – верхняя и нижняя половины корпуса;
4 - уплотнение вала; 5 – втулка защитная; 6 - рабочее колесо; 8 - переводная труба

Насосы с горизонтальным разъемом. Вал насоса 2 установлен на двух опорах. Опора 1 вала, расположенная у соединительной муфты, имеет радиальные шарикоподшипники, опора вала 9 имеет радиально-упорные подшипники. Уплотнение 4 вала торцевые (одинарные или двойные) или сальниковые с подводом или без подвода затворной жидкости. Рабочие колеса 6 одностороннего входа. Снижение давления на уплотнение вала обеспечивается разгрузочным устройством (лабиринтной втулкой и отводящей трубкой), установленным в насосе в области повышенного давления. На верхней крышке корпуса насоса установлено переводное колено (труба) 8. Снижение давления на уплотнение вала обеспечивается разгрузочным устройством (лабиринтной втулкой и отводящей трубкой), установленными в насосе в области повышенного давления.

Входной и выходной патрубки, отлитые вместе с нижней половиной корпуса насоса, расположены горизонтально в плоскости, перпендикулярной к оси насоса. Валы насоса и электродвигателя соединены посредством зубчатой или втулочно-пальцевой муфты. Насосный агрегат монтируется на общей фундаментной плите, включая вспомогательные трубопроводы в пределах насосного агрегата (в том числе запорно-регулирующая арматура и КИП и А).

4.4. Насосы типа НД

Насосы типа *НД* межопорные с рабочими колесами двухстороннего входа предназначены для перекачивания жидкостей с температурой 3 – 200°С. К насосам этой группы относятся насосы типов *НДВНМ*, *НДС-НМ*, *НДСН*, характеристики которых приведены в табл.4.5, устройство на (рис.4.5).

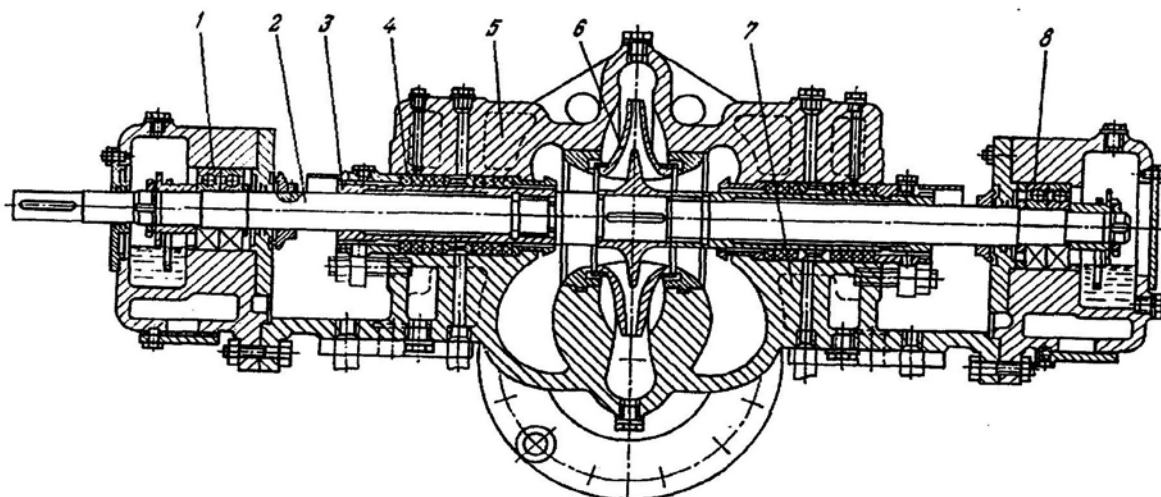


Рис. 4.5. Насос типа *НД*:

1, 8 - опоры вала; 2 - вал; 3 - втулка; 4 - уплотнение вала;
4 и 7 - верхняя и нижняя половины корпуса; 6 - рабочее колесо

Насосы типа *НД* с горизонтальным разъемом корпуса (рис.4.5) состоит из опор вала 2 (1 и 8 – радиальные шарикоподшипники и радиально-упорные шарикоподшипники); вала 2, сменных защитных втулок 3, уплотнений 4 вала – сальниковых (с подводом или без подвода затворной жидкости) или торцовых (одинарных или двойных), верхней 5 и нижней 7 половин корпуса и рабочего колеса 6. Входной и выходной патрубки отлиты заодно с нижней половиной корпуса, расположены горизонтально в плоскости, перпендикулярной к оси насоса. Обе половины корпуса изготовлены из чугуна, вал и защитные втулки – из стали. Соединение насоса с электродвигателем посредством зубчатой или втулочно-пальцевой муфты.

4.5. Насосы типа НК и НКЭ

Насосы типа *НК* и *НКЭ* центробежные горизонтальные консольные одноступенчатые, используются для перекачивания нефтепродуктов с температурой 0 - 200°С (типа *НК*) и 0 – 80°С (типа *НКЭ*).

Насос типа *НКЭ* (рис.4.6) состоит из взрывобезопасного электродвигателя с удлиненным валом, на котором смонтировано уплотнение 2 вала, рабочее колесо 4, корпус 3, переходник 1 и крышка насоса 5 с выходным патрубком.

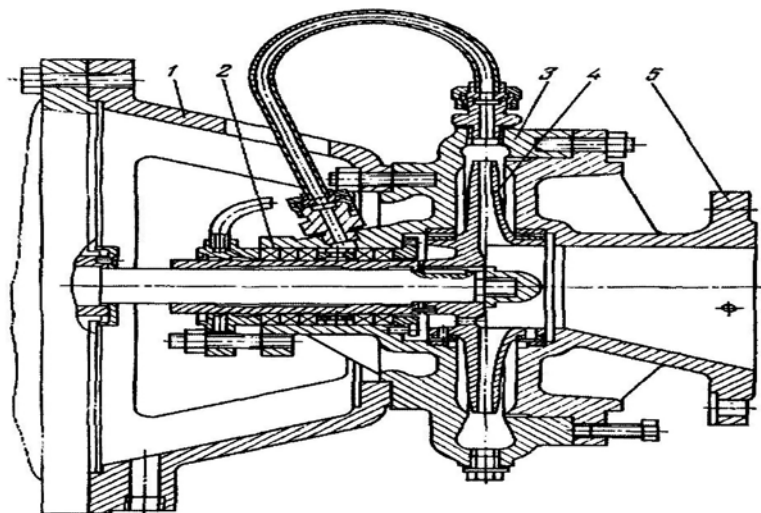


Рис. 4.6. Насос типа НКЭ:

1 – переходник; 2 – уплотнение вала; 3 – корпус; 4 – рабочее колесо; 5 – крышка насосов

Уплотнение валов насосов типа *НК* и *НКЭ* - торцевые (одинарные у насосов *НКЭ* или двойные *НК*) и сальниковые (с подводом и без подвода затворной жидкости). В качестве опор вала используются шариковые подшипники в корпусе электродвигателя (для насосов типа *НКЭ*), один радиальный и два радиально-упорных шарикоподшипника (для насосов типа *НК*).

Входной патрубок расположен вдоль оси насоса, входной - ориентирован вертикально или может быть повернут на 90, 180 или 279°. Для уменьшения осевого давления в насосах предусмотрено разгрузочное устройство (отводящая трубка), отключаемое при давлении на входе в насос более 0,5 МПа.

Шифр насосов типа *Н, НД, НК и НКЭ* означает: первая цифра – диаметр входного патрубка, уменьшенный в 25 раз, мм; буквы: *Н* – нефтяной; *Д* - двухстороннего входа жидкости в рабочее колесо; *К* – консольный; *Э* – электронасос; цифры после букв – первая означает коэффициент быстроходности, уменьшенный в 10 раз; вторая - число ступеней насоса. Например, для насоса 5НКЭ-9х1 означает: 5 – диаметр входного патрубка, уменьшенный в 25 раз (125 мм); *Н* - нефтяной; *К* - консольный; *Э* – электронасос; 9 – коэффициент быстроходности, уменьшенный в 10 раз (90); 1 – одноступенчатый.

Таблица 4.5

Технические характеристики насосов типа *НД, НДС*

Насос	Подача, <i>м³/ч</i>	Напор, <i>м</i>	К.п.д.	Диаметр рабочего колеса, мм	Мощность, <i>кВт</i>	Частота вращения, <i>мин⁻¹</i>
8НД-6х1	200	100	66	280	55 - 100	2950
	190	90	65	265		
	175	75	45	245		
	160	65	58	225		
8НД-9х2	240	132	74	235	75 - 160	2950
	230	120	70	225		
	220	110	69,5	215		
	210	94	67	200		
	200	84	66	190		
8НД-ВНМ	600-400	35-42	79-78	525	110	960
	500-400	33-36	80-79	500	250	960
	500-400	28-32	80-79	470	160	960
	720-540	89-94	-	525	75	1450
	720-540	76-84	-	500	55	1450
	720-540	67-74	-	470	75	1450
10НД-6х1	450	58	80,5	435	40-132	2950
	435	54	-	420		
	410	49	-	400		
	390	44	-	380		
	370	39	-	360		
	360	37	-	348		
12НДС-НМ	1000-650	24-30	88	460	55-259	960
	900-600	22-27	83	430		960
	900-720	18-21	83	400		960
	1260-900	64-70	88	460		1450
	1260-900	44-51	89	400		1450
	1260-900	54-60	89	430		1450
14НД-СН	1260-900	37-42	87-85	540	110-160	960
	1260-900	32-37	85-86	500		960
	1080-800	32-33	88-64	480		960

Таблица 4.6

Технические характеристики насосов типа *НК* и *НКЭ*

Насос	Подача, <i>м³/ч</i>	Напор <i>м</i>	Подпор, <i>м</i>	К.п.д. %	Диаметр рабочего колеса, <i>мм</i>	<i>N</i> , <i>кВт</i>	Масса агрегата, кг	
							<i>НК</i>	<i>НКЭ</i>
4НК-5x1 (4НКЭ-5x1)	60	55	5	58	220	17	616	297
	50	52	7	58	208	17	616	297
	45	46	7	57	192	13-17	571	297
	45	38	7	57	180	17	571	297
5НК-5x1 (5НКЭ-5x1)	100	98	5	58	275	55	920	594
	90	80	5	58	250	40	880	554
	80	66	5	56	225	30	752	451
5НКЭ-6x1	95	45	5	64	210	22	-	400
	95	40	5	64	200	17	-	317
5НК-9x1	95	45	5	64	210	Ё22	713	-
	95	40	7	64	200	17	626	-
	85	38	7	64	190	17	626	-
	85	32	7	64	180	13	594	-
	80	28	7	64	170	13	594	-
5НКЭ-9x1	85	38	5	64	190	17	-	-
	85	32	5	64	180	17	-	317
	80	28	5	64	170	18	-	-
6НК-6x1 (6НКЭ-6x1)	120	115	5-7	59	305	75	1163	804
	75	83	5-7	58	250	40	942	562
	110	98	5-7	59	280	55	951	602
6НК-9x1 (6НКЭ-9x1)	120	65	5-7	69	240	40	892	545
	105	66	5-7	68	235	40	892	545
	105	59	5-7	68	225	30	750	447
	95	55	5-7	68	215	30	750	447
	95	48	5-7	68	205	22	720	413
	90	45	5-7	68	195	22	720	413

4.6. Насосы типа *НА* и *НВ*

Насосы вертикального исполнения типа *НА* и *НВ* предназначены для откачки из заглубленных резервуаров нефтепродуктов (насосы типа *НА*) и дренажных жидкостей (насосы типа *НВ*) температурой не более 80°C с плотностью не выше 1100 кг/м³. Конструкция погружной части насосов типа *НА* аналогична погружной части насосов типа *НВ*.

Насос типа *НВ* (рис.4.7) вертикального исполнения состоит из приемного патрубка 1, вертикального вала 5, четырех рабочих колес 3 и четырех направляющих аппаратов 4. Напорная камера 6 присоединяется к насосной части и поддерживающей колонне 8. К фланцу патрубка напорной камеры присоединяется напорный трубопровод. Промежуточный вал 10 насоса состоит из нескольких частей, соединяемых

резьбовыми муфтами 9 с левой резьбой. Поддерживающая колонна 8 состоит из нескольких трубных секций, число которых зависит от положения емкости, из которой должна откачиваться жидкость. В верхней секции расположена камера уплотнения вала. В середину камеры к уплотнению 12 подводится затворная жидкость.

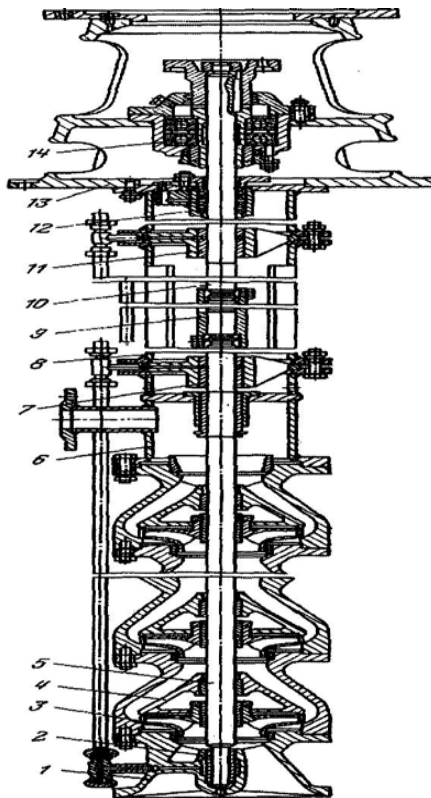


Рис. 4.7. Вертикальный насос типа *НВ*:

- 1 – приемный патрубок; 2 – опорный подшипник вертикального вала;
- 3 – рабочее колесо; 4 – направляющие аппараты; 5 – вертикальный вал;
- 6 – поддерживающая камера; 7 и 11 – направляющие подшипники;
- 8 – поддерживающая колонна; 9 – муфта; 10 – промежуточный вал;
- 12 – уплотнение вала; 13 – опорная стойка; 14 - радиально-опорные подшипники

В каждом стыке трубных секций устанавливаются направляющие подшипники 11 промежуточного вала. Поддерживающая колонна присоединяется к опорной стойке 13, на верхний фланец которой устанавливается электродвигатель. В опорной стойке размещены два радиально-упорных шарикоподшипника 14. Смазка подшипников - консистентная.

Валы насоса и электродвигателя соединены втулочно-пальцевой муфтой. Конструктивно насос типа *НВ* отличается от насоса типа *НА* тем, что над насосной частью установлена напорная камера 6, к боковому фланцу которой присоединен отдельный напорный трубопровод для транспортирования откачиваемой жидкости. Изменена конструкция опорной стойки, где отсутствует выходной патрубок.

Таблица 4.7

Технические характеристики вертикальных насосов типа *НА* и *НВ*

Насос	Подача, $m^3/ч$	Напор, m	К.п.д., %	Число ступеней
12НА-9х4	80	43	71-72	4
12НА-22х6	150	54	72-74	6
2НВ-9х4	40	46	48-49	4

Таблица 4.8

Габаритные размеры и масса насосов типа *НА* и *НВ*

Насос	Диаметр входного патрубка	Длина насоса, mm		Масса насоса, kg	
		С напорной колонкой	С электро-двигателем	С напорной колонкой	С электро-двигателем
12НА-9х4	290	2260	3555	628	850
		3510	4805	729	950
		4760	6055	784	1010
		6010	7305	874	1100
		7260	8555	917	1140
		8510	9805	1032	1260
		9760	11055	1080	1310
12НА-22х6	320	3050	4 590	790	1210
		4300	5 840	893	1330
		5550	7 090	948	1370
		6 800	8 340	1038	1460
		8 050	9 590	1079	1500
		9 300	10 840	1196	1620
		10 550	12 090	1241	1690
2НВ-9х4	350	2561	3586	-	670
		3352	4377	-	715
		3953	4978	-	750
		5725	6750	-	850

В зависимости от требуемой глубины спуска насоса в заглубленный резервуар насосы типа *НА* поставляют с числом секций напорной колонки от 1 до 7, насосы типа *НВ* поставляют в зависимости от числа секций, оговоренных в варианте исполнения насоса по длине.

Условное обозначение насосов типа *НА* и *НВ* означает: первые цифры - внутренний диаметр входного патрубка, уменьшенный в 25 раз, mm ; *Н* – нефтяной; *А* – артезианский; *В* – вертикальный; цифры после букв - первая означает коэффициент быстроходности, уменьшенный в 10 раз; вторая - число ступеней насоса.

На нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) эксплуатируются также центробежные насосы нормального ряда, выпускавшиеся по нормали Министерства нефтяной промышленности Н521-57: *НК* (нефтяной консольный), *НГК* (нефтяной консольный горячий), *Н* (нефтяной), *НГ* (нефтяной горячий), *НД* (нефтяной, с двухсторонним вводом сырья), *НГД* (нефтяной горячий, с двухсторонним вводом сырья).

Конструкция корпуса центробежного насоса определяется в основном температурой, давлением и физико-химическими свойствами перекачиваемой жидкости.

Для перекачки холодных нефтепродуктов используют многоступенчатые насосы, корпус которых выполнен из чугуна. Всасывающий и нагнетательный патрубки размещены в нижней половине корпуса, что дает возможность разобрать насос, не отсоединяя трубопроводы. Корпус насоса состоит из двух половин – верхней и нижней половин, имеющих разъем в горизонтальной плоскости.

Рабочие колеса насажены на вал, который вращается в двух подшипниках. Рабочие колеса уравновешены гидравлически. Осевое усилие воспринимается радиально-упругими подшипниками, установленными в корпусе.

Вал и корпус насоса уплотняются сальниками с эластичной набивкой из пропитанных асбестовых колец, которые по мере износа подтягиваются нажимной втулкой. Вал насоса в пределах сальников защищен сменной втулкой. Для соединения первой и второй ступеней насоса служит переводная труба.

Для уменьшения гидростатического давления на сальник, находящийся на стороне нагнетания, предусмотрено разгрузочное устройство в виде лабиринтного уплотнения и отводящей трубки.

При температуре выше 200°C трудно обеспечить герметичность в плоскости горизонтального разъема корпуса. Поэтому горячие насосы имеют двойной корпус. Внешний корпус – кованный или литой, изготовлен из высоколегированной стали и имеющий фланцевый разъем в вертикальной плоскости. Внутренний литой корпус с проточной частью имеет горизонтальный разъем или собирается из секций. При изменении температуры оба корпуса могут удлиняться независимо.

Чтобы исключить возможность возникновения пожара и взрыва при перекачке нефтепродуктов при температурах до 400°C , сальники и стыки корпуса горячего насоса должны быть герметичными. Сальники и подшипники горячих насосов дополнительно охлаждаются водой под давлением $0,15 \text{ МПа}$, а в корпус сальника подводится уплотнительная охлажденная жидкость (масло) под давлением $p = p_{\text{сальника}} + 0,15 \text{ МПа}$. Для перекачки сжиженных углеводородных газов применяют центробежные насосы, конструкция которых аналогична конструкции насосов для холодных нефтепродуктов. Сжиженные углеводородные газы поступают в насос под давлением около $2,0 \text{ МПа}$; в насосе давление газов увеличивается в несколько раз. Поэтому особое внимание должно быть уделено конструкции сальниковых устройств. Сальники должны быть герметичными. В табл. 4.9 приведены характеристики горячих насосов для перекачки нефтепродуктов с температурой до 400°C .

Сжиженные газы, просачивающиеся через сальники наружу, быстро испаряются, что приводит к значительному охлаждению и обмерзанию сальника, а также к загазованности насосного помещения. Жидкость, проникающая в сальник, отводят по линии, соединенной со всасывающей линией насоса, а в фонарь сальника подают уплотнительную жидкость. В рубашку сальника подают периодически горячую воду, чтобы предотвратить обмерзание сальника.

Для герметизации вала насоса используют одинарные или двойные торцовые уплотнения. Одинарные торцовые уплотнения применяются при работе под давлением до 2,5 МПа и под вакуумом.

Таблица 4.9

Характеристики горячих насосов для перекачки нефтепродуктов с температурой до 400 °С

Показатель	4НГ-5х4	4НГ-5х2	4НГК-5х1	КВН-55-70	5НГК-5х1	5НГ-5х2	5НГ-5х4
Подача, м ³ /ч	40	45	50	70-80	70	70	75
Напор, м	251	120	60	660-800	108	206	362
Частота вращения, об/мин	2950	3000	2950	2950-3000	2950	2950	2950
Потребляемая мощность, кВт	60	26,6	14,5	160-230	43,2	81	170
Число ступеней	4	2	1	8	1	2	4
Диаметры всасывающего/нагнетательного патрубков, мм	98/73	98/77	100/60	125/75	125/75	125/75	125/75
Масса, кг	1564	358	286	6200	310	470	1960

Продолжение таблицы 4.9

Показатель	КВН-55-120	6НГ-7х2	6НГК-9х1	6НГ-10х4	КВН-55-180	8НГД-6х1	8НГД-9х3
Подача, м ³ /ч	80-120	110	120	140	160-180	160	250
Напор, м	700-800	220	65	309	700-800	104	305
Частота вращения, об/мин	2950-3000	2950	2950	2950	2950-3000	2950	2950
Потребляемая мощность, кВт	300-420	116	30,5	186	410-540	85,6	330
Число ступеней	8	2	1	4	8	1	3
Диаметры всасывающего/нагнетательного патрубков, мм	200/150	150/100	150/100	148/98	200/150	200/100	198/1488

Таблица 4.10

Характеристика центробежных насосов для перекачки сжиженных газов

Показатель	Марка насоса			
	4Н-5х8С	5Н-5х8С	6Н-7х2С	8НД-9х2С
Подача, м ³ /ч	40	80	120	240
Напор, м	440	678	180	130
Потребляемая мощность, кВт	105	310	88	90
Частота вращения, об/мин	2950	2950	2950	2950
Диаметр всасывающего патрубка, мм	100	125	150	200
Диаметр нагнетательного патрубка, мм	64	73	100	150
Число ступеней	8	8	2	2
Масса, кг	2990	3910	658	130

Сальники с мягкой набивкой. Для уплотнения валов центробежных нефтяных насосов применяют сальники с мягкой набивкой из различных материалов. На (рис.4.8) приведена конструкция сальника с мягкой набивкой и с рубашкой для охлаждения.

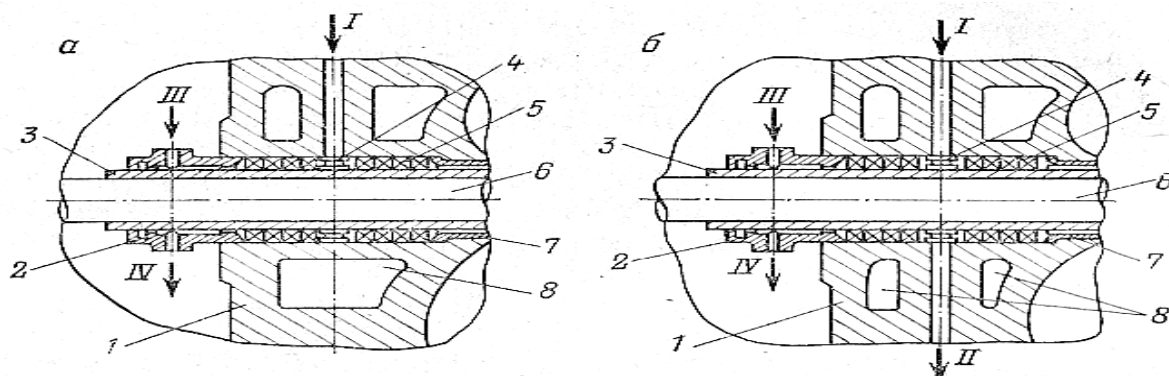


Рис. 4.8. Сальниковое уплотнение с мягкой набивкой центробежного нефтяного насоса: а – тупиковая схема; б – циркуляционная схема; I – ввод уплотнительной жидкости; II – вывод уплотнительной жидкости; III – ввод воды; IV – вывод воды; 1 – корпус насоса; 2 - нажимная втулка; 3 – защитная втулка; 4 - фонарь; 5 – набивка; 6 – вал; 7 – грундбукса; 8 – канал для охлаждающей жидкости

В камере сальника находится эластичная набивка 5, состоящая из разрезанных колец. В среднюю часть набивки устанавливают специальное полое кольцо 4 (фонарь), имеющее радиально расположенные отверстия. В основании сальниковой камеры со стороны проточной части насоса установлена грундбукса 7, зазор между которой и защитной гильзой 3, предохраняющей вал 6 от износа, составляет 0,2 - 0,3 мм.

Уплотнение между защитной гильзой вала и корпусом насоса достигается поджатием эластичной набивки 5 нажимной втулкой 2. Для отвода тепла, выделяющегося при трении набивки о гильзу вала, в корпусе насоса 1 предусмотрены каналы 8 вокруг сальника для ввода охлаждающей воды (рубашка сальника).

Температура уплотнительной жидкости на входе достигает 35°С и на выходе 50°С.

Тупиковую схему подачи уплотнительной жидкости применяют для перекачки холодных нефтепродуктов, кислот и щелочей. Циркуляционную схему рекомендуется применять для перекачки горячих нефтепродуктов и сжиженных углеводородных газов.

4.7. Торцовые уплотнения центробежных насосов

Уплотнения этого вида рекомендуется применять при перекачке сжиженных углеводородных газов и легких нефтепродуктов, когда сальниковые уплотнения с мягкой набивкой не обеспечивают полной герметичности.

Торцовые уплотнения могут быть одинарными (рис.4.9) и двойными. При одинарном уплотнении с внешней стороны насоса сальниковая камера изолирована крышкой 4, которая на прокладке крепится шпильками и гайками к корпусу. В крышке установлена неподвижная втулка 13. Через штуцер 5 подводится вода для охлаждения. Уплотняющее кольцо 3 предотвращает утечку охлаждающей воды наружу. Вращающиеся детали торцового уплотнения установлены на гильзе, которая крепится к валу на резьбе. Чтобы предотвратить проникновение перекачиваемого нефтепродукта вдоль вала наружу, используют уплотняющее кольцо 12, которое поджимается гайкой 1. Втулка 6 приводится во вращение нажимной втулкой 8, которую специальными винтами 14 вводят в пазы вращающейся втулки 6. Нажимная втулка связана с гильзой вала шпонкой 10, которая позволяет нажимной втулке свободно перемещаться вдоль вала. Усилие пружины 9 передается через нажимную втулку и уплотняющее кольцо 7 вращающейся втулке 6.

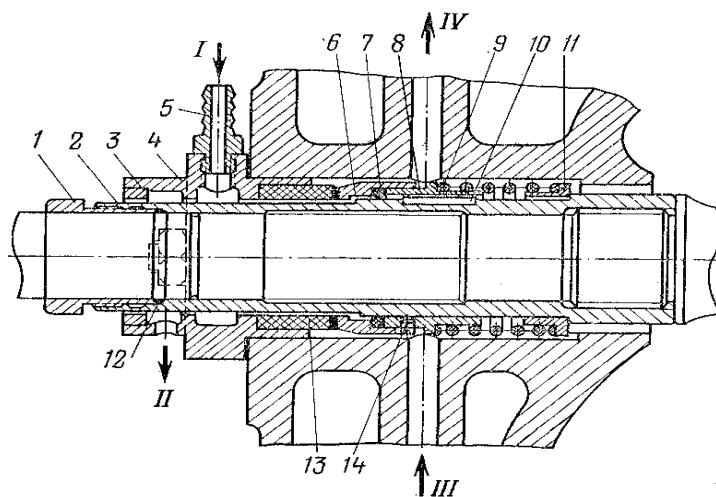


Рис. 4.9. Одинарное торцовое уплотнение:

- I, II* - ввод и вывод воды; *III, IV* - ввод и вывод уплотнительной жидкости;
 1 - нажимная гайка; 2 – гильза вала; 3, 7, 12 – уплотняющие кольца; 4 – крышка;
 5 – штуцер; 6 – вращающаяся втулка; 8 – нажимная втулка; 9 – пружина; 10 – шпонка;
 11 – упорная втулка; 13 - неподвижная втулка; 14 – специальный винт

Тщательно притертые торцевые поверхности вращающейся 6 и неподвижной 13 втулок постоянно находятся в контакте, обеспечивая герметичность сальника. Эластичное уплотняющее кольцо 12 предотвращает утечку жидкости через зазор между гильзой и вращающейся втулкой и позволяет втулкам перемещаться одна относительно другой в радиальном направлении.

Одинарное торцовое уплотнение обычно работает без уплотнительной жидкости. Охлаждение и смазка трущихся торцов вращающейся и неподвижной втулок осуществляется перекачиваемым нефтепродуктом. В крышку уплотнения подается охлаждающая вода.

Неподвижная втулка торцового уплотнения выполнена из антифрикционной бронзы или графита, уплотняющие кольца – из бензомаслостойкой резины, остальные детали из различных сталей в зависимости от коррозионных свойств перекачиваемого нефтепродукта. В двойном торцовом уплотнении (рис. 4.10) герметичность между валом и корпусом обеспечивается двумя трущимися торцовыми поверхностями вращающихся 6, 13 и неподвижных 12, 17 втулок. Усилия пружины 9 и от давления уплотнительного масла, циркулирующего через камеру торцового уплотнения, передается через нажимные втулки 8, 15 вращающимся втулкам 6, 13.

Уплотнительная жидкость (масло) охлаждает и смазывает трущиеся торцы вращающихся и неподвижных втулок. Давление циркулирующего масла в камере торцового уплотнения на 0,05 - 0,15 МПа превышает давление перекачиваемого нефтепродукта перед камерой уплотнения. Перепад давлений поддерживается автоматически регулятором давления.

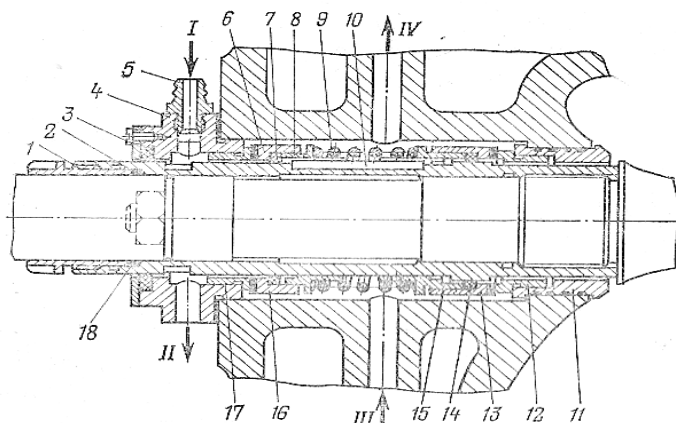


Рис. 4.10. Двойное торцовое уплотнение:

- I* – ввод воды; *II* – вывод воды; *III* – ввод уплотнительной жидкости; *IV* – вывод уплотнительной жидкости; 1, 8, 15 – нажимные втулки; 2 – гильза вала; 3, 7, 14, 18 – уплотняющие кольца; 4 – крышка; 5 – штуцер; 6, 13 – вращающаяся втулка; 9 – пружина; 10 – шпонка; 11 – упорная втулка; 12, 17 – неподвижная втулка; 16 – специальный винт

4.8. Насосы для перекачки кислот и щелочей

На НПЗ находят применение также центробежные насосы для химических производств. ГОСТом 10168-95 предусмотрено 10 типов насосов: горизонтальные, консольные, на отдельной стойке (*X*, *AX*, *TX*); горизонтальные межопорные с рабочими колесами одностороннего (*XB*) и двухстороннего (*XD*) входа; погружные, вертикальные, с опорами вне перекачиваемой жидкости (*XII*, *AXII*, *TXII*); погружные, вертикальные с опорами в перекачиваемой жидкости (*XPI*, *AXPI*). Насосы изготавливаются в различных конструктивных исполнениях (*M* – моноблочные, *P* – с повышенным давлением на входе, *O* – обогреваемые, *B* – с вертикаль-

ной осью рабочего колеса, *C* – самовсасывающие). Кислотные и щелочные насосы должны быть изготовлены из материалов, которые противостоят коррозии; через сальники не должно быть утечки жидкости.

Для изготовления таких насосов применяют, хромоникелевые стали, монель-металл, легированные чугуны; из неметаллических материалов используют специальные резины, керамику, пластмассы, графит, стекло. Насосами допускается перекачивание химически активных и нейтральных жидкостей плотностью не более 1850 кг/м^3 , имеющих твердые включения размером до 5 мм при условии, что объемная концентрация этих включений не превышает 15% .

Частота вращения ротора насосов обычно не превышает 1500 об/мин , так как при больших скоростях возрастает значительно скорость коррозии рабочих элементов. Сальники насоса должны работать, возможно, с меньшим давлением или даже с небольшим разрежением.

При перекачке разбавленных кислот в фонарь сальника подводят чистую воду под давлением примерно на $0,05 \text{ МПа}$ выше, чем перед сальником. Уплотнительная вода улучшает охлаждение и смазку сальников и обеспечивает хороший гидравлический затвор. При перекачке концентрированной серной кислоты ($75 - 96\%$) сальники должны работать под разрежением. Уплотнение сальника обеспечивается подачей в фонарь консистентной смазки через масленку.

ГОСТ 10168-95 устанавливает основные параметры центробежных химических насосов и регламентирует подачу, напор, частоту вращения вала. Стандарт распространяется на центробежные насосы с уплотнением вала, с подачей от $1,5$ до $2500 \text{ м}^3/\text{ч}$ и напором от 10 до 250 м столба перекачиваемой жидкости плотностью не более 1850 кг/м^3 , имеющих твердые включения размером до 5 мм , объемная концентрация которых не превышает 15% . В условном обозначении типа насоса указаны номинальные подача ($\text{м}^3/\text{ч}$) и напор (в м столба перекачиваемой жидкости) так, насос типа *X* с номинальной подачей $20 \text{ м}^3/\text{ч}$ и номинальным напором 18 м имеет условное обозначение *X20/18*.

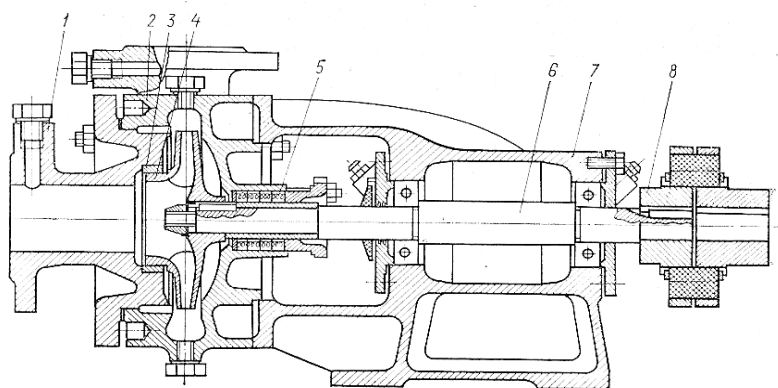


Рис. 4.11. Продольный разрез консольного насоса типа *X*:

- 1 - крышка корпуса; 2 - корпус; 3 – уплотнительное кольцо; 4 – рабочее колесо;
5 – сальник; 6 – вал; 7 – опорный кронштейн; 8 – упругая муфта

Консольные центробежные насосы типа X для перекачивания чистых химически активных жидкостей состоят из 19 типоразмеров, охватывающих диапазон подач от 2 до 700 м³/ч и напоров от 10 до 140 м столба жидкости. Для перекачки кристаллизирующихся и легкозастывающих жидкостей при температуре до 200°С изготавливают химические насосы типа XO.

Консольные центробежные насосы типа X для перекачивания чистых химически активных жидкостей состоят из 19 типоразмеров, охватывающих диапазон подач от 2 до 700 м³/ч и напоров от 10 до 140 м столба жидкости. Для перекачки кристаллизирующихся и легкозастывающих жидкостей при температуре до 200°С изготавливают химические насосы типа XO.

Таблица 4.11

Технические характеристики центробежных насосов общего назначения типа X с мягким сальником и торцовым уплотнением

Марка насоса	Подача, м ³ /ч	Напор, м.ст. жидкости	Диаметр рабочего колеса, мм	Кавитационный запас, м.ст. жидкости	Частота вращения вала, мин ⁻¹	Мощность на валу, кВт
1,5X-6x1	8,0	11,3-18,0	110-132	4,0	2900	0,7-1,1
1,5X-4x1	8,0	17,7-30,0	125-156	4,0	2900	1,0-1,7
2X-9x1	20,0	10,5-18,0	112-135	4,5	2900	1,0-1,6
2X-6x1	20,0	18,0-31,0	131-163	4,5	2900	1,8-3,1
2X-4x1	20,0	34,4-53,0	172-205	4,5	2900	3,6-6,0
3X-12x1	45,0	13,5-21,0	132-148	5,0	2900	2,7-4,1
3X-9x1	45,0	19,8-31,0	151-172	5,0	2900	3,9-5,7
3X-6x1	45,0	32,6-54,0	182-218	5,0	2900	6,1-10,5
4X-18x1	90,0	13,0-19,0	132-150	6,0	2900	4,6-6,4
4X-12x1	90,0	25,0-33,0	165-182	6,0	2900	9,4-12,0
4X-9x1	90,0	31,4-49,0	182-214	6,0	2900	11,-17,0
4X-6x1	90,0	56,0-85,0	225-260	6,0	2900	22,0-32,0
5X-12x1	160,0	33,0-49,0	188-218	8,0	2900	20,0-30,0
8X-12x1	280,0	21,0-29,0	300-328	6,0	1450	22,0-30,0
8X-9x1	280,0	29,6-42,0	351-400	6,0	1450	32,0-46,0
8X-6x1	280,0	51,0-72,0	438-506	6,0	1450	57,0-85,0
10X-12x1	530,0	10,25,0	430-470	5,0	960	35,0-46,0
10X-9x1	530,0	25,0-37,0	470-548	5,0	960	54,0-75,0

Основные узлы насосов типа *A* изготавливаются из сталей 25-Л, стали 35 и стали 45; типа *K* – из сталей 10X18H9T-Л и 12X18H10T-Л; типа *E* – из сталей 10X18H12-Л, МЗТ-Л и 10X17H13M2T-Л; типа *I* – из сталей Х23Н28МЗДЗ-Л, 10X20H25МЗЖ2Т-Л, 06ХН28МДТ-Л и хостелля Д.

Насосы типа *AX* являются горизонтальными, консольными, на отдельной стойке в одном агрегате с электродвигателем. Выполняются они для химического производства и предназначены для перекачивания химически активных и нейтральных жидкостей. Допустимое содержание твердых примесей с размером частиц до 1,0 мм составляет до 4,0% (*масс*). Температура жидкостей минус 40 до + 80°С, плотность – не выше 1800 кг/м³.

Таблица 4.12

Технические характеристики насосов общего назначения типа *X* с мягким сальником и стояночным уплотнением

Марка насоса	Подача, м ³ /ч	Напор, м.ст. жидкости	Диаметр рабочего колеса, мм	Кавитационный запас, м.ст. жидкости	Частота вращения вала, мин ⁻¹	Мощность эл-ля, кВт
1,5X-6 (A,K,E,I,L)	8,0	11,-18,0	102-124	4,0	2900	4,0
2X-9 (A,D,K,E,I,L)	20,0	10,5-18,0	103-128	4,5	2900	10,0
2X-6 (A,K,E,I,L)	20,0	19,0-31,0	125--165	4,5	2900	10,0
3X-9 (A,D,K,E,I,L)	45,0	19,0-31,0	145-168	5,0	2900	22,0
4X-12 (A,D,E,I,L)	90	25,0-33,0	160-174	6,0	2900	40,0
5X-18 (K,E,I,L)	160,0	20,0-29,0	165-180	8,0	2900	40,0
6X-9 (A,D,K,E,L)	160	29,0	336,5	5,0	1450	55,0

Насосы типа *XO* отличаются от насосов типа *AX* только наличием системы обогрева, обеспечивающей перекачивание кристаллизующихся продуктов.

Насосы типов *XT*, *AXT*, *XMT* изготавливаются из титана и предназначены для перекачивания жидкостей содержащих до 4,% (*масс*) твердых частиц, а насосы типа *HT* – для перекачивания жидкостей, вызывающих абразивное действие.

Насосы из неметаллических материалов, т.е. гуммированные (типа *XP*, *XBP*) защищены резиной ИПП-1025, а также графитом и фаялитом (типа *AXP*, *PXP* и *XTP*) применяются для перекачивания активных кислот и их смесей. Насосы типа *XG* изготавливаются из графита и предназначены для перекачивания химически активных жидкостей.

Технические характеристики насосов из титана и неметаллических материалов приведены в табл. 4.13. Гуммированные насосы выпускают следующих марок: *1X-2P-1* (2); *2X-6P-1*(2); *4AX-5P-1*; *4ПХ-4P-1*. Обозначения в маркировке насоса следующее: первая цифра – диаметр всасывающего патрубка в миллиметрах; уменьшенный в 25 раз; *AX* – химический для абразивных жидкостей; *ПХ* – пульповый ; *X* – химический,; *P* – резина, материал покрытия, соприкасающихся с перекачиваемой средой; *1* – сальник с мягкой набивкой; *2* – торцовое уплотнение. Гуммированные насосы по сравнению с металлическими насосами более стойки к коррозии и долговечны. Детали проточной части насосов, соприкасающихся с перекачиваемой средой, покрыты резиной. Пластмассовые и керамические насосы предназначены для перекачки кислот (серной, соляной) и других технологических агрессивных растворов с температурой до 100°С. Детали насоса, соприкасающиеся с перекачиваемой жидкостью, изготовлены из пластмасс или керамики. Гуммированные, пластмассовые и керамические насосы – горизонтальные одноступенчатые консольные.

Таблица 4.13

Технические характеристики насосов специального назначения
из титана и неметаллических материалов

Тип насоса	Подача, м ³ /ч	Напор, м. ст. жидкости	Число типоразмеров	Мощность эл-ля, кВт
<i>AX (A,K,E,I)</i>	8,0-280	9,5-54,0	13	3,0-100,0
<i>XO (A,K,E,I)</i>	8,0-280,0	11,5-90	14	3,0-75,0
<i>XT</i>	8,0-530	11,0-85	10	3,0-17
<i>AXT</i>	45	35-54	1	30,0
<i>XMT</i>	8,0	30-50	3	1,5-3,0
<i>XP</i>	1,33-198	11,6-41	5	7,5-40
<i>AXP</i>	45	30	1	17,0
<i>ПХР</i>	30	30	1	17,0
<i>XBP</i>	90-280	33,0-40,0	2	22,0-75,0
<i>XT</i>	5,1-20,0	21,5-31,0	2	4,0-5,5
<i>XГ</i>	45	21-51	2	10,0-13,0

Весьма эффективны с точки зрения безопасной эксплуатации пожара - и взрывоопасных производств бессальниковые герметичные центробежные электронасосы типа *XГ*, которые представляют собой агрегаты, состоящие из собственно насоса и специального встроенного асинхронного электродвигателя. Отсутствие сальника обеспечивает полную герметичность насоса.

ГЛАВА 5. РЕМОНТ ОТДЕЛЬНЫХ УЗЛОВ И ДЕТАЛЕЙ НАСОСОВ

Межремонтные периоды и структуры ремонтных циклов насосов для перекачивания различных сред приведены в таблице 5.1.

Корпус. Большинство насосов (особенно химических производств), перекачивают коррозионно-активные продукты. Наиболее вероятные дефекты корпуса центробежных насосов - коррозионный износ отдельных мест внутри корпуса; изъяны отливки корпуса, выявившиеся в процессе эксплуатации насоса (свищи и т. д.); износ посадочных мест; недостаточная чистота, забоины, риски на плоскости разъема.

Износ отдельных мест внутренней полости корпуса устраняется наплавкой металла с помощью электросварки. Риски, забоины и вмятины на плоскостях разъема корпуса устраняются зачисткой шабером или заваркой. Значительно изношенные привалочные поверхности протачиваются или фрезеруются. Возможно также осуществлять расточку изношенных мест и запрессовку втулок с последующей расточкой до номинальных размеров. После устранения дефектов корпус проверяют методом керосиновой пробы.

Основные дефекты защитных гильз – кольцевые задиры и износ по наружному диаметру; износ посадочных отверстий под вал; наплывы частиц фольги сальников по наружному диаметру; износ резьбы.

Рабочие колеса подвержены наиболее интенсивному износу в результате действия механического трения, эрозионного и коррозионного действия перекачиваемой среды, кавитационного разрушения, сильного осевого сдвига вала вследствие неправильной сборки насоса или разрушения радиально-упорных подшипников, попадания в насос посторонних предметов и ряда других факторов.

При ремонте колеса насосов восстанавливаются наплавкой поврежденных мест с последующей проточкой. Для некоторых конструкций возможна замена поврежденного диска. В этом случае неисправный диск срезается, а вместо него с помощью электрозаклепок приваривается новый. Незначительное кавитационное разрушение подлежит восстановлению. При сильном кавитационном повреждении рабочие колеса (сквозные отверстия, полное или частичное разрушение лопастей), как правило, заменяют запасными.

Чугунные колеса заменяются новыми или наплавляются медным электродом с последующей проточкой.

При малом зазоре между рабочим колесом и лопатками на входных участках последних могут появиться места разрушения вследствие так называемой «щелевой кавитации». В случае плохого прилегания торцевой поверхности отвода к секции возможны утечки, приводящие к эрозионному размыву лопаток. Такие дефекты, как правило, исправляют заваркой с последующей шабровкой и приваркой плоскости прилегания по краске.

Таблица 5.1

Межремонтный пробег и структура ремонтных циклов насосов

Тип насоса	Ресурс между ремонтами, ч			Структура ремонтного цикла
	текущими	средними	капитальными	
Центробежные, перекачивающие неагрессивные нефтепродукты при температуре до 200 °С	3960-4680	11800-14010	35640-42120	6Т, 2С, К
Центробежные, перекачивающие неагрессивные нефтепродукты с механическими примесями (глины)	2160-2520	4320-5040	12960-15120	3Т, 2С, К
Центробежные, перекачивающие неагрессивные нефтепродукты при температуре выше 200 °С	2880-3240	8640-9720	34560-38800	8Т, 3С, К
Центробежные, перекачивающие агрессивные нефтепродукты при температуре до 200 °С	1980-2340	3960-4680	15840-18720	4Т, 3С, К
Центробежные, перекачивающие агрессивные нефтепродукты при температуре выше 200 °С	1440-1620	2880-3240	8640-9710	3Т, 2С, К
Центробежные, перекачивающие кислоты и щелочи, не очищенные от среды, сжиженные газы, фенольную воду	1440-1620	4320-4860	8640-9720	4Т, С, К
Конденсатные	5400-5940	10800-11880	32400-35640	3Т, 2С, К
Вихревые и роторные	3960-4500	-	7920-9000	Т, К
Вакуумные	1980-2340	7920-9360	15840-18720	6Т, С, К
Электроприводные поршневые, перекачивающие неагрессивные нефтепродукты при температуре до 200°С	1440-1800	5760-7200	17280-21600	9Т, 2С, К
То же, при температуре выше 200 °С	1440-1620	5760-6480	17280-19440	9Т, 2С, К
Электроприводные поршневые, перекачивающие агрессивные нефтепродукты при температуре до 200°С	1440-1620	4320-4860	17280-19440	8Т, 3С, К
То же, при температуре выше 200 °С	720-900	2160-2700	12960-16200	12Т, 5С, К

Кавитационному разрушению наиболее сильно подвержены входные кромки лопастей рабочих колес. При невозможности исправления заваркой входные кромки могут быть подрезаны на станке на 5 – 10 мм, в зависимости от размеров колеса.

Таблица 5.2

Параметры ремонтного цикла химических насосов

Тип и марка насосов	Ресурс между ремонтами, ч	
	капитальными	текущими
Центробежные: типа X (ХО), N = 17 кВт	17280	1440
типа X (ХО), N = 55 - 75 кВт	17280	1440
Центробежные герметичные типа ХГВ, N = 40 кВт	17280	1440
ЦНГ, N = 2,8 - 16 кВт	17280	1440
Центробежные типа 3X – 9П, N = 10 - 18 кВт	25920	1440
7X – 9Н, N = 55 кВт	25920	1440
Центробежные герметичные типа ХГВ, N = 40 кВт	17280	1440
ЦНГ, N = 2,8 - 16 кВт	17280	1440
Центробежные типа 3X – 9П, N = 10 - 18 кВт	25920	1440
7X – 9Н, N = 55 кВт	25920	1440
Трехскальчатый типа Т – 25/340	17280	720
Скальчатый типа ХТ8/52А	25920	720
Плунжерные типа ХТР -4/100Т, ХТР-8/110, ХТР-20/50	25920	720

Вал (ротор). Наиболее вероятными дефектами валов являются: износ шеек вала; трещины любого размера в любом месте; износ резьбы и шпоночных пазов; искривление вала. Овальность и конусность шеек вала (для подшипников качения) не должны превышать половины допуска на обработку, указанного в рабочем чертеже. Зазор между втулкой вала и средней опорой, зависящей от диаметра вала, не должен превышать 0,2 – 0,4 мм для насосов нормального ряда. Боковые зазоры между вкладышем и валом должны быть вдвое меньше верхнего зазора. Осевой зазор между валом и крышкой корпуса подшипника допускается в пределах 1 – 3 мм на диаметр.

Таблица 5.3

Допустимые зазоры между валом насоса и вкладышем подшипников скольжения (в мм):

Диаметр вала	18 - 30	30 - 50	50 - 80	80 - 100	120 - 180	180 - 240
Верхний зазор	0,06 – 0,08	0,08 – 0,12	0,10 – 0,18	0,16 - 0,24	0,24 – 0,36	0,36 – 0,50
Боковой зазор	0,03 – 0,04	0,04 – 0,06	0,06 – 0,09	0,08 – 0,12	0,12 – 0,18	0,18 – 0,25

Если биение превышает допустимые значения, вал подлежит правке. Износ шеек вала не должен превышать 2% от номинального диаметра. Изгиб вала проверяют в центрах. Эллипсность или конусность шеек вала под подшипники скольжения должны быть не более 0,004 мм.

Значения биений деталей ротора центробежных насосов

Детали	Биение в насосах нормального ряда, мм		Биение в насосах типа КВН, мм	
	номинальное	максимальное	номинальное	максимальное
По окружности				
Полумуфта	0,03	0,05	0,03	0,06
Шейка вала под подшипники	0,015	0,02	0,02	0,04
Защитные гильзы вала	0,02	0,03	0,06	0,07
Уплотняющие кольца колес	0,03	0,05	0,06	0,08
Втулки промежуточного подшипника	0,03	0,05	-	-
Маслоотбойное кольцо	-	-	0,05	0,07
Ступица разгрузочного диска	-	-	0,06	0,08
Упорный диск	-	-	0,02	0,03
По торцу				
Полумуфта	0,02	0,04	0,02	0,04
Рабочее колесо	0,10	0,20	0,10	0,20
Разгрузочный диск	-	-	0,02	0,04
Упорный диск	-	-	0,02	0,04

Подшипники. На поверхности вкладыша *подшипника скольжения* глубина трещин и износа рабочей поверхности не должны превышать 1 мм. Максимальный зазор между валом и верхним вкладышем должен быть не более 0,2 мм для вала диаметром 50 – 80 мм и не более 0,33 мм - вала диаметром 80 – 120 мм. Подшипник скольжения необходимо перезолить, если раковины и выкрошившиеся куски обнаруживаются более чем на четверти всей поверхности подшипника. Рабочая поверхность упорного диска должна быть гладкой, без царапин и забоин и не должна иметь следов касания о колодки. При износе гребня диска на 2 – 3 мм или втулки диска на 2 – 2,5 мм по диаметру диск подлежит замене.

Зазор между передними рабочими колодками и гребнем упорного диска должен равняться нулю, между задними рабочими колодками и гребнем - 0,7 мм. Толщина новых колодок должна быть одинакова, а толщина баббитовой заливки - не более 1,5 мм.

Радиальный зазор можно измерять на приборе КИ-1223 или КП-0512. При отсутствии этих приборов можно пользоваться штангенциркулем; при этом определяют разность результатов двух диаметрально противоположных измерений, получаемых при прижатом к одной стороне внутреннем кольце.

Для всех насосов после снятия радиально-упорных подшипников обязательна проверка осевого разбега ротора в корпусе.

Таблица 5.5

Рекомендуемые значения осевых зазоров в радиально-упорных и упорных подшипниках

Диаметр вала, мм	Серия подшипника	Осевые зазоры в подшипниках, мм		
		Радиально-упорных		Двойных упорных
		роликовых	шариковых	
До 30	Легкая	0,03 – 0,10	0,02-0,06	0,03-0,08
	Легкая и средняя	0,04-0,11	-	-
	Средняя и тяжелая	0,04-0,11	0,03-0,09	0,05-0,11
Свыше 30	Легкая.	0,04-0,11	0,03-0,09	0,05-0,10
До 50	Легкая и средняя	0,05-0,13	-	-
Свыше 50	легкая	0,05-0,13	0,04-0,10	0,06- 0,12
До 80	Легкая и средняя	0,06-0,15	-	-
	Средняя и тяжелая	0,06-0,15	0,05-0,12	0,07-0,14
Свыше 80	Легкая.	0,06-0,15	0,05-0,12	0,06-0,15
До 120	Легкая и средняя	0,07-0,18	-	-
	Средняя и тяжелая	0,07-0,18	0,06-0,15	0,10-0,18

5.1. Ремонт центробежных насосов

В соответствии с графиками планово-предупредительных работ в процессе эксплуатации проводятся следующие виды профилактических и ремонтных работ.

При профилактическом осмотре:

- 1) проверка осевого разбега ротора;
- 2) очистка и промывка кортеров подшипников, смена масла, промывка масляных трубопроводов;
- 3) ревизия сальниковой набивки и проверка состояния защитных гильз;
- 4) проверка состояния полумуфт, промывка и смена смазки.

Текущий ремонт включает:

- 1) полную разборку насоса и подшипников для проверки и чистки рабочих колес, корпуса насоса и подшипников;
- 2) проверку, подтяжку и перебивку сальников;
- 3) проверку осевого разбега ротора и свободного вращения вала;
- 4) проверку плотности стыков и креплений, шеек вала, крепежных деталей, деталей соединительной муфты;
- 5) ревизия и замена деталей торцевого уплотнения, а также проверку и подтяжку линий охлаждения и уплотнения.

В средний ремонт, помимо работ текущего ремонта, входят:

- 1) разборка ротора;
- 2) шлифовка или замена защитных втулок;
- 3) перезаливка вкладышей подшипников или замена подшипников качения;

4) проверка вала на биение и при необходимости правка его и шлифовка шеек;

5) смена защитных колец, грундбукс, отдельных износившихся рабочих колес, упорных втулок и других мелких деталей, подвергшихся износу, а также соединительных муфт, прокладок и деталей торцевого уплотнения.

Капитальный ремонт включает в себя работы текущего и среднего ремонтов и, кроме того:

1) ремонт корпуса и крышек;

2) смену ротора;

3) замена рабочих колес, уплотняющих колец корпуса, грундбукс, распорных втулок;

4) доведение всех зазоров до проектных;

5) испытание насоса по производительности и напору на стенде или на рабочем месте.

Ремонт насосов проводится в следующей последовательности: подготовительные работы, разборка насоса, дефектовка деталей, ремонт и восстановление или изготовление деталей, сборка насоса, центровка насоса с электродвигателем или паровой турбиной, обкатка.

Подготовительные работы. Подготовка к ремонту насоса включает: обесточивание электродвигателя, дренирование жидкости из корпуса и установку заглушек, слив масла из подшипников, разъединение полумуфт, проверку центровки, проверку осевого разбега ротора (путем подачи ротора в крайние положения - максимальный разбег ротора 0,015 мм).

Перед отправлением в ремонт насос подвергается наружному осмотру и контролю.

Насосы сдаются в ремонт в собранном виде, с полностью укомплектованными деталями вне зависимости от степени их износа. При отсутствии базовых деталей или при наличии сквозных трещин в стенках корпуса или днища насос в ремонт не принимается, а списывается.

Разборка насоса. После наружной промывки насос разбирается в следующем порядке:

1) выпрессовываются полумуфты, извлекается шпонка, предварительно открепляется и снимается шайба;

2) отворачиваются гайки, крепящие корпус насоса к крышке, снимается крышка вместе с корпусом подшипника, ротором и другими деталями;

3) снимается рабочее клесо (для двухступенчатых насосов после снятия диафрагмы с прокладкой снимается второе рабочее колесо);

4) снимается крышка насоса, втулка сальника, фонарь сальника, грундбукса и другие детали торцевого уплотнения;

5) извлекается защитная гильза;

6) снимаются крышки подшипника с прокладками и втулками;

7) из корпуса подшипника извлекается ротор, который затем разбирается.

Промывка и очистка деталей перед дефектацией детали очищаются отзагрязнения, промываются, обезжириваются и высушиваются. Детали, покрытые тяжелыми маслянистыми отложениями (детали проточной части насоса), подвергаются промывке в ванне с 8 – 10% раствором каустической соды при 100°С в течение 30 – 40 мин. Детали с довольно сильной коррозией подвергаются травлению в соответствии с инструкцией по их химической очистке.

Промытые и очищенные детали помещаются на 10 – 15 мин в водный раствор пассиватора для предохранения от коррозии. После пассивирования (раствор содержит 20 г/л воды каустической соды и 50 г/л воды хромика) детали просушиваются при нормальной температуре. Срок хранения деталей, обработанных пассиватором, равен 5 – 10 суткам.

Технические требования на дефектацию и ремонт. Дефектация проводится на специальном рабочем месте, оснащенном картами дефектации и необходимым комплектом приборов и измерительных инструментов.

Карты дефектации (дефектные ведомости) являются основным техническим документом, на основании которого осуществляется осмотр, измерение, а при необходимости испытание деталей и сопряжений с последующей сортировкой их на три группы:

- 1) детали, годные в сопряжении с новыми деталями;
- 2) детали, подлежащие ремонту;
- 3) детали, непригодные для дальнейшего использования.

Контроль подшипников качения включает осмотр, проверку на шум и легкость вращения, измерение осевого и радиального зазоров, измерение размеров колец. Диаметры колец измеряются только в случае сдвига обоим на валу или корпусе, а также при наличии следов коррозии, ожогов, появления черноты.

- 1) на подшипниках качения не допускаются следующие дефекты;
- 2) трещины или выкрашивание металла на кольцах и телах качения;
- 3) цвета побежалости в любом месте подшипника;
- 4) выбоины и отпечатки (лунки) на беговых дорожках колец; шелушение металла, чешуйчатые отслоения;
- 5) коррозионные раковины, забоины и вмятины на поверхностях качения, видимые не вооруженным глазом;
- 6) глубокие поперечные риски и забоины на беговых дорожках колец и на телах качения;
- 7) надломы, сквозные трещины на сепараторе, отсутствие или ослабление заклепок на нем;
- 8) забоины и вмятины на сепараторе, препятствующие плавному вращению подшипников;
- 9) заметная на глаз и на ощупь ступенчатая выработка рабочей поверхности колец.

10) при вращении подшипника должен быть слышан глухой шипящий звук; резкий металлический или дребезжащий звук не допускается, а также не допускается заметное притормаживание и заедание. Подшипники внутренним диаметром до 50 мм заменяют, если радиальный зазор превышает 0,1 мм; для подшипников диаметром 50 – 100 мм зазор не должен превышать 0,2 мм, диаметром более 100 мм – 0,3 мм.

11) радиальный зазор можно измерять на приборе КИ-1223 или КП-0512. При отсутствии этих приборов можно пользоваться штангенциркулем; при этом определяют разность результатов двух диаметрально противоположных измерений, получаемых при прижатом к одной стороне внутреннем кольце.

Для всех насосов после снятия радиально-упорных подшипников обязательна проверка осевого разбега ротора в корпусе.

Дефектовка деталей центробежного насоса приведена в табл.5.6.

Таблица 5.6

Дефектовка деталей центробежного насоса

Наименование Узла и детали	Возможные дефекты	Отбраковочные размеры и методы ремонта
Вал	Изгиб	Биение при проверке в центрах токарного станка превышает 0,03 мм
	Износ резьбы	Забитые две-три нитки резьбы исправляют: резьбу, утратившую форму, срезают, наваривают, протачивают и нарезают новую
	Износ шеек	а) для подшипников скольжения: незначительные задиры и царапины устраняются притиркой пастой ГОИ; износ до 0,04 мм устраняется шлифовкой; износ более 0,04 мм – проточкой б) для подшипников качения: овальность и конусность шеек вала не должна превышать половины величины допуска на обработку; шейка вала не должна иметь цветов побежалости, поверхность их должна быть чистой
	Разработка шпоночных канавок	Отдельные риски или царапины исправляют шабером или напильником; при разработке шпоночной канавки е распиливают и заменяют шпонку; допускается расширение шпоночной канавки на 10%
	Разработка заплечиков	Заплечики должны быть строго перпендикулярны
	Поломка вала	Заменяется

Продолжение таблицы 5.6

Защитные втулки вала	Износ	Максимальный износ по диаметру 2 мм
	Конусность и волнистость	При конусности и волнистости 0,1 мм втулки шлифуют
	Биение	Более 0,03 мм - исправляют
	Задиры на внутренней резьбе	Незначительные задиры устраняются чистовым резцом
Уплотнительные кольца рабочих колес и корпуса	Кольцевые задиры	Незначительные задиры устраняются шлифовкой
	Износ	При износе, превышающем на 25% найденное по расчету, кольцо наплавляют или заменяют
Средняя опора	Кольцевые задиры и износ	Нормальный зазор 0,3 мм на диаметр, при увеличении зазора на 50% опора ремонтируется или заменяется
Корпус	Свищи и раковины	Установка пробок с заваркой
	Местный коррозионный износ	Устраняется путем заварки
	Износ посадочных мест	Исправляется расточкой
	Риски на привалочных поверхностях	Необходимо пришабрить
Рабочее колесо	Коррозия, эрозия, кавитационный износ, поломка при попадании постороннего предмета	Постукиванием ручным молотком убеждаются в отсутствии трещин на рабочих колесах; проверяется состояние поверхностей каналов рабочих колес. Лопатки и стенки колес не должны быть выкрошены или разъедены Торцевые поверхности и посадочные места рабочих колес должны быть чистыми и ровными Посадочные места под уплотнительные кольца не должны иметь износ более 0,2 мм. Разрешается заварка дефектных мест у стальных колес с последующей статической балансировкой

Подшипники качения	Увеличился зазор между внешней обоймой и корпусом	Не допускается зазор более 0,15 мм по диаметру. Зазор проверяется поворачиванием обоймы и промерами щупом
	Нарушалась посадка внутренней обоймы на валу насоса	Внутренняя обойма должна плотно сидеть на валу насоса; посадка не должна быть слишком тугой, так как это может растянуть обойму в диаметре и уменьшить величину радиального зазора между шариками и обоймой, что может вызвать перегрузку и быстрое разрушение шарикоподшипника
	Отколы и трещины на крышках	Не допускаются
	Разрыв прокладок и износ фетровых уплотнений	Заменяются
	Повреждение крепежных деталей	При срыве ниток, наличии забоин и других повреждениях заменить
	Трещины и изломы на отбойных кольцах	Не допускается
	Цвета побежалости в любом месте подшипника. Сколы металла или трещины на обоймах и шариках	Подшипник заменяется
	Отпечатки тел качения на беговых дорожках. Шелушение или большое количество черных точек на поверхностях качения	Подшипник заменяется
Наименование Узла и детали	Возможные дефекты	Отбраковочные размеры и методы ремонта

Подшипники качения	Раковины коррозионного характера. Забоины или вмятины на поверхности качения	Видимые невооруженным глазом – подшипник заменить; видимые через лупу четырехкратного увеличения – допускается к работе
	Царапины или глубокие риски на поверхности качения	Располагаются вдоль беговых дорожек – подшипник допускается к работе; располагаются поперек беговых дорожек – подшипник бракуется
	Износ торцов на наружной или внутренней обойме	При глубине износа 0,3 мм подшипник заменить
	Повреждение сепаратора	Подшипник заменить. Подшипники, признанные годными, промываются в 6%-ой смеси легкого минерального масла и проверяются на легкость вращения. При наличии торможения, стука, заедания вторично промываются; при повторении дефектов заменяются. Подшипники, признанные годными, после промывки раствором проверяют путем замера осевой игры и радиального зазора. Зазоры могут превышать номинальные в 3 – 4 раза
Подшипники скольжения	Увеличенный зазор между валом и вкладышем	Максимальный зазор между валом и верхним вкладышем для диаметров вала 80 мм – 0,2 мм; 120 мм – 0,3 мм
	Увеличенный боковой зазор между валом и вкладышем	Боковой зазор должен быть равным половине верхнего зазора
	Смазочные кольца имеют эллипсность, шероховатость, забоины, риски	Шероховатость, забоины и риски тщательно зачищаются шкуркой. При эллипсности свыше 2 мм кольцо в горячем состоянии выправляется на оправке
	Износ рабочей поверхности	При износе более 1 мм по диаметру вкладыши отдаются в ремонт
	Раковины или выкрашивание баббита	Когда раковины или выкрашивание обнаруживаются более чем на четверти всей поверхности, прибегают к перезаливке вкладыша
	Неплотное прилегание баббита к телу вкладыша	Неплотное прилегание баббита к телу вкладыша обнаруживается по дребезжанию в стыке заливки и вкладыша или проникновению керосина через краску. Подшипник перезаливается
	Неплотное прилегание обработанных поверхностей к корпусу подшипника	При отсутствии полного и равномерного прилегания вкладыша к корпусу подшипника их необходимо пришабрить. Проверка производится краской
	Неплотность стыков разъема	Плотность прилегания проверяется по плите. Если имеется менее одного пятна на 1 см ² , вкладыши шабруются

Грундбукса	Увеличение внутреннего диаметра	Если внутренний диаметр грундбуксы на 25% больше принятого по чертежу для данного диаметра вала, грундбукса ремонтируется
Полумуфты: а) зубчатые б) тарельчатые	Отверстия в муфте для пальцев имеют выработку	При выработке более 2 мм муфты ремонтируются
	Неплотная посадка на вал	Щуп 0,03 мм не должен проходить между ступицей полумуфты и валом
	Биение муфт	Торцовое и радиальное биение не допускается более 0,05 мм (нормально 0,02 – 0,03 мм)

При осмотре корпуса особое внимание обращается на состояние посадочных мест под диафрагму и грундбуксу, уплотняющих колец корпуса и полости разъема, износ внутренней полости, состояние уплотняющих поверхностей секций, посадочных мест под продольные шпонки, центрирующих штифтов, величины зазоров между уплотняющими кольцами секций и колес.

Износ отдельных мест внутренней полости корпуса устраняется наплавкой металла с помощью электросварки. Риски, забоины и вмятины на плоскостях разъема корпуса устраняется зачисткой шабером или заваркой.

Торцевые уплотнения. К быстроизнашивающимся деталям торцевых уплотнений относится пара трения, пружины, уплотнительные кольца из резины или фторопласта. Износ пары трения проявляется в повышенной утечке перекачиваемой жидкости. Если утечка жидкости обусловлена задиром трущихся поверхностей, возможна притирка пары трения. При необходимости пара трения заменяется. В комплекте запасных частей к торцевому уплотнению имеются все быстроизнашивающиеся детали. Одно из колец пары трения может быть изготовлено из следующих материалов: углеграфита 2П – 1000, пропитанного фенолформальдегидной смолой, силицированного графита ПГ – 50С, фторопласта - 4 и композиции на основе фторопласта и кокса – ФКМ – 105 и 4К – 20.

Второе кольцо обычно изготавливается из металла.

Чрезмерный нагрев уплотнения может быть вызван выходом из строя системы охлаждения и циркуляции и работой уплотнения в условиях отсутствия смазки. При ремонте система охлаждения должна быть прочищена.

Поломанные пружины заменяются. Уплотнительные резиновые кольца при эксплуатации теряют эластические свойства или набухают. При ремонте уплотнительные кольца заменяются.

Разборка-сборка торцевых уплотнений проводится квалифицированными рабочими, имеющими опыт ремонта сложных машин. Это связано с тем, ремонт торцевых уплотнений является ответственной операцией. Детали торцевого уплотнения требуют бережного обращения, перед сборкой они должны быть тщательно очищены и промыты в керосине.

Испытание и прием насоса из ремонта. После внешнего осмотра и установки насоса на испытательном стенде проводится его испытание, которое включает следующие этапы: 1) кратковременный пуск; 2) прогрев насоса 3) испытание на рабочем режиме.

Кратковременный пуск (до 3 мин) насоса осуществляется при закрытой задвижке на напорном трубопроводе. При этом проверяются:

- 1) направление вращения ротора;
- 2) показания приборов;
- 3) смазка подшипников.

Насосы, предназначенные для перекачки горячих продуктов, прогреваются. Нагрев осуществляется постепенно во избежание теплового удара при циркуляции жидкости.

Испытание насоса на рабочем режиме проводится в следующей последовательности:

- 1) пуск электродвигателя;
- 2) после достижения полной частоты вращения задвижка открывается на $\frac{1}{3}$;
- 3) обкатка насоса на рабочем режиме в течение 2 ч.

5.2. Особенности ремонта насосов консольного типа

Разборку насоса начинают со съема болтов с полумуфт и проверки центровки. Отсоединяют всасывающий и нагнетательный трубопроводы, электродвигатель. Сняв всасывающий трубопровод и крышку рабочего колеса, можно освободить рабочее колесо, снять с его обода уплотняющее кольцо. Замерив, диаметры колец заносят данные в формуляр.

Отсоединив крышку механического уплотнения, можно освободить грундбоксы и снять втулку с ротора насоса. Далее снимают крышки шарикоподшипников и извлекают ротор вместе с шарикоподшипниками. С помощью съемника с ротора снимают полумуфту, освобождают маслоотбойный щиток и снимают шарикоподшипники. Из корпуса извлекают уплотнения, буксу, дроссельную втулку и набивку.

Ротор насоса проверяют в местах посадки полумуфты, шарикоподшипников, втулки, рабочего колеса, а также резьбы под гайки крепления колеса и шарикоподшипников. Выработку шеек ротора по овальности и конусности не должна превышать 0,015 мм и устраняется проточкой и шлифовкой шеек до шероховатости поверхности не более 0,03 мм. Установив ротор в центрах, с помощью индикатора проверяют биение; оно не должно превышать для различных участков ротора 0,02 – 0,05 мм. При биении, превышающем допустимое биение, необходимо проточить поверхность.

Рабочее колесо насоса подвергают визуальному осмотру и при необходимости зачищают, шлифуют поверхности. В подшипниках проверяют ширину зазора между внешней обоймой и телами качения; он должен быть в пределах 0,015 – 0,03 мм. Диаметр расточки под внешнюю обойму подшипника не должен увеличиваться в результате износа более чем на 0,035 – 0,04 мм. Фактические замеры заносят в формуляр.

Детали уплотнения подвергают осмотру и при необходимости зачищают поверхности. Механическую набивку заменяют. Зазор между дроссельной втулкой и втулкой вала должен быть в пределах 0,55 - 0,70 мм. При необходимости осуществляют проточку дроссельной втулки по внутреннему диаметру или же проточку и шлифовку втулки вала по внешнему диаметру. Результаты измерений фактических зазоров в деталях уплотнения заносят в формуляр. Уплотнение по рабочему колесу выполняют кольцами при зазоре между ними 0,45 – 0,65 мм.

Сборку насоса проводят в порядке, обратном разборке. Сборку завершают присоединением всасывающего патрубка и электродвигателя. Проверяют центровку валов насоса и электродвигателя. Смещение осей не должно превышать 0,05 мм, а перекос осей - 0,012 мм на 1 м длины.

5.3. Особенности ремонта насоса с двухсторонним рабочим колесом

Разборку насоса выполняют в определенной последовательности. Снимают грундбоксы и крышки сальников, извлекают набивку. Разбирают крепежные детали и снимают крышку с корпуса насоса. Разбирают и снимают кожух муфты соединения насоса с редуктором. Подшипники демонтируют, начиная с крышек; затем снимают верхний вкладыш и проверяют радиальные и осевые зазоры в лабиринтных уплотнениях, а также диаметральные и боковые зазоры в опорных подшипниках; заполняют формуляр. С помощью индикаторов проверяют осевой разбег ротора, после чего разбирают нижнюю половину упорного подшипника.

В формуляре (рис.5.1.) должны быть зафиксированы зазоры в уплотнениях колеса, снимают ротор, с которого удаляют упорный диск и обоймы лабиринтных уплотнений.

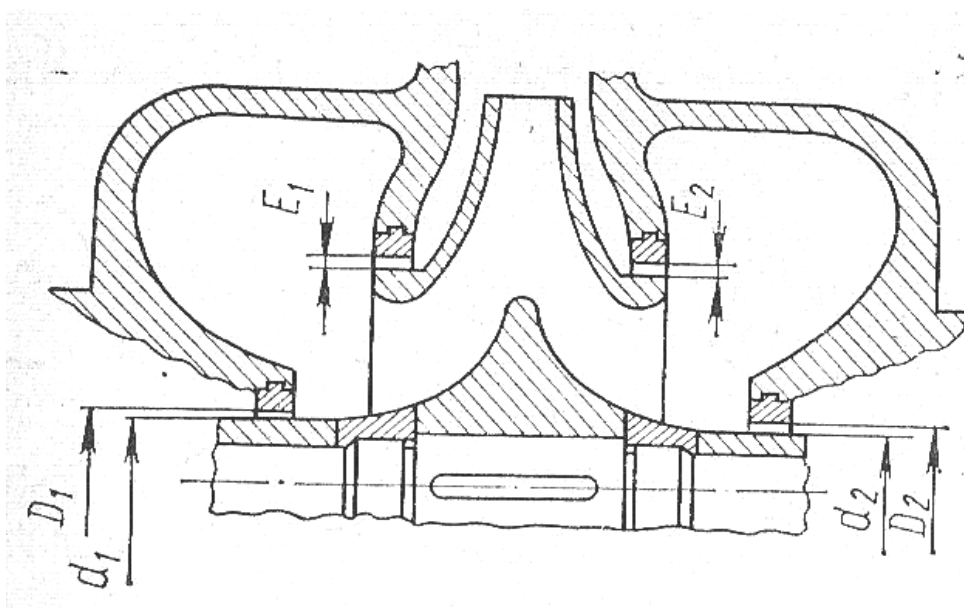


Рис. 5.1. Формуляр измерений зазоров в проточной части насоса с двухсторонним колесом (зазоры E_1 и E_2 измеряются дважды в диаметрально противоположных точках)

Формуляр измерений зазоров

Обозначение точки замера	E_1	E_2	D_1	D_1	$D_1 - d_2$	D_2	D_2	$D_2 - d_2$
Допустимый зазор								

После отворачивания гаек извлекают втулку сальниковых уплотнений. Разборку насоса завершают снятием колес с ротора.

Ремонт насоса сводится в основном к устранению дефектов подшипников и уплотнений и к ревизии ротора.

У подшипников контролируют состояние баббитовой поверхности. Суммарная площадь дефектов на рабочей поверхности вкладыша не должна превышать 15% общей площади заливки. При нормальном прилегании вкладышей к шейкам вала на квадрате размером 100x100 мм должно быть не менее 15 пятен краски; в противном случае вкладыши должны быть пришабрены. Диаметральный зазор в опорном подшипнике должен быть в пределах 0,09 – 0,14 мм, боковой - в пределах 0,06 – 0,09 мм. Зазоры регулируют с помощью прокладок.

Нормальное прилегание упорного подшипника характеризуется наличием не менее 8 – 10 пятен краски на квадрате 25x25 мм. Разнотолщинность колодок упорного подшипника должна быть не более 0,02 мм; биение рабочей поверхности упорного диска должно быть не более 0,02 мм.

Лабиринтные уплотнения не должны иметь повреждений, радиальные зазоры в уплотнениях должны находиться в пределах 0,09 – 0,18 мм, а осевые - 0,8 – 1,0 мм. Такие зазоры достигаются изменением положения обоймы на роторе, проточкой обоймы или ее заменой. Радиальные зазоры уплотнения рабочего колеса должны находиться в пределах 0,3 – 0,6 мм.

Ротор в сборе контролируют на биение; значения его допускаются на различных участках ротора от 0,01 до 0,05 мм; полученные значения заносят в формуляр.

При овальности или конусности шеек, превышающей 0,015 мм, они должны быть шлифованы до ремонтного диаметра; при этом шероховатость шеек должна быть не более 0,32.

Посадочные места ротора должны быть без рисков, забоин, задиров. Номинальный натяг при посадке на ротор упорного диска и рабочего колеса должен быть равен 0,1 мм.

Ротор должен быть подвергнут цветной или ультразвуковой дефектоскопии, а в сборе – статической балансировке на призмах.

При сборке предварительно собирают узел ротора. На ротор насаживают рабочее колесо и закрепляют поджимающими гайками. Устанавливают втулки сальниковых уплотнений, положение которых

также фиксируют гайками. Затем на ротор надевают дроссельные втулки, крышки и буксы сальников. Обоймы лабиринтных уплотнений устанавливают с осевым зазором 0,8 – 1,0 мм и радиальным 0,00 – 0,18 мм. Фактические зазоры заносят в формуляр. На ротор устанавливают полумуфты и упорный диск, после чего проверяют биение упорного диска и осевой разбег ротора; он должен быть в пределах 0,20 – 0,45 мм.

Собирают нижнюю часть упорного подшипника, устанавливают нижние вкладыши опорных подшипников, после чего укладывают ротор в подшипники и проверяют фактические боковые зазоры. Номинальные значения бокового зазора 0,06 – 0,09 мм, диаметального - 0,09 – 0,14 мм.

В нижнюю и верхнюю половины корпуса насоса заводят уплотняющие кольца и закрепляют их винтами. Радиальные зазоры в уплотнениях по колесу должны быть в пределах 0,3 – 0,6 мм; их фактические значения заносят в формуляр (см. рис.5.4).

Закрывают крышку корпуса, заменяют набивку сальника и закрепляют буксы сальников. Проверяют центровку валов насоса и редуктора по полумуфтам. Параллельное смещение осей не должно превышать $\pm 0,5$ мм, а допускаемый излом осей - 0,12 мм на 1 м длины.

5.4. Ремонт и изготовление деталей центробежных насосов

Ремонт валов. Во время эксплуатации валов возможны следующие дефекты: искривление вала; излом вала; выработка посадочных мест под подшипники качения, посадочных мест муфт, шестерен; шлицевых, шпоночных соединений; износ крепежной резьбы.

Искривление вала устраняют термическим, механическим или термомеханическими способами.

Термическую правку проводят на двух опорах. После выявления изогнутого участка вал поворачивают выпуклой стороной вверх и проводят интенсивный нагрев до 500 - 550°C, предварительно закрыв вал асбестовым листом с вырезом, равным по длине 0,15 диаметра вала и по окружности - 0,3 диаметра вала.

Во время нагрева вал еще больше прогибается в направлении первоначального изгиба, а при остывании выпрямляется. По окончании нагрева во избежание закалки вал закрывают асбестом.

После охлаждения вал проверяют индикатором, при необходимости правку повторяют. Продолжительность нагрева должна быть пропорциональна диаметру вала, твердости металла и стреле прогиба, так как излишний нагрев может привести к нежелательному прогибу. По окончании правки места, подвергшиеся нагреву, отжигают для устранения внутренних напряжений. Отжиг производится нагревом при температуре 350°C.

Механическая правка заключается в механическом воздействии на вал (со стороны изгиба), и производят ее на токарном станке, прессе или

специальном приспособлении. Суппортом токарного станка исправляют небольшие прогибы у валов диаметром 50 – 60 мм. Вал, зажатый в центрах токарного станка, поворачивают выпуклой стороной к суппорту, которым нажимают на него в противоположном прогибу направлении. При исправлении чеканкой вал устанавливают в центрах так, чтобы вогнутая сторона была обращена кверху, а к месту максимального прогиба подводят жесткую опору с подкладкой из дерева или меди. По вогнутой стороне производят чеканку молотком весом 1 – 2 кг. Вал допускает к монтажу, если после правки он имеет биение не более 0,03 мм. Изогнутые валы исправляют также термомеханическим способом, который заключается в нагреве вала до температуры 500 - 550°C и механическом воздействии на него со стороны, противоположной изгибу. Однако термомеханическая правка применяется редко, так как имеет много недостатков.

Сломанные валы сваривают, предварительно центровав их различными способами. Небольшие повреждения центровых отверстий исправляют зачисткой шабером, значительные повреждения – сверлением и раззенковкой резцом или центровым сверлом. Правильность установки вала проверяют индикатором (рис.5.2).

При сопряжении вала с подшипником скольжения, который заливают при ремонте, шейку вала обрабатывают до ремонтного размера. Искажения шейки вала от геометрической формы, задиры, царапины устраняют обточкой и шлифованием.

При необходимости восстановления шейки вала под подшипники качения, муфты и другие сопрягаемые детали вал наплавляют или металлизуют, а также проверяют на отсутствие кривизны и обтачивают до номинального размера. При большом износе поверхностей вала его протачивают и восстанавливают приваркой разрезных втулок (рис.5.3).

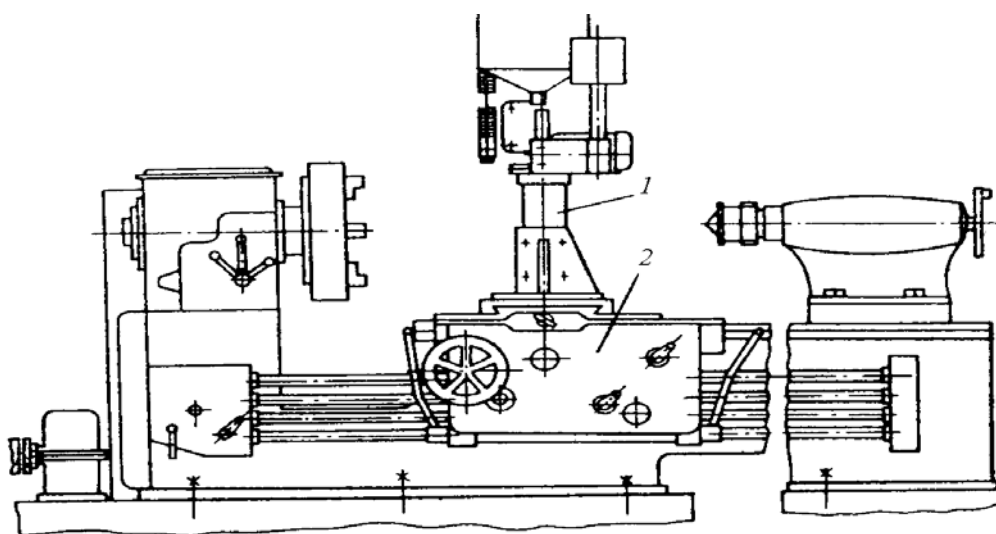


Рис. 5.2. Установка для наплавки валов:

1 – автоматическая головка для наплавки; 2 – токарный станок

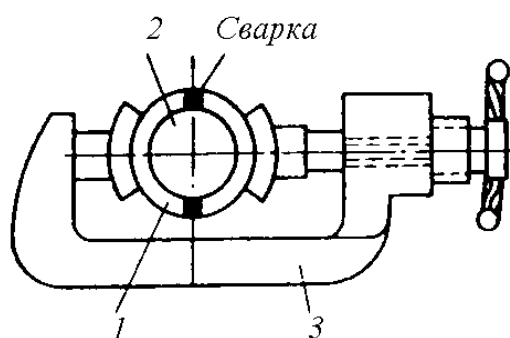


Рис. 5.3. Приварка разрезной втулки:
1 – разрезная втулка; 2 – вал; 3 – струбцина

Резьбу, имеющую небольшие повреждения, исправляют на токарном станке. При большом износе ее стачивают, наваривают металл и нарезают новую резьбу.

При малом износе шпоночные пазы исправляют следующим образом:

1) отдельные риски и царапины исправляют шабером или личным напильником;

2) при небольшой разработке стенки шпоночной канавки изготавливают новую шпонку (допускается расширение канавки на 10%);

3) при значительном выработке канавки разработанные места заваривают и фрезеруют канавки заново с последующей обработкой до нормальной ширины на фрезерном станке дисковыми или пальцевыми фрезами. Иногда фрезеруют шпоночную канавку на новом месте под углом 90° по отношению к старой канавке, которая должна быть параллельной оси вала; перекося ее не должен превышать половины допуска на ширину канавки.

Запечки и их галтели должны быть строго перпендикулярны к оси вала; их износ исправляется на токарном станке резцом; галтели восстанавливаются протачиванием или шлифованием. Круги для шлифования предварительно заправляют по радиусу галтелей.

Защитные втулки вала. В местах интенсивного износа валов часто устанавливают защитные втулки.

Конусность и волнистость втулок исправляют без демонтажа шлифованием на круглошлифовальном станке или на токарном станке с установкой на суппорте шлифовальной головки. Демонтированная втулка обрабатывается на оправке.

Изготовление защитных втулок требует соблюдения следующих основных требований:

- обеспечить точность размеров, внутренний диаметр посадочных мест - по 2 - му классу точности;
- внутренние и наружные цилиндрические поверхности должны быть концентричными (допускается биение 0,025мм);

- обеспечить чистоту обрабатываемых поверхностей; наружная поверхность и торец – по 7-му классу чистоты;

- торцы втулок должны быть строго перпендикулярны к оси (допускаемое биение 0,02 мм).

Втулки изготавливаются из старых печных труб или стального проката. При обработке втулки из проката заготовку устанавливают с самоцентрирующим патрон токарного станка, подрезают торец и намечают центровое отверстие. Затем проводят наружное обтачивание на 3 мм менее номинального для наплавки. Сверление и расточку внутренней поверхности, наплавку твердого сплава на поверхности, термообработку для снятия напряжения проводят при температуре 700 – 850°C. Далее проводится шлифовка наплавленной поверхности, окончательная расточка внутренней поверхности и нарезка резьбы.

Заготовки для втулок берутся с припуском на 5 – 6 мм, так как при наплавке происходит усадка сплава на 5 – 6 мм. Для облегчения шлифовки наплавленной поверхности втулка предварительно обрабатывается на токарном станке при температуре 400 – 500°C.

Уплотнительные кольца рабочих колес и корпуса. Основное требование при обработке уплотнительных колец - concentricity посадочных и уплотнительных поверхностей. Это достигается обработкой поверхностей с одной установки.

После наплавки кольца твердым сплавом оно обрабатывается на токарном станке, расточенное по заданному размеру кольцо напрессовывается на ступицу рабочего колеса. Окончательная обработка наружной поверхности кольца проводится после установки рабочего колеса на оправку или на вал насоса. Уплотнительные кольца обрабатываются по 2-му классу точности (шлифование после черного и чистового обтачивания) и по 3-му (чистовое обтачивание с повышенной точностью после черного обтачивания или шлифования после черного обтачивания).

Ремонт корпуса насоса. Ремонт деталей корпуса производится в основном электросваркой.

Корпусы насосов из углеродистой стали, с толщиной стенки до 40 мм перед сваркой не подогреваются, при толщине более 40 мм применяется местный нагрев до температуры 250°C. Корпусы насосов из легированной стали (Х5М-Л) перед заваркой подогреваются независимо от толщины стенки, а после заварки отжигаются. Для заварки обнаруженных раковин в корпусе создается чашеобразная форма с отлогими стенками.

Если невозможно провести заварку с внутренней стороны, место раковины просверливают, вставляют пробку и обваривают снаружи.

Дефекты в чугунных корпусах заваривают специальными электродами для чугуна. Концы трещин перед заваркой сверлят. Обнаруженные свищи высверливают, в отверстиях нарезают резьбу и ввинчивают пробку.

Отремонтированные путем сварки корпуса опрессовываются на давление $P_{исп} = 1,25 P_{раб}$.

При испытании насосов с горизонтальным разъемом наружная сторона покрывается раствором мела; после его высыхания внутрь корпуса укладывается ветошь, обильно смоченные керосином. При наличии трещин или пор через 1 – 2 ч на наружной поверхности появятся пятна.

Незначительные риски, забоины, вмятины и прокорродированные места на привалочных поверхностях плоскости разъема устраняются зачисткой шабером. При значительных дефектах на поверхности плоскостей разъема последние протачиваются.

Износ посадочных мест корпуса устраняются проточкой на станке или на месте установки при помощи специального приспособления.

Привалочные поверхности внутренних корпусов двухкорпусных насосов шабруются и проверяются по краске.

Рабочие колеса. Стальные рабочие колеса при износе ремонтируются с применением электросварки. Чугунные рабочие колеса при обнаружении недопустимого износа заменяются.

Рабочие колеса, как правило, поступают с машиностроительных заводов, но при необходимости они могут быть изготовлены в ремонтных цехах. Требования к точности обработки всех рабочих колес заключаются в следующем:

- допуски на обработку принимаются по 2 – 3–му классу точности, внутренние поверхности колеса должны быть чистыми, без наплывов и неровностей;
- соосность между расточкой под вал и пояском под уплотняющее кольцо должна быть в пределах 0,05 мм;
- разностенность боковых фланцев колеса допускается не более 0,5 мм;
- между осью канала на выходе и торцом ступицы со стороны всасывания размер должен быть выдержан по проектному допуску;
- необходимо, чтобы торцы ступицы были параллельны друг другу и перпендикулярны к оси расточки; допуск на параллельность принимается 0,04 мм;
- после ремонта или изготовления рабочие колеса подлежат статической балансировке; снятие металла при балансировке производится на боковых поверхностях фланцев, вблизи выходных рамок лопаток.

Ремонт подшипников скольжения. Подшипники скольжения ремонтируют в случае: искажения поверхности трения по сравнению с первоначальной геометрической формой; появления задирав и рисков на поверхности трения; частичного или полного выплавления, а также отслаивания баббита; образования трещин.

При ремонте неразъемных подшипников выпрессовывают втулки или растачивают их отверстия для запрессовки новой втулки. Изношенные втулки заменяются новыми.

Ремонт вкладышей подшипников скольжения заключается в наплавке отдельных дефектных мест или перезаливка вкладыша антифрикционным сплавом. При ослаблении вкладыша в корпусе подшипника определяют радиальный и боковые зазоры между подшипником и шейкой вала. Износ нижней половинки подшипника измеряют скобой, боковые зазоры – щупом, а верхний зазор – свинцовым оттиском или щупом. Путем промазки вкладыша керосином проверяют прилегание баббита к вкладышу, а с помощью краски – прилегание вкладыша к корпусу. В случае необходимости корпус шабруют. Качество шабрения определяют по числу пятен краски (на 1 см^2 поверхности должно быть одно пятно). Осевой зазор между вкладышем и корпусом подшипника проверяют щупом. Суммарный осевой зазор должен быть не более 1 мм . Износ торцевых поверхностей исправляют наплавкой.

Дефекты вкладышей исправляют напайкой после выполнения следующих подготовительных операций. Сначала расчищают шабером дефектные места, удаляют все рыхлости и посторонние включения. Обезжиривают в 10%-ном растворе щелочи, нагретом до $60\text{--}80^\circ\text{C}$, и промывают горячей водой. Затем поверхности, подлежащие пайке, смачивают водным раствором хлорида цинка и подогревают вкладыш в печи или паяльной лампой до $150\text{--}180^\circ\text{C}$. Напайку ведут небольшими участками. Отдельные небольшие участки шлаковых включений зачищают до чистого металла и проверяют смежные с дефектами места. При наличии большого участка шлаковых включений подшипник перезаливают. Если во вкладыше не обнаружено нарушения сплошности заливки или отслаивания, ремонт ограничивается восстановлением зазора, уменьшением толщины прокладок между вкладышами и последующим шабрением.

При значительном износе вкладышей или при расслоении баббита их перезаливают. Перезаливка вкладышей состоит из следующих операций: промывки вкладыша, выплавке старого баббита, осмотра и ремонта вкладышей, обезжиривания, травления, лужения, подготовки баббита к заливке, заливки, расточки залитых вкладышей и пригонки вкладышей к валу.

Подшипники промывают 10%-ным водным раствором каустической соды, затем в горячей воде для очистки вкладышей от смазки и грязи.

Нагревают вкладыши в печах или паяльной лампой. Вкладыш, с которого удалены старый баббит и полуда, обезжиривают. Обезжиривают поверхности подшипников 10 – 15% раствором щелочи, подогретым до $80\text{ - }90^\circ\text{C}$. Качество обезжиривания проверяют чистой водой. Если капля воды растекается, поверхность обезжирена хорошо.

После обезжиривания протравливают вкладыши. В результате травления удаляют оксиды, и на поверхности образуются мельчайшие неровности, что обеспечивает хорошее сцепление полуды и баббита с поверхностью вкладыша. Травление производят 50%-ным водным раствором соляной кислоты в течение 10 мин , после этого вкладыш промывают 10%-ным раствором щелочи и горячей воды. Затем вкладыш вторично протравливают насыщенным раствором хлорида цинка, добавляя к нему хлорид аммония (из расчета 50 г на 1 л раствора). При протравливании подшипник должен быть прогрет до $180\text{ - }220^\circ\text{C}$.

Лужение производят чистым оловом (для баббита Б-83) или сплавом “третником” (2 части свинца и 1 часть олова). Можно применять припой ПОСС4-6. Подшипник погружают в припой или протирают палочкой припоя. Затем наносят полуду. Правильно нанесенная полуда имеет тускло-серебристый цвет. Если полуда собирается в капли, поверхность подшипника подготовлена плохо. В этом случае подшипник покрывают флюсом (хлоридом цинка), нагревают до 150–180°C и опускают в расплавленную полуду на 5 мин.

Поверхности, не подлежащие полуде, покрывают изолирующим раствором (на 1 л воды 0,5 г жидкого стекла или столярного клея и 800 г мела).

Подшипники большого размера лудят методом протирки. Для этого подшипник нагревают до 60 – 70°C, смачивают раствором соляной кислоты, протирают и промывают водой. Затем подшипник смачивают травленой кислотой, посыпают порошком нашатыря (хлоридом аммония), нагревают до 240 – 270°C и палочкой припоя наносят тонкий слой полуды, которая должна равномерно покрывать поверхность и не стекать с нее. Луженую поверхность протирают паклей с порошком нашатыря. После лужения незамедлительно заливают баббитом для того, чтобы предотвратить появление на слое полуды оксидных пленок.

Перед заливкой баббит нагревают до 375 – 400°C в зависимости от его марки. Важно не допустить перегрева баббита, так как в этом случае сплав дает крупнозернистую структуру и обладает плохими механическими свойствами. Вкладыш до заливки нагревают до 200 – 250°C.

Баббит в подшипниках заливают вручную или центробежным способом. При заливке вручную собранные вкладыши устанавливают на чугунную плиту, внутрь вставляют стержень. Чтобы стержень после заливки легче вынимался, его покрывают графитом.

При центробежном способе луженый вкладыш устанавливают в специальное приспособление и приводят во вращение. После этого заливают расплавленный баббит в подшипник, стараясь распределять его ровным слоем по поверхности.

После остывания вкладыш снимают со станка и проверяют качество заливки. Поверхность баббита должна быть гладкой и иметь серебристый цвет. Желтый цвет или зернистость указывают на перегрев баббита. В этом случае подшипник подлежит переливке. Неглубокие раковины ремонтируют путем наплавки.

Плотность сцепления баббита с поверхностью вкладыша проверяют отстукиванием молотком. Для расточки залитого вкладыша с каждой стороны разъема укладывают прокладки толщиной, равной зазору между валом и верхним вкладышем.

После расточки пришабривают вкладыши по валу. На шейку вала устанавливают подшипник, затягивают и проворачивают. Вскрыв подшипник, шабруют места, покрытые краской, до получения равномерно распределенных отпечатков краски на дуге под углом 60–80° (до пяти пятен на 1 см² поверхности).

На боковых поверхностях нижнего вкладыша делают развалы. По концам оставляют узкие полоски длиной 10 – 15 мм для прилегания вкладыша к валу.

Верхний вкладыш шабруют так, чтобы одно пятно приходилось на 1 см². Зазоры между верхним вкладышем и валом проверяют щупом или отгисками свинцовых пластинок. Эти зазоры в зависимости от диаметра вала должны составлять по табл.5.8.

Таблица 5.8

Зависимость зазоров от диаметра вала

Диаметр вала, мм	30 - 80	80 - 120	120 - 180	180 - 250
Зазор, мм	0,1 - 0,16	0,12 - 0,20	0,16 - 0,28	0,20 - 0,40

Боковой зазор должен быть равен половине верхнего зазора. Радиус галтели вала и радиус закругления по торцам вкладышей проверяют шаблонами. В зависимости от диаметра вала они должны соответствовать следующему радиусу табл.5.9.

Таблица 5.9

Зависимость радиуса от диаметра вала

Диаметр вала, мм	30	70	100	175	250	300	350	400
Радиус закругления вала, мм	1,5	2	3	4	6	8	10	12
Радиус вкладыша, мм	2	2,5	4	5	7	10	12	14

Ремонт подшипников качения. На подшипниках качения не допускаются следующие дефекты:

- 1) трещины или выкрашивание металла на кольцах и телах качения, цвета побежалости в любом месте подшипника;
- 2) выбоины и отпечатки (лунки) на беговых дорожках колец;
- 3) шелушение металла, чешуйчатые отслоения;
- 4) коррозионные раковины, забоины и вмятины на поверхностях качения, видимые невооруженным глазом;
- 5) глубокие поперечные риски и забоины на беговых дорожках и телах качения;
- 6) надломы, сквозные трещины на сепараторе, отсутствие или ослабление заклепок на нем;
- 7) забоины и вмятины на сепараторе, препятствующие плавному вращению подшипников; заметная на глаз и на ощупь ступенчатая выработка рабочей поверхности колец. При вращении подшипника должен быть слышан глухой шипящий звук; резкий металлический или дребезжащий звук не допускается. При обнаружении дефектов подшипники качения заменяются новыми подшипниками.

Для выяснения пригодности подшипников к работе выявляют следующие дефекты:

- 1) раковины и выщербленные места на шариках и роликах;

- 2) разрывы на сепараторах, степень износа гнезд сепараторов;
- 3) раковины, трещины, шелушения на беговых роликах.

Проверяют также размеры осевого и радиального зазоров в подшипниках.

Предельные радиальные зазоры в подшипниках приведены в табл.5.10.

Таблица 5.10

Радиальные зазоры в подшипниках

Диаметр вала, мм	≤ 50	50 - 100	100 - 200	> 200
Зазор, мм	0,1	0,2	0,3	0,4

Предельные осевые зазоры в подшипниках приведены в табл.5.11.

Если при осмотре будет установлено, что подшипники находятся в хорошем состоянии, ограничиваются их чисткой и промывкой.

Иногда наблюдается провертывание внутренней обоймы подшипника на валу. В этом случае вал наплавляют или металлизуют, а затем проворачивают. Не рекомендуется накернивание посадочной поверхности вала под подшипник.

Таблица 5.11

Предельные осевые зазоры в подшипниках

Диаметр вала, мм	Зазоры, мм	
	легкая серия	легкая широкая, средняя и средняя широкая серии
≤ 30	0,03 – 0,1	0,04 – 0,11
30 - 50	0,04 - 0,11	0,05 - 0,13
50 - 80	0,05 - 0,13	0,06 - 0,15
80-120	0,05 – 0,15	0,07 – 0,18

Заусенцы и забоины на посадочных поверхностях вала удаляют “бархатным” напильником, шабером и наждачным полотном.

Долговечность подшипника в значительной степени зависит от посадки обоймы и наличия смазки. Внутреннюю обойму подшипника устанавливают на вал на плотную посадку, чтобы обойма не проворачивалась при вращении вала. Она должна упираться в буртик вала.

Напрессовывают подшипники вручную с помощью выколоток, оправок и специальных приспособлений, наиболее часто применяют медную выколотку и молоток.

Во избежание перекосов удары по внутреннему кольцу наносят попеременно с разных сторон. Перед установкой новые подшипники промывают в бензине или специальной эмульсии-растворителе для удаления предохранительной смазки.

Для посадки на вал подшипников большого диаметра их нагревают в минеральном масле до 80 – 90°С, что значительно облегчает процесс сборки.

В случае слабины подшипника в корпусе подшипникового узла наплавляют гнездо или завтуливают его с последующей расточкой.

В отдельных случаях предусмотрены съемные втулки по наружной обойме подшипника, которые в случае дефекта можно заменить. Для разборки подшипниковых узлов и съема подшипников используют съемники разных конструкций (рис.5.4).

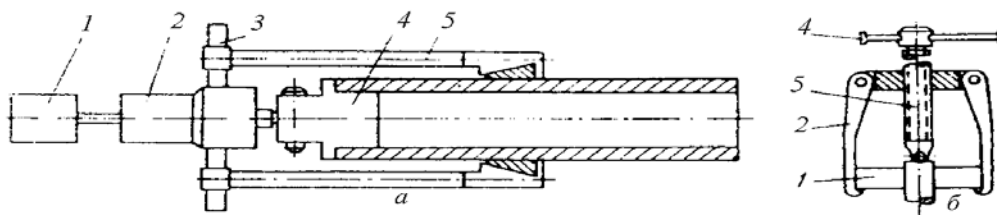


Рис. 5.4. Съемники:

- а* – с гидроцилиндром: 1 – ручной насос; 2 – гидроцилиндр; 3 – траверса;
4 – специальная втулка; 5 – захват;
б – ручной: 1 – подшипник; 2 – лапа; 3 – винт; 4 – рукоятка

Ремонт соединительных муфт. Для соединения соосных валов применяют муфты различных конструкций: зубчатые, пальцевые, кулачковые, крестовые, тарельчатые, продольно-свертные (рис.5.5).

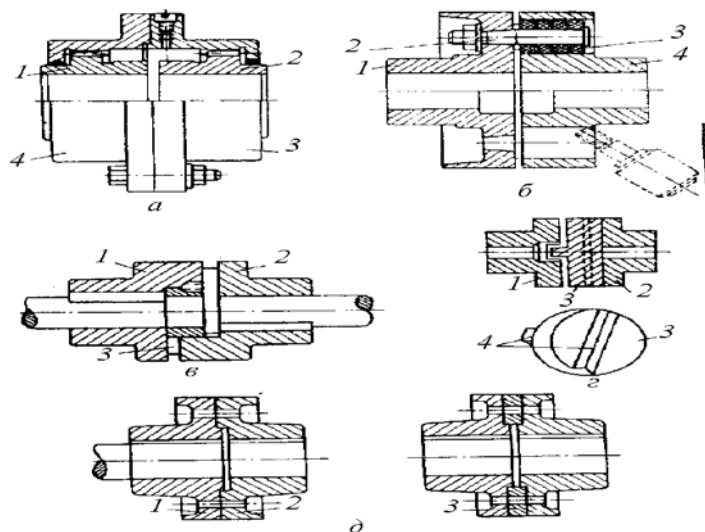


Рис. 5.5. Соединительные муфты:

- а* – зубчатая: 1 – втулка привода; 2 – втулка механизма;
3 – полумуфта механизма; 4 – полумуфта привода;
б – пальцевая: 1,4 – полумуфты; 2 – палец; 3 – кольца резиновые;
в – кулачковая: 1, 2 – кулачки; 3 – резиновая прокладка;
г – крестовая: 1, 2 – фланцы; 3 – промежуточная деталь; 4 – выступы;
д – тарельчатые; 1, 2 – полумуфты, 3 – кольцо

Зубчатые муфты применяют для соединения насосов с электродвигателями. При их использовании допускается небольшое смещение одного вала относительно другого.

Пальцевые муфты применяют для компенсации возникающих при эксплуатации радиальных и осевых смещений валов, а кулачковые – для компенсации осевых смещений.

Тарельчатые муфты используют при передаче больших мощностей. Для этих муфт требуется тщательная центровка агрегатов и строгая перпендикулярность расположения торцов полумуфт относительно вала. Продольно-свертные муфты применяют для жесткого соединения валов.

Несмотря на различие муфт, для большинства из них используют общие методы ремонта. Чаще всего муфты насаживают на вал по напряженной или плотной посадке.

Ступицу муфты, имеющую износ по внутреннему диаметру, наваривают (или завтуливают) и протачивают.

Радиальное биение проверяют индикатором и в случае необходимости устраняют проточкой. Допустимое биение должно быть не больше 0,02-0,03 мм.

При разработке шпоночный паз протрагивают. При увеличении ширины на 10% от минимальной шпоночный паз заваривают. Затем протрагивают или изготавливают новый шпоночный паз под углом 90° относительно старого.

В зубчатых муфтах (см. рис. 5.5, а) подвержены износу зубья, поэтому при ремонте проверяют зазоры в зацеплении и степень их износа. При отсутствии запасной муфты зубья наваривают и обрабатывают на станке. Нельзя заменять отдельно ступицу или полумуфту, так как при этом вся муфта быстро выйдет из строя. При сборке муфты между фланцами устанавливают прокладку из плотной бумаги.

При эксплуатации пальцевых муфт (см. рис. 5.5, б) возможны следующие дефекты: износ неметаллических колец, пальцев, посадочных мест установки пальцев. При ремонте дефектные пальцы и втулки заменяют. Посадочные места под пальцы, разворачивают под больший размер.

У кулачковых муфт (см. рис. 5.5, в) быстро изнашиваются пакеты (сухари), которые при ремонте заменяют новыми, изготавливаемыми из резины или прорезиненной ленты. При длительной эксплуатации изнашиваются кулачки; по краям кулачков образуются заусенцы. Кулачки ремонтируют наплавкой и механической обработкой.

Крестовые муфты (см. рис. 5.5, г) ремонтируют так же, как и кулачковые, кроме этого заменяют неметаллическую вставку.

В тарельчатых муфтах (см. рис. 5.5, д) возможны срез болтов или их изгиб, смятие резьбового соединения, разработка отверстий под болты и посадочных отверстий в дисках. В этом случае проводят развертку отверстий под болты большего диаметра или на болты устанавливают переходные втулки.

У продольно-свертных муфт при эксплуатации увеличивается посадочное отверстие, разрабатывается шпоночный паз и деформируется шпонка. Муфты со значительным износом заменяют новыми.

Уравновешивающий диск контролируют на наличие, задирав, забоин, наклепа и износа сопрягаемой с валом поверхности. Зазор с валом должен быть в пределах 0,3 – 0,7 мм, площадь прилегания поверхности – не менее 70%; шероховатость поверхности – 0,3 мм.

Упорный диск не должен иметь повреждений рабочей поверхности; допускается разнотолщинность до 0,01 мм, шероховатость - до 0,04 мм. Посадка диска должна быть с натягом до 0,01 мм или с зазором до 0,01 мм. При ослаблении посадки диска его следует заменить.

Стопорное кольцо контролируют визуально и по краске. Местные дефекты (забоины, задиры), не нарушающие размеров посадки, должны быть устранены. Площадь прилегания должна быть более 30%, шероховатость – до 0,3 мм.

Уравновешивающее седло и стопорную втулку визуально проверяют по краске на степень прилегания торцовых поверхностей; она должна быть не менее 80%. Забоины, задиры поверхностей должны быть зачищены. Контролируют наружный диаметр седла и соответствие его установленному допуску.

Уравновешивающую втулку контролируют на наличие, задирав и забоин поверхностей, износа наружного и внутреннего диаметров. Зазор на уравновешивающем поршне должен быть в пределах 0,3 – 0,7 мм.

Дистанционную и стопорную втулки контролируют по размерам внутреннего и наружного диаметров. Задиры, забоины в пределах допускаемых размеров детали должны быть устранены. Непараллельность торцовых поверхностей должна составлять до 0,01 мм, площадь их прилегания – не менее 80%.

Уплотнительное кольцо проверяют на износ рабочих поверхностей, который должен быть не более 0,4 мм. Перемещая кольцо в корпусе, проверяют, не произошло ли ослабление его посадки. Местные дефекты (задиры, забоины) не должны занимать площадь более 15% рабочей поверхности, а шероховатость поверхности допускается до 0,3 мм.

Дистанционное кольцо проверяют на наличие наклепа торцевых поверхностей; по краске контролируют площадь прилегания; при уменьшении ее до 0,3% кольцо следует заменить.

Сборка. На сборку подают детали, прошедшие дефектовку и ремонт, соответствующие техническим требованиям и полностью готовые к сборке. Сборку корпуса (на примере насоса типа КВН) выполняют в определенной последовательности. Укладывают вал насоса, на нем устанавливают первое рабочее колесо, дистанционную и стопорную втулки и другие детали. При сборке применяют только деревянный молоток. Вал насоса смазывают для облегчения последующей сборки. При сборке следует замерять зазоры между рабочим колесом и дистанционной втулкой и результаты замера вносить в формуляр. Необходимый зазор можно регулировать установкой прокладок между рабочим колесом и дистанционной втулкой.

На разъем корпуса с крышкой наносят уплотняющую мастику и устанавливают диафрагму. Затем на вал монтируют уравновешивающий поршень, распорное кольцо, уравновешивающий диск и второе распорное кольцо, далее надевают крышку, на плоскость разъема ее с диафрагмой наносят уплотняющую мастику, слегка затягивают крепежные гайки и проверяют правильность установки крышек.

При перемещении вала в сторону всасывания уравнивающий диск должен плотно прилегать к седлу. На вал надевают защитную втулку и закручивают муфтовую гайку. Зазор между уравнивающим диском и седлом должен быть не более 0,05 – 0,1 мм.

Установив верхнюю половину опорного подшипника, измеряют зазоры в нем; они должны составлять вверху 0,10 – 0,16 мм, по бокам 0,03 – 0,08 мм. Результаты заносят в формуляр.

Установив крышку корпуса подшипника, проверяют натяг подшипника, который должен быть в пределах 0,01 – 0,03 мм. Аналогичные операции выполняют в опорном подшипнике со стороны нагнетания.

После сборки упорного подшипника устанавливают две индикаторные головки перпендикулярно плоскости упорного подшипника на концах одного диаметра и, вращая ротор, замеряют биение упорного подшипника; оно не должно превышать 0,02 мм.

С помощью индикатора проверяют осевой разбег ротора в упорном подшипнике путем перемещения ротора до упора. Разбег должен оставлять 0,2 – 0,3 мм. Результаты всех измерений заносят в формуляр.

В сальниковую камеру вставляют набивочные кольца так, чтобы разрез каждого последующего кольца был смещен на 90° по отношению к разрезу предыдущего. Число набивочных колец должно быть таким, чтобы набивка не доходила до наружного торца корпуса сальника на 5 мм.

Набивка прижимается при медленном затягивании гаек. Окончательную подтяжку сальника выполняют после обкатки насоса.

Таблица 5.12

Характерные неисправности в работе центробежных насосов и способы их устранения

Неисправности	Причина неисправностей	Способы устранения
Прекращение подачи жидкости после пуска насоса	Недостаточное заполнение насоса жидкостью	Повторить заливку
	Неплотности приемного клапана	Осмотреть клапан и устранить неисправности
	Неплотность во всасывающем трубопроводе или сальниках насоса (при этом вакуумметр показывает нуль)	Осмотреть трубопровод и сальники и устранить неплотности
	Неправильное направление вращения или недостаточное число оборотов	Проверить двигатель
	Большая высота всасывания	Проверить по вакуумметру и осмотреть всасывающий трубопровод
	Наличие воздуха или газа в корпусе насоса	Вновь залить насос
	Закупорка трубки гидравлического уплотнения сальника	Осмотреть и прочистить трубку
	Засорение всасывающего фильтра (сетки)	Осмотреть и очистить фильтр

Неисправности	Причина неисправностей	Способы устранения
Потребление насосом большой мощности при его пуске	Открыта задвижка на напорном трубопроводе	Закрыть задвижку на время пуска
	Засорилась трубка, отводящая жидкость от разгрузочного устройства	Осмотреть и очистить трубку
	Неправильно установлены рабочие колеса или разгрузочный диск	Проверить и устранить неправильную сборку
	Заедание уплотнительных колец	Проверить вращение ротора от руки; если ротор вращается туго, устранить заедание
	Перегорел предохранитель одной из фаз электродвигателя трехфазного тока	Осмотреть предохранитель и заменить новым
Уменьшение подачи насоса в процессе работы	Уменьшение числа оборотов	Проверить двигатель и устранить обнаруженные неисправности
	Просачивание воздуха во всасывающую трубу или в корпус насоса через сальник	Проверить трубопровод, подтянуть или сменить набивку сальника
Уменьшение подачи насоса в процессе работы	Увеличение сопротивлений в напорном трубопроводе	Проверить все задвижки и места возможных засорений трубопровода и очистить их
	Увеличение высоты всасывания	Проверить по вакуумметру, а также осмотреть фильтр и всасывающую трубу
	Засорение рабочего колеса	Осмотреть и прочистить колесо
	Механические повреждения: износ уплотняющих колец и повреждение рабочего колеса	Сменит поврежденные детали
Уменьшение напора насоса в процессе работы	Уменьшение числа оборотов	Проверить двигатель и при обнаружении неисправностей устранить
	Наличие воздуха в жидкости	Проверить всасывающую трубу, подтянуть или сменить набивку сальника
	Повреждение напорного трубопровода	Прикрыть задвижку напорного трубопровода и осмотреть его
	Механические повреждения: износ уплотняющих колец и повреждение рабочего колеса	Сменит поврежденные детали

Неисправности	Причина неисправностей	Способы устранения
Перегрузка двигателя	Число оборотов выше расчетного	Проверить двигатель и при обнаружении неисправностей устранить
	Подача насоса выше допустимой (напор меньше расчетного)	Прикрыть задвижку на напорном трубопроводе
	Механические повреждения двигателя или насоса	Проверить двигатель и насос, устранить обнаруженные неисправности
Вибрация и шум в насосе	Неправильная установка агрегата	Проверить агрегат
	Частичное засорение рабочего колеса	Осмотреть и прочистить насос
	Механические повреждения: прогиб вала, заедание вращающихся частей и износ подшипников	Сменить поврежденные детали
	Ослабление креплений на напорной и всасывающих трубах	Подтянуть крепления
	Чрезмерная высота всасывания	Остановить насос и принять меры к уменьшению вакуумметрической высоты всасывания
Вибрация и шум в насосе	Явление кавитации	Не изменяя числа оборотов, уменьшить подачу прикрытием (дросселированием) напорной задвижки, уменьшить подачу снижением числа оборотов двигателя, уменьшить сопротивления во всасывающем трубопроводе и герметизировать его соединения и увеличить подпор (при отрицательной высоте всасывания – подпоре)

5.5. Центровка насосов

Центровка производится в два приема: предварительная – при помощи угольника, линейки или щупа, окончательная - по индикатору (рис. 5.6).

Ось вала насоса приводится в проектное положение, и насос закрепляется. Данные центровки записывают в круговую диаграмму (см. схему центровки, рис.5.6); радиальные зазоры записывают вне круга, торцовые внутри.

Скобы ставят в положение *I*, измеряют радиальные и осевые зазоры и заносят в диаграмму; таким же образом делают измерения в положениях *II* (90°), *III* (180°) и *IV* (270°).

Зазоры в положениях I и III показывают, на какую величину конец вала двигателя лежит выше или ниже конца вала насоса; зазоры в положениях II и IV показывают, насколько двигатель сдвинут вправо или влево в горизонтальной плоскости.

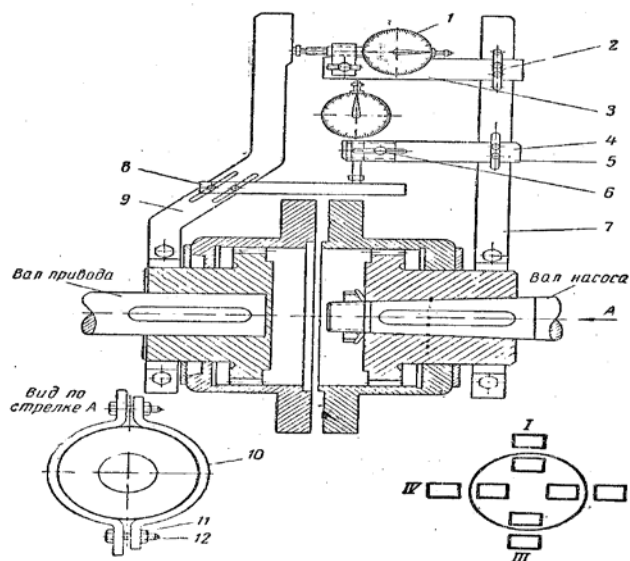


Рис. 5.6. Центровка осей двигателя и насоса при помощи индикатора:
 1 – индикатор, 2 – вторая планка, 3 – вилокдержатель, 4 – болт, 5 – первая планка,
 6 – винт, 7 – планка хомута правая, 8 – планка для проверки смещения,
 9 – планка хомута левая, 10 – полухомут, 11 – гайка, 12 – болт

Перемещение вала двигателя по отношению насоса и толщину прокладок под лапы определяют по данным, приведенным в табл.5.13.

Таблица 5.13

Данные для определения толщины подкладок под лапы электродвигателя

Рисунки	Формулы
	$\Delta A = \frac{1}{2} \delta + \frac{b}{g} a$ $\Delta B = \frac{1}{2} \delta + \frac{b+l}{g} a$
	$\Delta A = \frac{1}{2} \delta - \frac{b}{g} a$ $\Delta B = \frac{1}{2} \delta - \frac{b+l}{g} a$
	$\Delta A = -\frac{1}{2} \delta + \frac{b}{g} a$ $\Delta B = -\frac{1}{2} \delta + \frac{b+l}{g} a$
	$\Delta A = -\frac{1}{2} \delta - \frac{b}{g} a$ $\Delta B = -\frac{1}{2} \delta - \frac{e+l}{g} a$

Примечание: ΔA – толщина подкладок для передних лап;
 ΔB - толщина подкладок для задних лап;
 Δ – разность радиальных зазоров в верхнем и нижнем положениях центровочного приспособления;
 a - разность осевых зазоров в верхнем и нижнем положениях центровочного приспособления;
 l - расстояние между центрами отверстий передних и задних лап двигателя;
 g - двойное расстояние от оси вала до центра индикатора, измеряющего осевой зазор.

Если в результате подсчета величины U_A и U_B получаются со знаком (-), то подкладку под данными лапами следует уменьшить на полученную величину.

Таблица 5.14

Допустимые отклонения центровки (размеры в мм)

Тип полумуфт	По окружности	По торцу
Зубчатая	0,1	0,08
Кулачковая	0,1	0,08
Жесткая	0,04	0,02
Полужесткая	0,06	0,05
Пружинная	0,08	0,06

5.6. Ремонт специальных насосов

В *лопастных насосах* наиболее изнашиваемыми деталями являются статорные кольца, лопатки, диски, валики и роторы.

Изношенные статорные кольца обычно заменяются. Лопатки изнашиваются по грани, соприкасающейся со статором, задиры на кромках лопаток устраняются шлифованием и доводкой. Износ лопаток допускается не более 1/3 их высоты. В дисках изнашиваются торцы и отверстия под ротор, на торцах появляются риски и задиры. Незначительные риски и задиры на рисках устраняются притиркой торцов на плитах, значительные - протачиванием торцов дисков на оправке. При износе отверстий в дисках более чем на 0,1 мм отверстия растачивают на 3 мм более номинального диаметра и запрессовывают втулки с припуском под расточку.

В роторе наибольшему износу подвергаются торцы, шейки и пазы. Изношенные торцы и шейки восстанавливаются хромированием с последующей шлифовкой. При износе пазов ротора более чем на 0,2 мм ротор заменяется новым.

Изменения зазоров в масловинтовом насосе приводит к значительному снижению производительности. Винты ввиду сложности их изготовления обычно поступают со специализированных заводов. Баббитовая заливка чугунной обоймы при выработке перезаливается, расточка трех параллельных цилиндрических плоскостей производится с одной установки на горизонтально-расточном станке.

Шестеренчатые насосы состоят из пары шестерен с внутренним или внешним зацеплением, которые помещены в корпус (рис.5.7). Они применяются для перекачки нефтепродуктов (нефти, масел, мазута – до 70°C) и дизельного топлива до 40°C, в системах смазки и питания топливом авиационных двигателей, в устройствах гидропривода, в масло заправочных устройствах, а также для перекачки других маловязких жидкостей, с которыми не справляются наиболее часто используемые центробежные насосы.

Существует несколько типов шестеренчатых насосов, агрегаты которых комплектуются различными по мощности и исполнению двигателями в зависимости от характера перекачиваемой жидкости и условий эксплуатации. Например, насосы типа НМШ (насосы масляные шестеренчатые) применяют для перекачки нефтепродуктов, таких как масло, нефть, мазут, дизельное топливо, а также других жидкостей, обладающих смазывающей способностью и не вызывающих коррозию рабочих частей, но вязкость их не должна при этом превышать 2250 сСт. Насосы типа НШ предназначены для нагнетания минерального масла с кинематической вязкостью от 0,15 мм²/с до 0,75 мм²/с и температурой до 80°C в гидравлических системах техники: (комбайны, тракторы, погрузчики, грейдеры, экскаваторы) др.

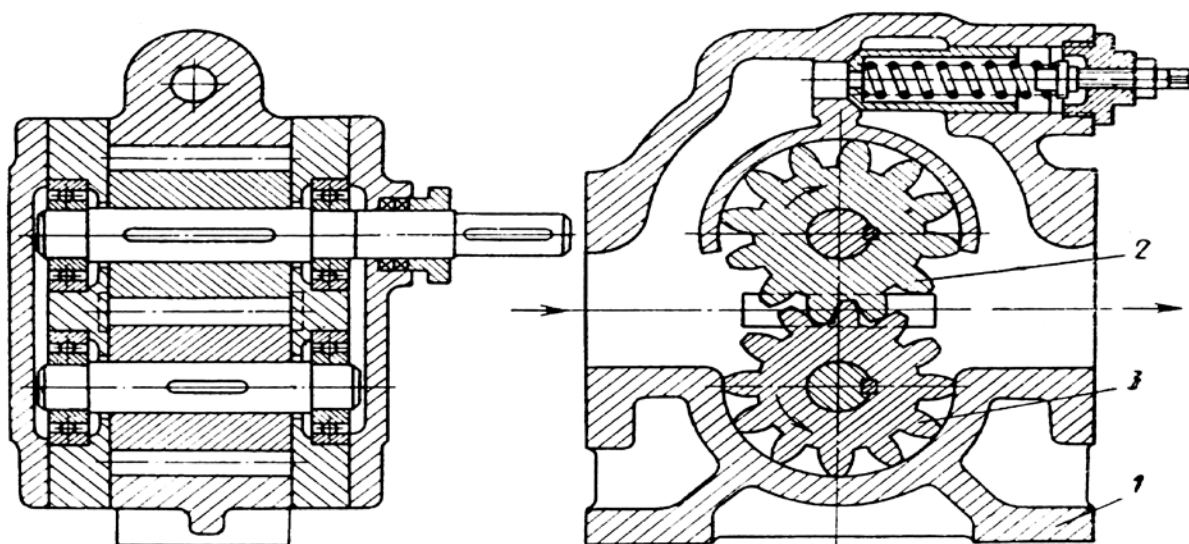


Рис. 5.7. Шестеренчатый насос

При вращении шестерен в месте выхода их из зацепления создается разрежение, и жидкость из приемного трубопровода поступает в корпус насоса. В том месте, где шестерни входят в зацепление, жидкость выдавливается из пространства между зубьями и нагнетается в трубопровод. Зубчатые колеса изготавливают с прямыми зубьями, число которых колеблется от 8 до 12; иногда используются зубчатые колеса с косыми и шевронными зубьями. (Шестеренчатые насосы используют для подач от десятых долей (0,25 – 0,4) м³/ч до 50 м³/ч при давлениях нескольких мегапаскалей, (число оборотов – до 3000 об/мин; число зубьев – 8 – 12, к.п.д.

насосов около 0,7). Шестеренчатые насосы с внутренним зацеплением имеют больший объем вытеснения при вращении шестерен, благодаря чему заполненный насос обладает лучшей всасывающей способностью, имеет меньшие габариты, но более сложны по конструкции по сравнению с насосами, имеющими внешнее зацепление. Всасывающая и нагнетательная полости насоса обычно сообщаются через байпас, на котором установлен предохранительный клапан.

Преимущества шестеренчатого насоса: способность создавать большое давление, способность перекачивать вязкие и высокотемпературные жидкости, неприхотливость в эксплуатации, невысокая стоимость, возможность изменять направление перекачки.

Недостатки шестеренчатого насоса: работа на сухую губительна, нарушает структуру перекачиваемой жидкости и разрушает суспензии.

5.6.1. Ремонт шестеренчатых насосов

Шестеренчатые насосы используются в технологическом процессе для перекачки высоковязких жидкостей, а в системе смазки оборудования – для подачи масла. Конструктивно насосы могут иметь некоторые особенности. Общим для всех шестеренчатых насосов является наличие корпуса, крышки и двух шестерен. Шестерни насажены на валики, один из которых подсоединяется к электродвигателю и является приводным, а второй валик и, соответственно, вторая шестерня – ведомые. Втулки опираются на втулки скольжения, установленные в отверстиях корпуса и крышки.

В шестеренчатых насосах возможны следующие неисправности:

- утечка масла по валу;
- насос не дает необходимой производительности и напора из-за больших перетоков жидкости внутри насоса в связи с увеличением торцевых зазоров. Стыковые поверхности корпуса и крышек проверяются по плите, вмятины и забоины удаляются путем притирки. Допускаемые зазоры: диаметральный (между вершинами зубьев шестерен и корпусом насоса) 0,07 – 0,12 мм; торцовый (суммарный) 0,04 – 0,08 мм; в сцеплении шестерен (между вершиной одной шестерни и соответствующей впадиной другой в момент зацепления) 0,1 – 0,15 мм. Чтобы устранить течь масла, необходимо снять и проверить грундбуксу и уплотняющую трубку, а задирки ликвидировать шлифовкой и притиркой.

У шестеренчатых насосов изнашиваются корпус. Крышка, шестерни, втулки и уплотнения. Для выявления дефектов деталей насоса производится разборка насоса. Разборка насоса осуществляется в следующем порядке. Выворачиваются шпильки, крепящие крышку к корпусу, и снимается крышка. Затем извлекаются шестерни, а также втулки, которые устанавливаются в корпус и крышку на скользящей посадке.

После мойки проводится дефектация деталей. Местами износа в шестеренчатом насосе являются поверхности соприкосновения: зубьев шестерен с корпусом, торцевых поверхностей шестерен с корпусом, валиков с втулками и втулок с гнездами корпуса и крышки. Измерения при дефектации проводят с помощью нутромера с индикатором часового типа и штангенглубомера.

Корпус насоса проверяется на исправность резьбы, отсутствие трещин. У корпуса насоса сильнее изнашивается стенка со стороны камеры всасывания. Износ корпуса приводит к нарушению соосности деталей насоса. Шестерни и втулки начинают работать с перекосом, вследствие чего их торцевые поверхности интенсивно изнашиваются. Одним из способов восстановления корпуса является изменение рабочей позиции (смена мест полости всасывания и нагнетания) для использования неизношенной поверхности. При этом способе необходимо рассверлить выходное отверстие корпуса, которое теперь становится входным, а также заделать канал на дне колодца, соединяющий камеры втулок ведомой и ведущей шестерен, и изготовить новый канал на дне колодца корпуса со стороны бывшей камеры нагнетания.

При ремонте корпуса методом гильзовки колодцы корпуса фрезеруются для выведения износа. Гильза, отлитая из алюминиевого сплава, обрабатывается и запрессовывается в корпус насоса. Перед запрессовкой гильзы на ее наружную поверхность и боковые поверхности колодцев корпуса наносится тонкий слой эпоксидного состава. После выдержки корпуса в печи при температуре 120°C в течение 2 ч гильза обрабатывается.

Перед нанесением эпоксидной композиции корпус насоса промывается, поверхность колодцев зачищаются до металлического блеска шлифовальной шкуркой. Зачищенная поверхность тщательно обезжиривается ацетоном. Качество подготовленной поверхности проверяется каплей воды (при удовлетворительной подготовке поверхности вода расплывается).

После подготовки корпуса приготавливается эпоксидная композиция.

Состав композиции (в масс. частях):

Смола	100
Дибутилфталат	10
Алюминиевой порошок	20
Полиэтиленполиамин	7

При изготовлении смеси должна быть точно соблюдена дозировка каждого из компонентов (особенно отвердителя). Смесь готовится по особой технологии. После повторного обезжиривания поверхности ацетоном, наносится шпателем тонкий слой (1 – 1,2 мм) композиции.

После окончания нанесения смесь должна отвердеть, отверждение проводится при температуре 20°C в течение не менее 3 суток. Более высококачественное покрытие корпуса получается при отверждении в печи при температуре 100°C в течение 2 ч. После очистки покрытой поверхности от подтеков и излишков состава растачиваются колодцы под номинальный размер.

Увеличение глубины колодцев - второй крупный дефект корпуса. Уменьшение глубины колодцев возможно: 1) заливкой баббита на дно колодцев с последующим фрезерованием слоя баббита торцевой фрезой; 2) заливкой эпоксидной композицией на дно колодцев; 3) фрезерованием привалочной плоскости соединения корпуса с крышкой.

Крышка пришабривается к корпусу. При этом металл снимается с тела крышки. Шабрение считается удовлетворительным, если каждый квадратный сантиметр имеет 2 – 4 пятна следов краски.

У шестерен изнашиваются цапфы и торцевые поверхности зубьев. При ремонте шестерни восстанавливаются на ремонтные размеры шлифовкой. Сначала шлифуются цапфы и зубья по наружному диаметру, а затем в специальном приспособлении на заточном станке – торцевые поверхности шестерен.

Втулки при износе внутренней поверхности выбраковываются. При износе наружной поверхности втулки восстанавливаются осадкой в корпусе или в крышке. Возможно восстановление втулок наплавкой баббитового или латунного слоя. Смятая поверхность, лыски наплавляются баббитом. Используется также восстановление размеров втулок нанесением эпоксидной композиции.

Перед сборкой детали насоса промываются в дизельном топливе, продуваются сжатым воздухом и смазываются дизельным маслом. Шестерни с валиками устанавливаются во втулки (подшипники) корпуса. При этом должно обеспечиваться свободное проворачивание шеек валов. Радиальные зазоры между шейками валов и втулками должны быть в пределах до 0,1 мм. Прилегание зубьев проверяется по краске, которую разводят керосином. Краска наносится тонкими слоями только на зубья ведущей шестерни.

Крышка устанавливается с прокладкой из плотной промасленной чертежной бумаги. Сальниковое уплотнение набивается промасленной пенькой. На ведущий вал насаживается полумуфта. Насос опробовывается вручную. Повертыванием ведущей шестерни проверяется легкость хода и отсутствие задеваний торцов шестерен о корпус. После присоединения электродвигателя насос испытывается на стенде на производительность и максимальное давление. На стенде насос закрепляется прихватами и к нему присоединяются шланги. При пуске электродвигателя жидкость из приемной емкости через механический фильтр поступает в насос, а затем из него через обратный клапан и ротаметр сливается обратно в емкость. По манометру контролируется рабочее давление на линии нагнетания, а по ротаметру определяется производительность насоса и сравнивается с паспортной. В случае повышения давления на линии нагнетания выше допустимой часть жидкости перепускается через предохранительный клапан в емкость.

5.6.2. Вихревые насосы и их ремонт

Вихревые насосы используются для перекачивания маловязких жидкостей; их напор в 2 – 5 раз больше, чем у центробежных, притом же диаметре рабочего колеса и частоте вращения, однако к.п.д. этих насосов составляет не более 40%.

Технические характеристики вихревых насосов, которые допускаются применять для перекачивания жидкостей с температурой до 85°С и вязкостью до 35 сСт, приводятся в табл.5.15.

Таблица 5.15

Характеристики вихревых насосов

Марка насоса	Подача, м ³ /ч	Напор, м. ст. жидкости	Число типо-размеров	Мощность двигателя, кВт	Допускаемая высота всасывания, м. ст. жидкости
ВК 1/16	3,6	16	1	0,6	6
ВК 2/16	7,2	26	1	1,7	5
ВК 4/24	14,4	24	1	2,5	4
ВК 10/45	36	45	1	13,8	3
ЦВ	5 - 36	72 - 205	20	17 - 55	5
ЛК	30 - 45	100 - 40	3	28 - 35	5
ВО, В, ВС	1 - 35	12,5 - 80	15	1,0 - 30	5
ВКО, ВКС	3,6 - 18	16 - 24	12	1,5 - 10	4
КВН*, ВНК	20 - 40	400**	2	2,8	
ВМК***	1,5 – 8,0	12,5 - 50	2	1,7 – 2,8	
<p>* - для откачивания воздуха из насосов; ** - для перекачивания керосина; *** - остаточное давление</p>					

В корпусе 1 вихревого насоса (рис.5.8) размещается рабочее колесо 2 с ячейками на наружной поверхности. Рабочее колесо, представляет собой плоский диск с короткими радиальными прямолинейными лопастями или с ячейками на наружной поверхности, смонтировано на валу 6, который приводится во вращение от двигателя. Вал имеет две опоры 5, заключенные в стойке 4. В отличие от центробежных насосов перекачиваемая жидкость подводится и отводится по боковым каналам 7. При вращении рабочего колеса жидкость, поступающая по боковому каналу, увлекается в движение по кольцевому пространству между колесом и корпусом и выбрасывается по другому боковому каналу в напорный патрубок.

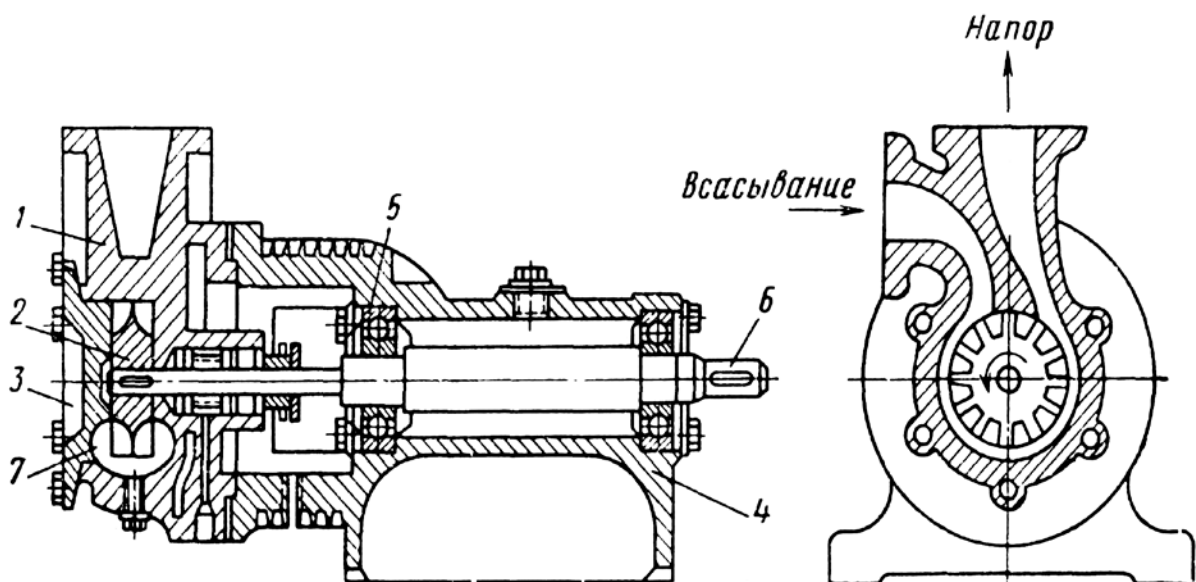


Рис. 5.8. Вихревой насос

Особенность работы вихревого насоса заключается в том, что одна и та же частица жидкости, двигаясь по винтовой траектории, на участке от входа в кольцевую полость до выхода из нее многократно попадает в межлопаточное пространство колеса, где каждый раз получает дополнительное приращение энергии, а, следовательно, и напора. Благодаря этому вихревой насос в состоянии развить напор в несколько раз больший, чем центробежный насос при одном и том же диаметре рабочего колеса и тех же оборотах. Это, в свою очередь, приводит к значительно меньшим габаритным размерам и весу вихревых насосов в сравнении с центробежными насосами

Достоинством вихревых насосов является: они обладают самовсасывающей способностью, особенно насосы типа ВКС с воздушными колпаками; исключают необходимость заливки корпуса и всасывающей линии насоса перекачиваемой жидкостью перед каждым пуском. Напор вихревого насоса 3 – 7 раз больше, чем центробежного, при тех же размерах и числе оборотов. Многие вихревые насосы могут работать на смеси жидкости и газа.

Недостатком вихревых насосов является сравнительно низкий к.п.д. (18 – 40%) и быстрый износ их деталей при работе на жидкостях, содержащих взвешенные твердые частицы.

С целью повышения к.п.д., предупреждения кавитации, повышения подачи на вал рабочего колеса вихревого насоса устанавливается центробежное колесо. Насос, состоящий из двух последовательно включенных колес – центробежного (первая ступень) и вихревого (вторая ступень) – называется центробежно-вихревым насосом.

Для перекачивания легко застывающих жидкостей насосы изготавливают с обогревом – исполнение ВКС. Воздушный колпак, присоединенный к напорному патрубку, имеет воздухоотвод и за счет инжекторного эффекта обеспечивает самовсасывающие способности насоса. При заполненном водой корпусе насос может обеспечить самовсасывание 4 м вакуумметрической высоты.

Уплотнение вала насоса – двойной мягкой сальник или двойное торцовое уплотнение. Насосы с торцовым уплотнением применяются для перекачивания токсичных, горючих, легковоспламеняющихся и взрывоопасных жидкостей с температурой от – 4 до + 85 °С. При этом насосы комплектуются электродвигателями во взрывозащищенном исполнении.

Вихревые насосы применяют:

- в химической промышленности для подачи кислот, щелочей и других химически активных реагентов, где обычно требуются насосы с малыми подачами и высокими напорами;

- для перекачивания легколетучих жидкостей (бензина, спирта, эфира и т. д.). Испарение легких фракций этих жидкостей приводит к тому, что в насос засасывается смесь жидкости и пара;

- для подачи жидкостей, насыщенных газами, например жидкостей, содержащих большое количество растворенного газа, который выделяется при прохождении области пониженного давления; для откачивания жидкости с высокой упругостью пара (например, пропан, бутан) при положительной высоте всасывания из емкости, в которой давление равно упругости насыщенного пара. В этом случае при подъеме по всасывающему трубопроводу жидкость частично испаряется, ее температура понижается и, следовательно, уменьшается упругость насыщенного пара;

- вместо водокольцевых компрессоров в качестве вакуум-насосов и компрессоров низкого давления.

5.6.3. Винтовые насосы и их ремонт

Насосы имеют в корпусе два или три вращающихся цилиндра с винтовой нарезкой по наружной цилиндрической поверхности. Один винт является ведущим. Создаваемый насосом напор определяется числом шагов нарезки. Винты насоса выполняются двухзаходными с передаточным числом, равным единице. Форма нарезки винтов обеспечивает герметичное разделение нагнетательной и всасывающей полостей насоса. Давление до 2 МПа создается винтами, имеющими длину несколько больше шага нарезки. Дальнейшее повышение давления достигается пропорциональным увеличением длины винтов, что позволяет создать достаточно компактную конструкцию.

На (рис.5.9) представлена конструкция трехвинтового насоса. В корпусе 1 закреплена обойма 2. В обойме размещены три винта: ведущий 3 и два ведомых 4. Ведущий винт получает вращение от двигателя, а ведомые от ведущего винта. Все винты двухзаходные, направление нарезки у ведущего и ведомого винтов разное. Жидкость поступает в корпус насоса через всасывающий патрубок 6, а затем через отверстия в обойме подходит к винтам, захватывается ими и выбрасывается из насоса через нагнетательный патрубок 7. Возникающая во время работы насоса осевая сила воспринимается подпятниками 5.

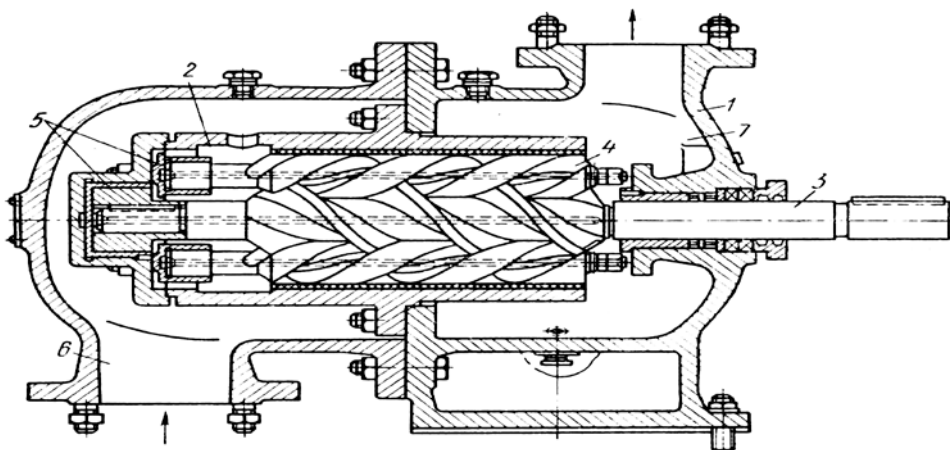


Рис. 5.9. Винтовой насос

Винты подобных насосов изготавливают из стали, а обоймы – из резины или стали, выложенной изнутри резиной.

Поступившая во впадины нарезки со стороны всасывания жидкость при повороте винтов герметически отсекается от всасывающей камеры и затем перемещается в канале нарезки вдоль оси винтов в напорную камеру. Регулирование подачи достигается изменением числа оборотов двигателя или приводного вала ведущего винта. К.п.д. винтовых насосов составляет 0,8 – 0,9.

Одновинтовые насосы способны развивать напоры около 2 МПа с производительностью 0,9 - 3,2 м³/ч. Трехвинтовые насосы способны создать давление до 20 МПа с производительностью 1,5 – 800 м³/ч. и частоте вращения до 1000 об/мин.

Преимущества винтового насоса: ровный поток перекачиваемого продукта на выходе из насоса; перекачивание продуктов с включениями без повреждения включений; пропорциональная скорости вращения винта подача продукта (позволяет легко регулировать производительность насоса); способность насоса к самовсасыванию продукта с глубины до 10 м, в зависимости от модели насоса; низкий уровень шума при работе.

Недостатки винтового насоса: эластичный винт периодически изнашивается и требует ремонта; при работе винтового насоса без перекачиваемого продукта (сухой ход) винт быстро приходит в негодность.

Изменения зазоров в масловинтовом насосе приводит к значительному снижению производительности. Винты ввиду сложности их изготовления обычно поступают со специализированных заводов. Баббитовая заливка чугунной обоймы при выработке перезаливается, расточка трех параллельных цилиндрических плоскостей производится с одной установки на горизонтально-расточном станке.

В табл.5.16. Приведены характеристики шестеренчатых и винтовых насосов, используемых на НПЗ и НХЗ.

Таблица 5.16

Характеристики шестеренчатых и винтовых насосов, используемых на НПЗ и НХЗ

Тип насоса	Подача, м ³ /ч	Напор, м. ст. жидкости	Мощность двигателя, кВт	Число типов-размеров
Винтовые (ЭНВ, ЭМН)	1,5 - 250	35 - 1000	1,5 - 50,0	20
Шестеренчатые (ЭНН, ЭМН, ЗШФ)	0,7 - 16,5	25 - 160	1,0 - 10	33

5.6.4. Пластинчатые насосы и их ремонт

Имеют вращающийся ротор, установленный эксцентрично или концентрично в корпусе и снабженный подвижными пластинами.

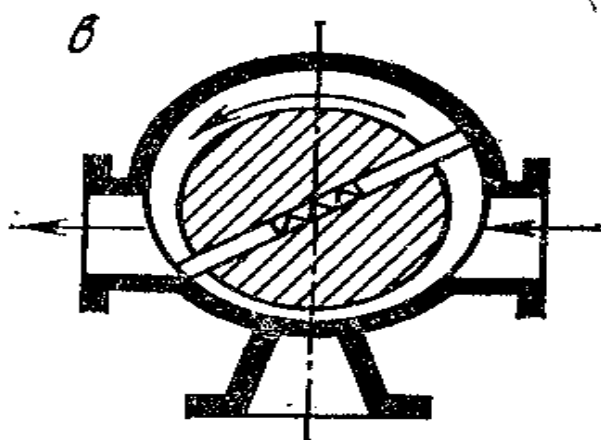


Рис.5.10. Насос пластинчатый

Пластины прижимаются к корпусу силой пружин, центробежной силой или давлением подводимой по оси насоса жидкостью. Отсекаемые между пластинами и корпусом объемы жидкости при вращении ротора вытесняются в напорный трубопровод. Пластин может быть две и более.

Пластинчатые насосы (рис.5.10) применяют для перемещения чистых, не содержащих твердых примесей жидкостей при умеренных производительностях и напорах. Шиберные пластинчатые насосы бывают одинарными и сдвоенными. Они предназначены для нагнетания чистых не очень вязких минеральных масел до давления 60 МПа и более и применяются в системах гидропривода.

5.6.5. Водокольцевые насосы и их ремонт

Насосы (рис.5.11) имеют вращающийся ротор с лопатками. При вращении ротора находящаяся в корпусе насоса рабочая жидкость отбрасывается с периферии и образует жидкостное кольцо. Если ротор расположен эксцентрично в корпусе, то между ротором и жидкостным кольцом образуется серповидное пространство. Проходя это пространство, лопатки сначала увеличивают объем камеры между ротором и жидкостным кольцом (всасывание), а затем уменьшают его (нагнетание).

Поэтому насос может засасывать не только жидкость, но и воздух (газы), т.е. является самовсасывающим.

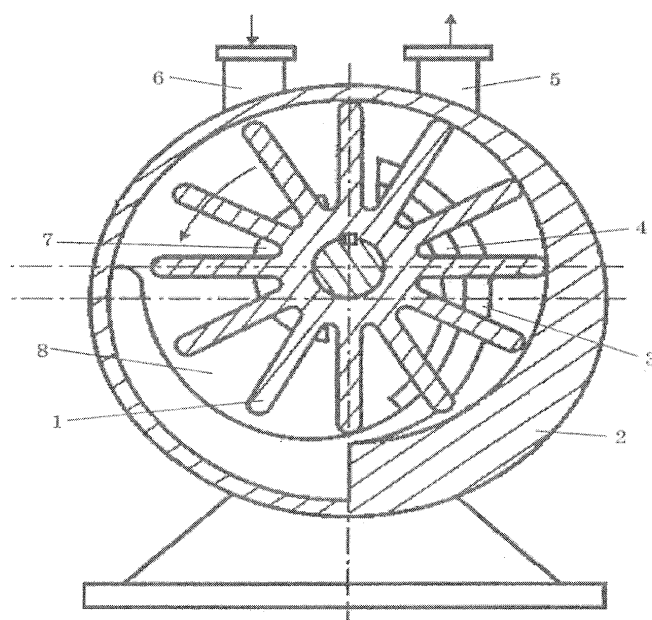


Рис. 5.11. Схема водокольцевого насоса открытого типа:
1 – рабочее колесо (крыльчатка); 2 – корпус; 3 – канал обводной;
4 - нагнетательная щель; 5 - нагнетательный патрубок 6 - всасывающий патрубок;
7 - всасывающая щель; 8 – полость насоса

Хотя к.п.д. водокольцевых насосов ниже (обычно равен 0,2 – 0,4), чем обычных центробежных насосов, в ряде случаев их применение оказывается целесообразным, особенно при необходимости быстрого пуска, перекачки агрессивных жидкостей и т.п.

Основные данные о водокольцевых, роторных, пластинчато - роторных, вакуумных насосах, используемых, на НПЗ и НХЗ приведены в табл. 5.17.

В *лопастных насосах* наиболее изнашиваемыми деталями являются статорные кольца, лопатки, диски, валики и роторы.

Изношенные статорные кольца обычно заменяются. Лопатки изнашиваются по грани, соприкасающейся со статором, задиры на кромках лопаток устраняются шлифованием и доводкой. Износ лопаток допускается не более 1/3 их высоты. В дисках изнашиваются торцы и отверстия под ротор, на торцах появляются риски и задиры. Незначительные риски и задиры на рисках устраняются притиркой торцов на плитах, значительные - протачиванием торцов дисков на оправке. При износе отверстий в дисках более чем на 0,1 мм отверстия растачивают на 3 мм более номинального диаметра и запрессовывают втулки с припуском под расточку.

Таблица 5.17

Тип насоса	Подача, л/сек	Остаточное давление, мм рт. ст.	Число типоразмеров	Мощность двигателя, кВт
Плунжерный ВН	7,15 - 500	$3,0 \times 10^{-2} - 1,0$	10	1,7 - 55
Пластинчато-роторные: НВР ВН	0,25 – 6,0 0,21 – 0,78	10^{-2} 5×10^{-3}	13 2	1,5 0,6
Насос-компрессор ВНК	1 - 10	10	1	0,27
Двухроторные ДВН	7 - 1500	4×10^{-4}	5	10
Водокольцевые: ВВН РМК	1,5–10 3,6 - 27	90 – 99% 90 – 99%	8 3	4 – 22 10 - 75
Высоковакуумные: НС, НТ БН ДРН НЭМ ТВА	100 – 20 000 45- - 15 000 10 – 50 1000 200	5×10^{-7} 5×10^{-4} 2×10^{-7} 5×10^{-9} 5×10^{-9}	6 4 2 1 1	0,6 – 6,5 3,5 – 43 0,2 – 0,5 10 1,7

В роторе наибольшему износу подвергаются торцы, шейки и пазы. Изношенные торцы и шейки восстанавливаются хромированием с последующей шлифовкой. При износе пазов ротора более чем на 0,2 мм ротор заменяется новым.

Изменения зазоров в масловинтовом насосе приводит к значительному снижению производительности. Винты ввиду сложности их изготовления обычно поступают со специализированных заводов. Баббитовая заливка чугуновой обоймы при выработке перезаливается, расточка трех параллельных цилиндрических плоскостей производится с одной установки на горизонтально-расточном станке.

В *лопастных насосах* наиболее изнашиваемыми деталями являются статорные кольца, лопатки, диски, валики и роторы.

Изношенные статорные кольца обычно заменяются. Лопатки изнашиваются по грани, соприкасающейся со статором, задиры на кромках лопаток устраняются шлифованием и доводкой. Износ лопаток допускается не более 1/3 их высоты. В дисках изнашиваются торцы и отверстия под ротор, на торцах появляются риски и задиры. Незначительные риски и задиры на рисках устраняются притиркой торцов на плитах, значительные - протачиванием торцов дисков на оправке. При износе отверстий в дисках более чем на 0,1 мм отверстия растачивают на 3 мм более номинального диаметра и запрессовывают втулки с припуском под расточку.

В роторе наибольшему износу подвергаются торцы, шейки и пазы. Изношенные торцы и шейки восстанавливаются хромированием с последующей шлифовкой. При износе пазов ротора более чем на 0,2 мм ротор заменяется новым.

В шестеренчатых насосах возможны следующие неисправности:

- утечка масла по валу;
- насос не дает необходимой производительности и напора из-за больших перетоков жидкости внутри насоса в связи с увеличением торцевых зазоров, повреждения зубьев шестерен. Стыковые поверхности корпуса и крышек проверяются по плите, вмятины и забоины удаляются путем притирки. Допускаемые зазоры: диаметральный (между вершинами зубьев шестерен и корпусом насоса) 0,07 – 0,12 мм; торцовый (суммарный) 0,04 – 0,08 мм; в сцеплении шестерен (между вершиной одной шестерни и соответствующей впадиной другой в момент зацепления) 0,1 – 0,15 мм. Осевой зазор (зазор между торцами шестерен и крышки) измеряется с помощью свинцовых оттисков: кусочки свинцовой проволоки укладывают на торец шестерен и затягивают гайки крышки. Толщина сплюсненной проволоки, измеренная после снятия крышки, равна величине зазора. Чтобы уменьшить осевой зазор, надо уменьшить толщину прокладки между крышкой и фланцем корпуса насоса.

Зазоры между шестернями и корпусом (радиальные зазоры) проверяют щупом. При износе внутренней поверхности корпуса и наружной поверхности (головки зубьев) шестерен и зазоре между ними выше 0,12 мм изношенные части заменяют. Шестерни с поврежденными зубьями также заменяют.

Уменьшение создаваемого напора и производительности шестерчатого насоса вызывается также чрезмерным износом втулок осей шестерен. При этом увеличивается боковой и радиальный зазоры в зацеплении зубьев шестерен насоса, нормальная величина которых не должна превышать 0,05 мм. Боковой и радиальный зазоры в зацеплении зубьев измеряют при помощи оттиска свинцовой проволоки. Если шестерни имеют в зацеплении увеличенные зазоры, то их заменяют. Зазор между втулкой и шестерней должен быть минимальным и обеспечивать свободное, без заеданий, вращение валиков шестерен. Изношенные втулки в крышках маслонасоса заменяют, запрессовывая новые. Величина зазора между новыми втулками и валиками насоса должна быть в пределах нормы.

При ремонте насоса проверяют состояние клапана и пружины насоса. Ослабленные пружины заменяют. Нарушение плотности клапана и износ седла устраняют притиркой их соприкасающихся поверхностей, приспособив для этих целей сверлильные станки или ручные дрели.

Все каналы в корпусе, крышках и втулках перед сборкой тщательно очищают и промывают.

Чтобы устранить течь масла, необходимо снять и проверить грундбоксу и уплотняющую трубку, а задиры ликвидировать шлифовкой и притиркой.

Изменения зазоров в масловинтовом насосе приводит к значительному снижению производительности. Винты ввиду сложности их изготовления обычно поступают со специализированных заводов. Баббитовая заливка чугуновой обоймы при выработке перезаливается, расточка трех параллельных цилиндрических плоскостей производится с одной установки на горизонтально-расточном станке.

В многоплунжерном маслонасосе (лубликаторе) давление масла может упасть вследствие ослабления натяжения пружин межступенчатого или выходного клапана. В этом случае необходимо увеличить натяжение пружин. Возможны поломки элементов привода (системы рычагов, вала, редуктора). Следует установить, какая деталь повреждена, в чем причина ее поломки, и заменить новой. Значительный износ вилки и эксцентрика ведет к уменьшению производительности насоса. Изношенные детали заменяют.

ГЛАВА 6. ПОРШНЕВЫЕ НАСОСЫ

Поршневые насосы относятся к классу объемных насосов. Отличительные особенности этих насосов: постоянное разобщение напорной и всасывающей областей насоса специальными клапанами; независимость развиваемого насосом напора от величины подачи (напор определяется прочностью деталей насоса и мощностью двигателя); подача жидкости отдельными порциями, зависящими от размеров рабочей части насоса и скорости движения поршня.

На предприятиях нефтегазопереработки, нефтехимии и химии поршневые насосы используют для перекачивания вязких быстрозастигивающих жидкостей, сжиженных газов, а также небольших количеств жидкости при высоких давлениях с температурой менее 100°С.

Подачу поршневых насосов регулируют изменением длины хода поршня (плунжера), изменением скорости вращения приводного вала. Их недостаток - громоздкость, сложность привода, неравномерность подачи жидкости и малая подача. Они более дороги и сложнее в эксплуатации, так как имеют отдельные двигатель и редуктор. Преимущество – более экономичны, возможность создания высокого давления в жидкости, величина которого ограничивается механической прочностью деталей насоса.

В основу классификации поршневых насосов положены их конструкция, назначение, условия работы, а также свойства перекачиваемой жидкости.

В зависимости от конструкции поршня различают насосы:

- поршневого типа, или собственно поршневые; поршни в них изготовлены в виде диска;
- скальчатые или плунжерные; поршень представляет собой удлиненный полый цилиндр;
- диафрагменные; цилиндр отделен от клапанной коробки упругой диафрагмой.

По роду действия различают насосы: одинарного (простого) действия; двойного действия; тройного действия; четверного действия; дифференциальные.

По расположению цилиндров насосы делятся на: горизонтальные и вертикальные.

По способу приведения в действие насосы могут быть:

- приводными; их приводят в действие отдельно расположенный двигатель через соответствующие передачи и кривошипно-шатунный механизм.

Поршневые насосы различают также по числу цилиндров: одно-, двух- и трехцилиндровые, и по роду перекачиваемой жидкости: кислотные, водяные, щелочные и др.

6.1. Принцип действия приводных поршневых насосов

Принципиальная схема насосной установки и поршневого насоса приведена на (рис.6.1 и 6.2).

Поршневой насос (рис.6.2) состоит из двух частей - гидравлической и приводной. Гидравлическая часть, предназначенная для перекачки жидкости, состоит из цилиндра 1, в котором возвратно-поступательно движется поршень 2 со штоком 11, и клапанов 3 и 4, помещенных в специальные клапанные коробки. Всасывающий клапан 3 отделяет внутреннюю полость насоса от всасывающего трубопровода 5, а нагнетательный клапан 4 - от нагнетательного трубопровода 6.

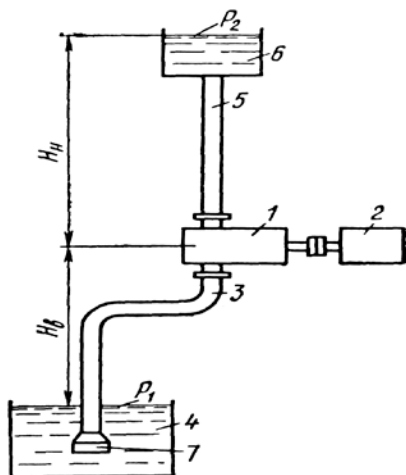


Рис. 6.1. Схема насосной установки:

$H_{в}$ - высота всасывания;
 $H_{н}$ - высота нагнетания

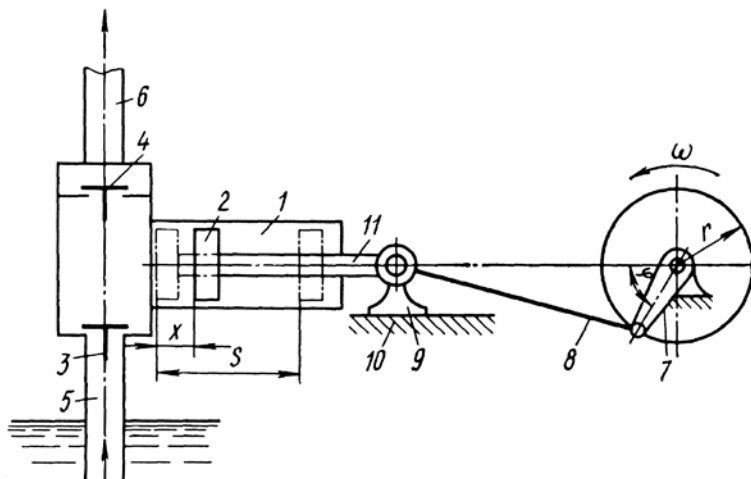


Рис. 6.2. Схема поршневого насоса одинарного действия

Приводная часть поршневого насоса служит для передачи энергии от двигателя к поршню. Она состоит из кривошипно-шатунного механизма, включающего кривошип 7, шатун 8, ползун 9 и направляющее 10 для ползуна. Кривошип 7 жестко посажен на вал двигателя или редуктора и вращается вместе с ним. Кривошип шарнирно соединен с шатуном 8, который также шарнирно связан с ползуном 9. При вращении кривошипа шатун 8 перемещает ползун 9 в направляющих 10 взад и вперед. Благодаря этому совершает возвратно-поступательное движение и поршень 2, связанный штоком 11 с ползуном. Движение поршня оказывается неравномерным: его скорость непрерывно изменяется от нуля в крайних положениях до максимального значения в среднем положении.

Поршневой насос, показанный на (рис.6.3), подает жидкость один раз за один полный оборот кривошипа. Подобные насосы называют насосами одностороннего действия. При движении поршня 2 слева направо в цилиндре между поршнем и крышкой цилиндра создается разрежение, т.е. давление оказывается ниже, чем на поверхности перекачиваемой жидкости в приемной емкости. Вследствие разности давлений открывается всасывающий клапан 3 и жидкость по всасывающему трубопроводу 5 поступает в цилиндр насоса. Этот процесс называется всасыванием. Он длится

до тех пор, пока поршень не займет крайнее правое положение. При движении поршня справа налево всасывающий клапан 3 опускается, а нагнетательный клапан 4 открывается, и жидкость под давлением вытесняется из цилиндра в нагнетательный трубопровод 6. Далее циклы повторяются.

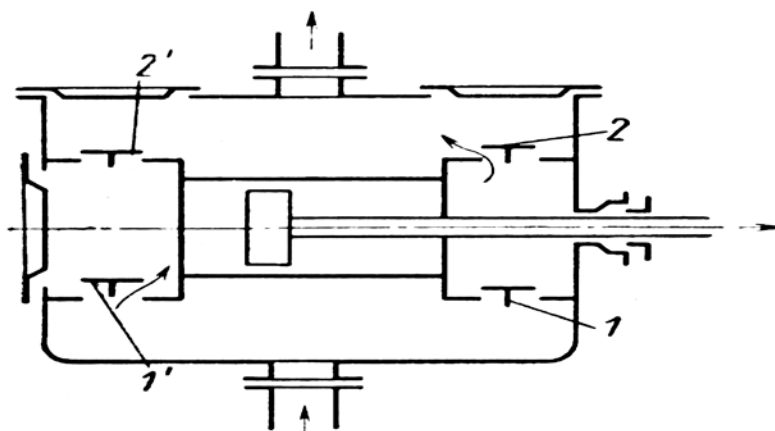


Рис. 6.3. Схема поршневого двустороннего действия

Расстояние между крайними положениями поршня в цилиндре называется ходом поршня и обозначается буквой S .

Кроме насосов одностороннего действия, в промышленности используются поршневые насосы многократного действия, в которых за один полный оборот кривошипа жидкость подается в напорный трубопровод два и большее число раз. В соответствии с этим они называются насосами двустороннего, трехстороннего и т. д. действия.

В возвратно-поступательном насосе двустороннего действия (рис.6.3) четыре клапана (по два с каждой стороны): два всасывающих 1 и 1' и два нагнетательных 2 и 2'. При движении поршня вправо (по чертежу) в левой части цилиндра этого насоса происходит всасывание, в правой - нагнетание. При обратном движении поршня, наоборот, справа происходит всасывание, слева - нагнетание.

Возвратно-поступательные насосы, у которых рабочие органы выполнены в виде плунжеров, называют **плунжерными насосами**. Они используются в основном для перекачивания жидкостей под большим давлением, так как плунжер легче уплотнить, чем поршень.

Насосы тройного действия (рис.6.4) состоят из трех насосов одинарного действия, имеющих общий коленчатый вал, общие всасывающий и нагнетательный трубопроводы. Кривошипы этих насосов расположены под углом 120° друг к другу. На (рис.6.4) положение поршней определяют следующие процессы: в цилиндре 1 закончилось нагнетание жидкости; в цилиндре 2 происходит нагнетание; в цилиндре 3 совершается процесс всасывания. При дальнейшем повороте коленчатого вала поршень в цилиндре 1 будет двигаться вверх и начнется процесс всасывания жидкости, поршень в цилиндре 2 продолжит движение вниз, заканчивая процесс

нагнетания, а в цилиндре 3 поршень при продолжении своего движения вверх закончит процесс всасывания. Таким образом, при работе насоса не бывает моментов, когда бы ни было подачи жидкости. Насосы тройного действия (триплексы) обладают наибольшей равномерностью подачи.

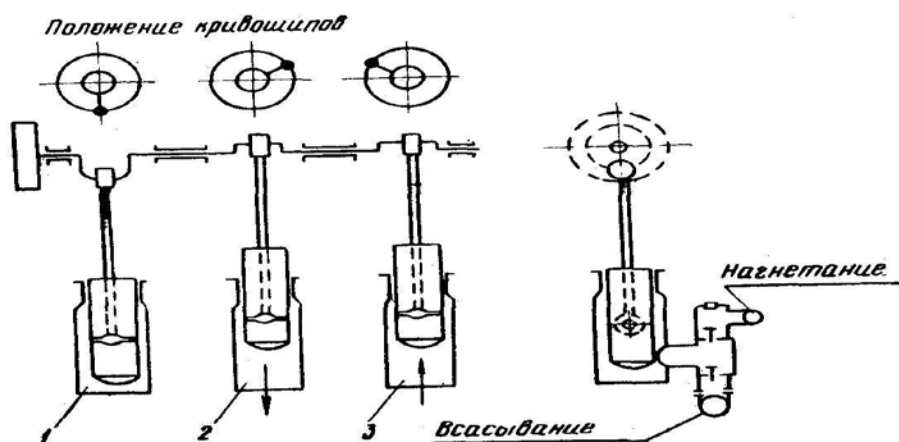


Рис. 6.4. Схема плунжерного вертикального насоса тройного действия

Один из типов плунжерных насосов - дифференциальный плунжерный насос показан на (рис.6.5). Этот насос имеет два клапана (всасывающий 1 и нагнетательный 2) и две камеры (рабочую 4 и дополнительную 5). Камеры соединены между собой напорным коленом 3. В дифференциальном насосе всасывание производится один раз за оборот коленчатого вала, а нагнетание - дважды. Благодаря этому достигается более равномерная подача жидкости в нагнетательный трубопровод, чем в насосе однократного действия.

Газовые колпаки. В поршневых насосах на линии нагнетания ставят газовые колпаки. Газовый колпак представляет собой герметически закрытый сосуд, нижняя часть которого заполнена перекачиваемой жидкостью, а верхняя - газом, не реагирующим с жидкостью (воздух, азот и т.д.).

При увеличенной подаче жидкости газ, находящийся в колпаке, сжимается, и колпак принимает избыточный объем жидкости. При уменьшенной подаче сжатый газ в колпаке расширяется и передает принятый объем жидкости в нагнетательный трубопровод. Таким образом, объем газа в колпаке непрерывно изменяется от максимального до минимального.

6.2. Трехплунжерные приводные насосы

Трехплунжерные приводные насосы широко применяются в нефтяной, химической и других отраслях промышленности. Они отличаются плавностью подачи, способны создавать высокие давления, что очень важно для многих технологических процессов. Трехплунжерные насосы разнообразны по конструкции, габаритным размерам, назначению и создаваемому напору. Однако принцип их действия одинаков, а устройство, в основном, аналогичное.

На (рис.6.5) представлен разрез трехпоршневого насоса одностороннего действия, применяемого в нефтяной промышленности в качестве бурового насоса. В химической промышленности широко используются насосы типа *ХТ* – горизонтальные тройного действия, предназначены для подачи в аппараты серной кислоты, сжиженных углеводородов и других жидкостей. Подача насосов от 1,6 до 8 м³/ч при давлении нагнетания от 2,5 до 6,4 МПа, число двойных ходов в минуту - 200.

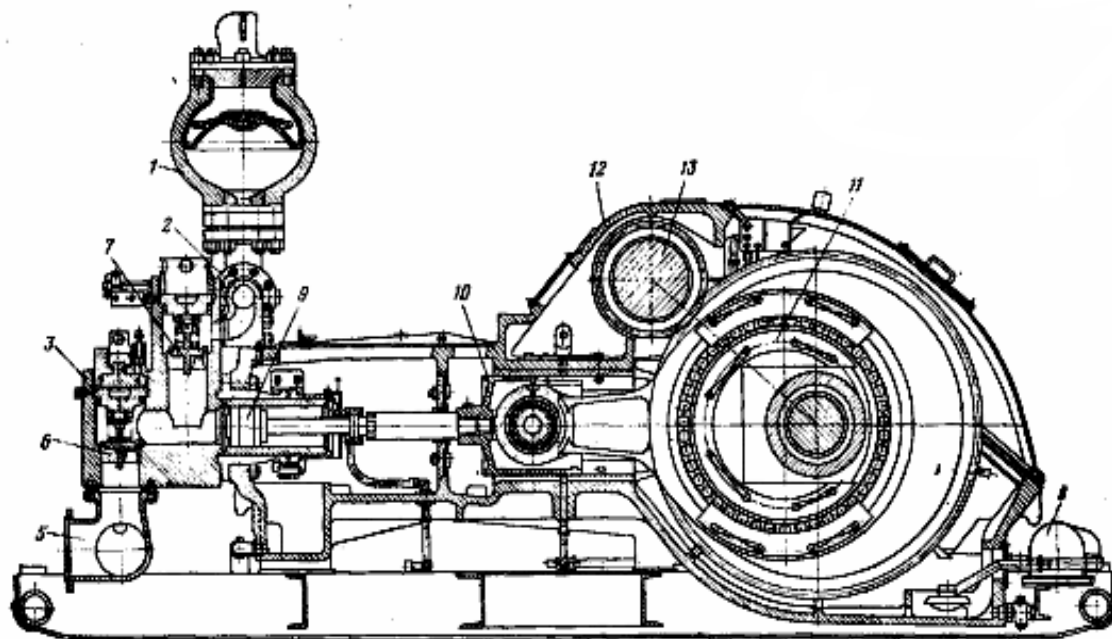


Рис. 6.5. - Трехпоршневой насос одностороннего действия в разрезе:
 1 – компенсатор; 2 – выходной коллектор; 3 – гидравлическая коробка;
 4 – компенсатор всасывающий; 5 – коллектор входной; 6 – клапан всасывающий;
 7 – клапан нагнетательный; 8 – насос смазочный; 9 – поршень со штоком; 10 – ползун;
 11 – вал коренной с шатунами; 12 – станина; 13 – вал трансмиссионный

Марка насоса означает: *Х* – химический, *Т* – трехскальчатый. Промышленностью освоены следующие типы насосов: *ХТ-4/25*, *ХТ-4/20*, *ХТ-1,6/63* и *ХТ-8/52А* (числитель – подача в м³/ч, знаменатель – давление нагнетания в кгс/см²).

Промышленностью выпускаются плунжерные приводные горизонтальные трехцилиндровые с регулируемой подачей насосы типа *ХТр*: *ХТр-1,5/200*, *ХТр-4/100*, *ХТр-4/320*, *ХТр-30/50* и др. Эти насосы предназначены для перекачивания агрессивных жидкостей с температурой от - 30 до 100°С. Регулирование подачи осуществляется плавно специальным механизмом, встроенным в насос.

На (рис.6.6) изображен продольный разрез приводного скальчатого насоса типа ХТ.

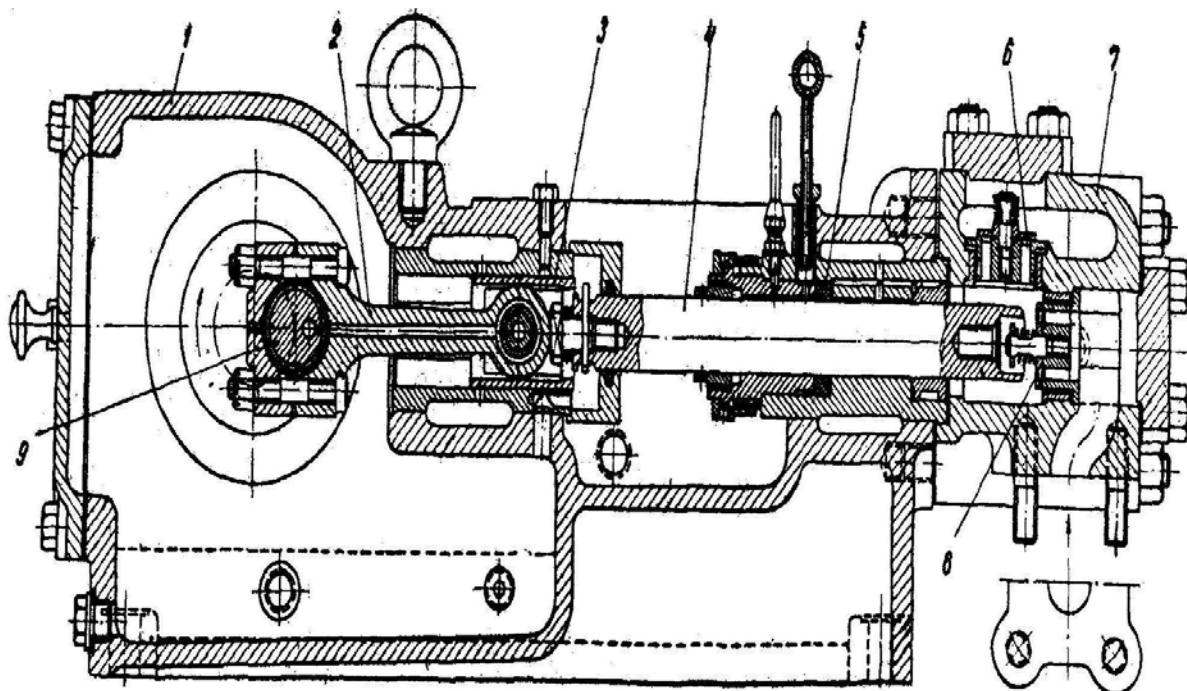


Рис. 6.6. Продольный разрез приводного скальчатого насоса типа ХТ:
1 – станина; 2 – шатун; 3 – ползун; 4 – скалка; 5 – уплотнение (манжеты);
6 – нагнетательный клапан; 7 – блок цилиндров; 8 – всасывающий клапан;
9 – коленчатый вал

Каждый насос типа ХТ, используемых в химической промышленности, состоит из двух основных частей: блока гидравлических цилиндров 7 и чугунной станины 1, в которой находятся детали движения приводной части насоса: коленчатый вал 9 на подшипниках качения, стальные шатуны 2 и чугунные ползуны 3 со скалками 4 из нержавеющей стали.

В блоке гидравлических цилиндров размещены три впускных 8 и три нагнетательных клапана 6.

Насосы имеют предохранительные клапаны, перепускающие всю перекачиваемую жидкость в полость всасывания гидравлического блока при давлении, превышающем установленное давление заводом-изготовителем.

Сальники насосов снабжены уплотняющими манжетами 5 из резины и кольцами из текстолита, расположенными в обоймах.

Детали движения приводной части смазываются при помощи соединенного с коленчатым валом зубчатого насоса, укрепленного на станине, в которую залито масло. Зубчатый насос всасывает из станины масло, которое проходит через фильтр, и по сверлениям в вале и шатунах подает его к подшипникам.

6.3. Дозировочные насосы

Поршневые насосы используют не только для транспортирования различных жидкостей, но и для точного непрерывного отмеривания, т.е. объемного дозирования жидких компонентов в технологических процессах химических, нефтехимических, пищевых, теплоэнергетических и других производств. Современные дозировочные насосы, совмещая функции транспортирования, регулирования и измерения количества жидкости, заменяют целый комплекс оборудования.

Дозировочные агрегаты, включающие один или несколько дозировочных насосов, состоят из приводной и гидравлической части. Приводная часть позволяет плавно регулировать подачу жидкости в широких пределах от 100% до 0 во всех насосах одновременно и в каждом отдельно. Изменение производительности насоса достигается изменением числа его ходов. Регулирование осуществляется вручную и автоматически.

Насосы-дозаторы изготавливаются следующих марок: НД-10/100, НД-16/250, НД25/250, НД-100/250 и др. Числитель дроби показывает номинальную подачу в л/ч, а знаменатель – максимальное давление в кгс/см².

Насосы-дозаторы типа НД используются для объемного напорного дозирования различных чистых нейтральных и агрессивных жидкостей, эмульсий и суспензий. Эти насосы являются одноплунжерными горизонтальными насосами одинарного действия с индивидуальными электродвигателями и червячными одноступенчатыми редукторами. Гидравлическая часть изготовлена из стали Х18Н9Т. Для уплотнения плунжеров при подаче нейтральных и слабоагрессивных сред с температурой до 80°С применяют манжеты из резины 4004, а при подаче агрессивных сред с температурой до 200 °С - манжеты из фторопласта 4Б.

Саратовский завод «Нефтемаш» выпускает плунжерные дозировочные электроприводные насосы типа ДГ и ДК. Насосы типа ДК предназначены для дозированного перекачивания различных коррозионных жидкостей, не вызывающих быстрой коррозии стали марки Х17Н13М3Т и не влияющих на резину марки 4004. Допустимая температура перекачиваемых жидкостей от - 70 до + 100 °С при уплотнении плунжера мягкой набивкой из фторопласта 4Б и от - 20 до +100 °С при уплотнении плунжера резинометаллической манжетой.

Насосы типа ДГ предназначены для дозированного перекачивания нефтепродуктов, химических реагентов, холодных сжиженных углеводородных газов и других жидкостей, не вызывающих коррозии углеродистых сталей и не влияющих на резину марки 4004. Температура перекачиваемой жидкости допускается от - 40 до + 400°С.

Насосы типа ДГ и ДК (рис.6.7) - горизонтальные, двухцилиндровые, одинарного действия, имеют одинаковую приводную часть. Подача регулируется вручную без остановки насоса.

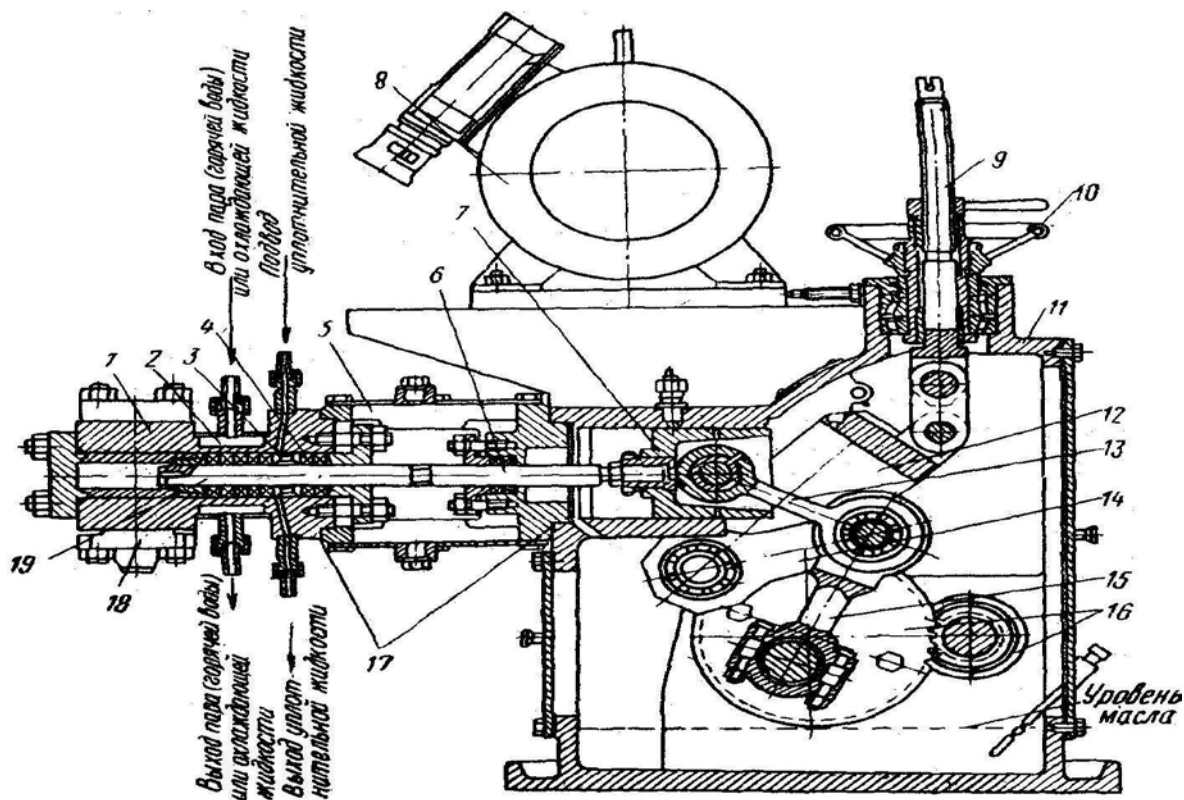


Рис. 6.7. Электроприводный дозировочный насос типа ДК – 64:

- 1 - гидравлическая часть насоса; 2 – полости для циркуляции теплоносителя (или хладагента); 3 – фонарное кольцо; 4 – сальниковая набивка; 5 – средник; 6 – шток; 7 – крейцкопф; 8 – электродвигатель; 9 – винтовая пара; 10 – маховик; 11 – корпус картера; 12 – щеки поворотных рамок; 13 – тяга; 14 – серьга; 15 – шатун; 16 – зубчатая передача; 17 – прокладка; 18 – клапан; 19 - плунжер

Гидравлическая часть насосов типа ДГ и ДК состоит из двух отдельных блоков цилиндров одинарного действия, выполненных из поковок за одно целое с клапанными коробками. Корпусные детали гидравлической части изготовлены из качественной углеродистой стали (насосы типа ДГ) и из коррозионно-стойкой стали Х17Н13М2Т (насосы типа ДК). Нагнетательные и всасывающие клапаны одинаковы по конструкции – тарельчатые с пружинной нагрузкой. Седла клапанов запрессованы в расточки клапанных коробок на конической посадке.

Плунжеры насосов работают в бронзовых грундбуксах и уплотнены сальниками, разработанными в двух вариантах: а) с мягкой набивкой марки АПС - в этом случае устанавливаются фонарные кольца для отвода просачивающегося продукта и подвода уплотнительной жидкости; б) с резинометаллической манжетой, в средней части которой имеется проточка со сверлениями для подачи смазывающей жидкости. Во избежание утечки смазывающей жидкости наружу в хвостовой части резинометаллической манжеты установлены резиновые кольца.

Подтяжка сальников производится нажимными стаканами со стороны приводной части; набивка сальников - в основном, со стороны лобовых крышек.

Крышки цилиндров, клапанных коробок, приемной и напорный фланцы присоединены к корпусам цилиндров на шпильках и уплотнены спирально - витыми из нержавеющей стали и асбеста или медными прокладками.

Блоки цилиндров имеют специальные полости 2, куда подается пар или горячая вода подогрева блока при нагнетании вязких или легко застывающих продуктов. При нагнетании продуктов с температурой выше 100 °С в эти же полости подается охлаждающая жидкость.

Гидравлическая часть насосов типа ДК аналогична по конструкции и отличается в основном исполнением по материалу. Корпусные детали, а также клапаны, плунжеры выполняются из коррозионно-стойкой стали Х17Н13М3Т. Нагнетательные и всасывающие клапаны одинаковы по конструкции. Седла клапанов крепятся в расточках клапанных коробок на конической посадке.

6.4. Ремонт поршневых насосов

Рекомендуется следующая периодичность ремонта насоса: проверка через 500 ч, текущий ремонт через 2000 ч, средний ремонт через 4000 ч и капитальный через 10000 – 15000 ч работы.

Проверка насоса включает: осмотр клапанов и седел, подтяжку всех элементов крепления насоса, проверку масленок и лубрикаторов и при необходимости частичную замену клапанных пружин, поршневых и золотниковых колец и т. д.

При текущем ремонте производятся:

- 1) полная разборка насоса;
- 2) очистка всех деталей и их тщательный осмотр;
- 3) исправление рабочих поверхностей цилиндров (зачистка задирав и т.д.);
- 4) проверка поршней и при необходимости смена поршневых колец;
- 5) проверка на станке поршневых и золотниковых штоков;
- 6) подгонка по штокам сальников и втулок грундбоксы;
- 7) проверка клапанов и клапанных седел, а также смена негодных клапанов и пружин;
- 8) замена изношенных крепежных деталей;
- 9) исправление мест прилегания крышек;
- 10) ремонт запорной арматуры насоса;
- 11) сборка насоса; испытание на плотность клапанов, поршневых колец давлением.

Средний ремонт включает в себя все работы текущего ремонта и, кроме того, замер износа цилиндров и проверку поршней на станке, частичную замену клапанных седел.

В процессе капитального ремонта выполняются:

- 1) расточка гидравлического цилиндра и замена цилиндрических втулок;
- 2) замена поршней и поршневых колец с подгонкой колец по канавкам поршней и пришабровкой по рабочей поверхности;
- 3) замена поршневых штоков, сальников, грундбоксы, втулок, замена клапанных седел, клапанов, пружин и ремонт запорной арматуры.

Ремонт деталей поршневых насосов. Наибольшему износу подвергаются следующие детали поршневых насосов: внутренние поверхности цилиндров, поршневая группа, поршневые штоки, грундбоксы, клапаны и гнезда, валики и пальцы.

Величина наибольшего допустимого износа гидравлического цилиндра приведена в табл.6.1.

Таблица 6.1

Допустимый износ цилиндра (в мм)

Внутренний диаметр цилиндра, мм	наибольшее увеличение диаметра, мм	эллипсность, мм	бочкообразность или конусность, мм
от 100 до 150	1,8	0,4	0,15
151 - 200	2,4	0,5	0,2
201 - 250	3,0	0,6	0,25
251 - 300	3,6	0,75	0,3
301 - 350	4,2	0,8	0,35
351 - 400	4,75	1,0	0,4
401 - 450	5,4	1,2	0,5
451 - 500	6,0	1,4	0,5
501 - 550	6,6	1,5	0,6
551 - 600	7,2	1,5	0,6

Примечание:

1. Растачивание или шлифование цилиндров производят, если эллипсность, бочкообразность или конусность превышает указанные нормы
2. Рубашки цилиндров меняются при уменьшении первоначальной толщины на 15%

При ремонте цилиндров производят:

1) опиловку и шабрение небольших рисок и задирав, расточку на горизонтально-расточном станке в ремонтном цехе или при помощи приспособления (рис.6.8) или на месте;

2) замену рабочей втулки и при необходимости загильзовку цилиндров.

При загильзовке цилиндров производят расточку диаметра на горизонтально-расточном станке, гильзу изготавливают с припуском по внутреннему диаметру +1 мм на сторону, по наружному диаметру +0,05 мм.

Поршневая группа. Зазор между поршнем и цилиндром определяется щупом. В табл.6.2. приведены размеры предельного зазора между поршнем и цилиндром.

Незначительные местные дефекты на поверхности плунжера устраняются личным напильником, шкуркой или шлифовкой. Износ поршневых колец определяются по величине зазора в канавке поршня (по высоте), в замке и по упругости колец.

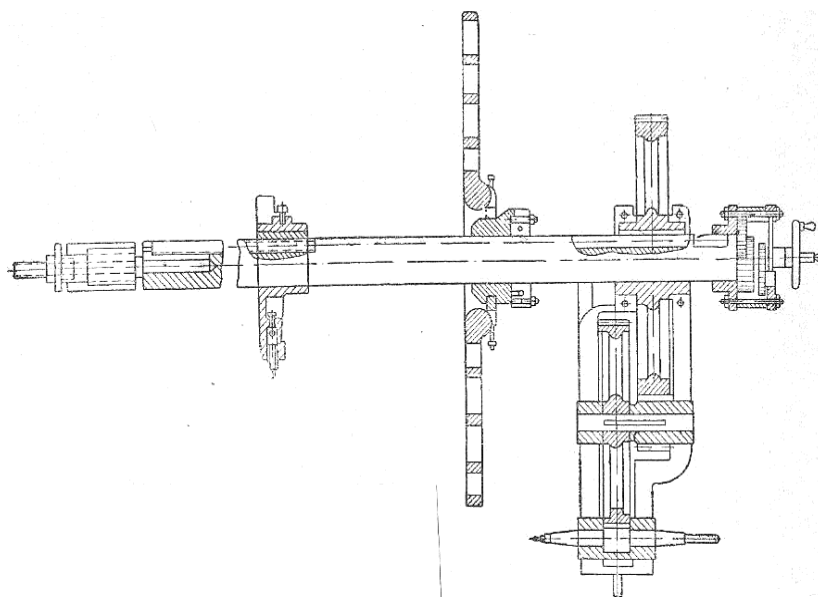


Рис. 6.8. Приспособление для расточки втулок

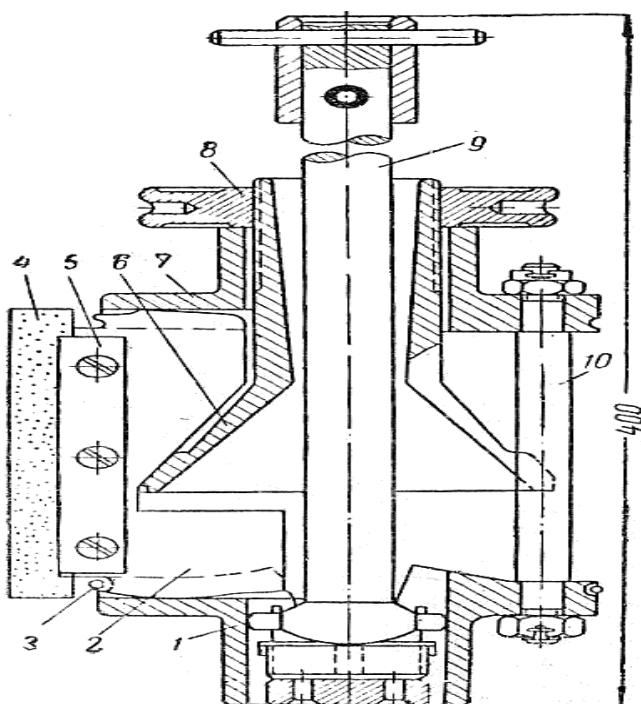


Рис. 6.9. Хонинговальная головка:

1 - тарелка; 2 - корпус головки; 3 - кольцевые пружины; 4 - корундовые бруски; 5 - зажимы для брусков; 6 - цанга; 7 - крышка; 8 - гайка; 9 - шток; 10 - шпилька

Таблица 6.2

Предельный зазор между поршнем и цилиндром (в мм)

Внутренний диаметр цилиндра	Предельный зазор по диаметру	Внутренний диаметр цилиндра	Предельный зазор по диаметру
50	0,75	250	3,75
75	1,25	275	3,9
100	1,5	300	4,0
125	1,9	325	4,5
150	2,25	375	5,0
175	2,4	400	5,5
200	3,0	450	6,0
225	3,3		

Измерение зазоров: по высоте производится щупом при надетых на поршень кольцах по всей окружности канавки, а также в замке, когда поршневые кольца снимаются с поршня и вводятся в цилиндр.

Упругость поршневых колец может быть проверена следующим образом: кольцо снимают с поршня и сжимают до соприкосновения в стыке; при освобождении кольцо должно принять свою первоначальную форму.

Таблица 6.3

Данные об износе поршневых колец (в мм)

Внутренний диаметр цилиндра	Зазор в канавке	Зазор в замке	Внутренний диаметр цилиндра	Зазор в канавке	Зазор в замке
до 100	0,08	5,0	351 - 400	0,15	10,0
101 - 150	0,1	6,0	401 - 450	0,15	11,0
151 - 200	0,1	7,0	451 - 500	0,15	12,0
201 - 250	0,12	8,0	501 - 550	0,18	12,5
251 - 300	0,12	9,0	551 - 600	0,18	13,0
301 - 350	0,15	9,5			

Поршневые кольца могут изготавливаться двумя методами: двойной механической обработкой (рис.6.10, и табл.6.4) или термофиксацией.

Табл.6.4 (данные об обработке штоков от истирания) и табл.6.5 - наибольший допустимый износgrundбукс (в мм)

Допустимый износgrundбукс

Данные об отбраковке штоков от истирания			Наибольший допустимый износgrundбукс		
Внутренний диаметр цилиндра, мм	Неравномерность диаметра по длине, мм	Эллиптичность, мм	Внутренний диаметр цилиндра, мм	Эллиптичность, мм	Наибольшее увеличение диаметра, мм
до 50	0,1	0,1	до 50	0,5	1,85
51 - 75	0,15	0,15	51 - 75	0,75	2,4
76 - 100	0,2	0,15	76 - 100	1,0	3,2
101 - 125	0,25	0,2	101 - 125	1,25	3,9
126 - 150	0,3	0,2	126 - 150	1,5	4,4
151 - 175	0,4	0,25	151 - 175	1,75	4,6

Кольца диаметром до 500 мм также могут быть изготовлены методом термофиксации. Порядок изготовления колец при этом следующий: отливка заготовки, проточка заготовки до окончательных размеров, разрезка колец по высоте a' и вырезка замка A (см. рис.6.10), установка колец в оправку (концы разводят на величину A), укладка оправки с кольцами в стальной ящик, засыпка чугуновой стружкой, нагрев ящика до 600°C, выдерживание 6 – 8 ч и охлаждение на воздухе.

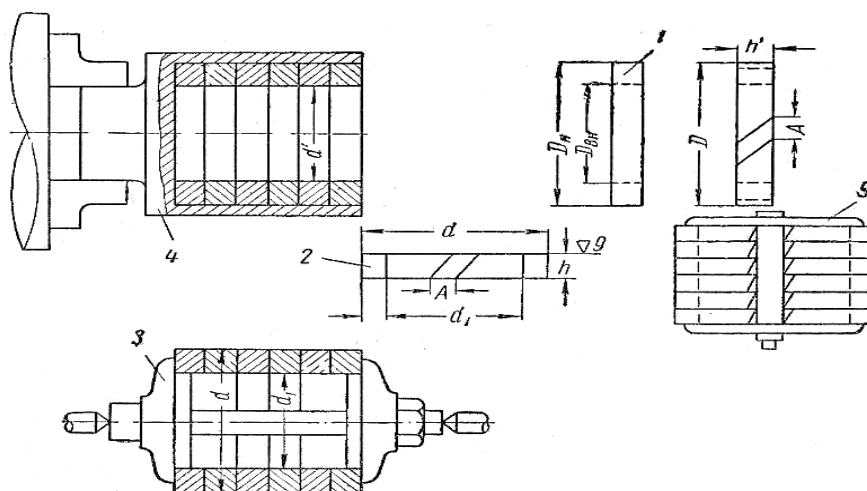


Рис. 6.10. Обработка поршневых колец:

- 1 – заготовка; 2 – готовое кольцо; 3 – оправка для наружной обточки;
4 – оправка для расточки; 5 – подготовка колец для термофиксации

Основными видами износа поршневых штоков являются, истирание рабочей части, царапины и задиры, а также прогиб. Данные об отбраковке штоков от истирания приведены в табл.6.4. При превышении нормы износа шток протачивают и шлифуют.

При ремонте штоков должен быть проверен в центрах токарного станка на биение. Если биение более 0,1 мм, штоки правят или протачивают. При этом применяют термический, механический или термомеханический способ правки.

Проточку штоков разрешается проводить несколько раз до определенной величины.

Грундбоксы изнашиваются по диаметру. Их размер проверяют штихмусом в двух взаимно-перпендикулярных направлениях.

В табл.6.5 приводятся данные о наибольшем допустимом износе грундбоксы.

Клапаны и седла проверяют посредством наружного осмотра и заливки керосином. При незначительных дефектах клапан притирается по седлу без демонтажа последнего. При значительных повреждениях клапаны и седла протачивают на токарном станке. При необходимости впрессовать седло пользуются приспособлением, изображенным на (рис.6.11).

Для ремонта посадочных мест для седла можно использовать приспособление, показанное на (рис.6.12).

Причинами отбраковки пружины являются значительная коррозия, уменьшение высоты пружины на 10 – 15% от номинальной высоты, неперпендикулярность торцов пружин к ее оси. Отбракованные пружины заменяются.

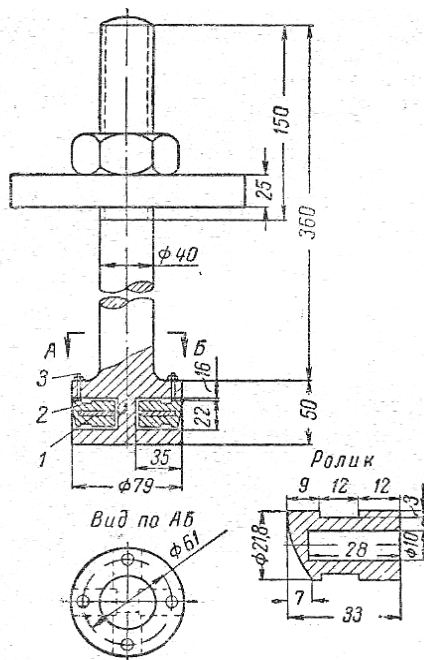


Рис. 6.11. Приспособление для выпрессовки седел:
1 – пружина; 2 – ролик; 3 – винт

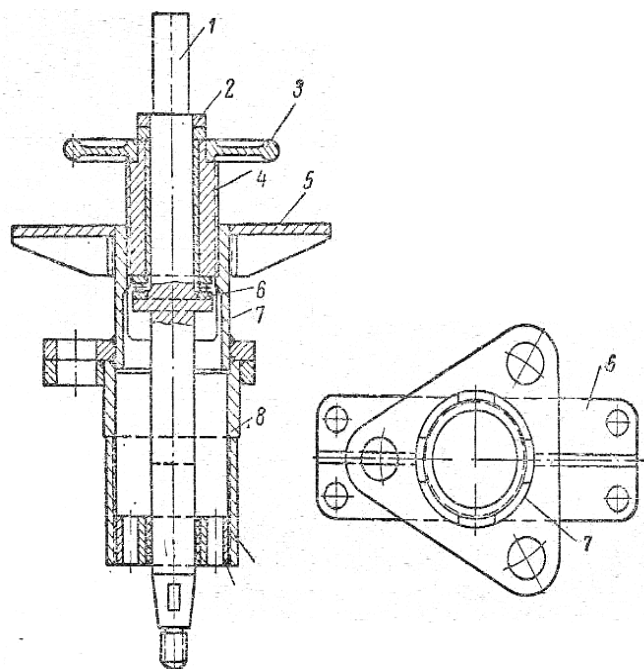


Рис. 6.12. Приспособление для ремонта седел поршневых клапанов: насосов:
1 – шпindelь; 2 – гайка; 3 – маховик;
4 – муфта; 5 – опорная площадка;
6 – подшипник; 7 – бабка; 8 – фонарь;
9 – втулка

6.5. Испытание насосов

Испытание насоса производится после монтажа или ремонта.

Производительность насосов определяют диафрагмами, водометрами и мерительными баками. Для полного анализа работы насоса снимают индикаторную диаграмму гидравлических цилиндров.

На (рис.6.13) приведены диаграммы, иллюстрирующие основные случаи неудовлетворительной работы насоса.

Диаграмма 1, имеющая пологую линию **a** подъема давления, показывает, что насос всасывает вместе с жидкостью воздух, который выталкивается через напорный клапан после того, как поршень сжимает этот воздух по линии **a**. В результате засасывания воздуха уменьшается подача жидкости на участках l_1 и l , так как на части нагнетательного хода, соответствующей отрезку **C**, равной $l_1 - l$, жидкость в напорную трубу не подается, а происходит только сжатие воздуха, попавшего в рабочую камеру.

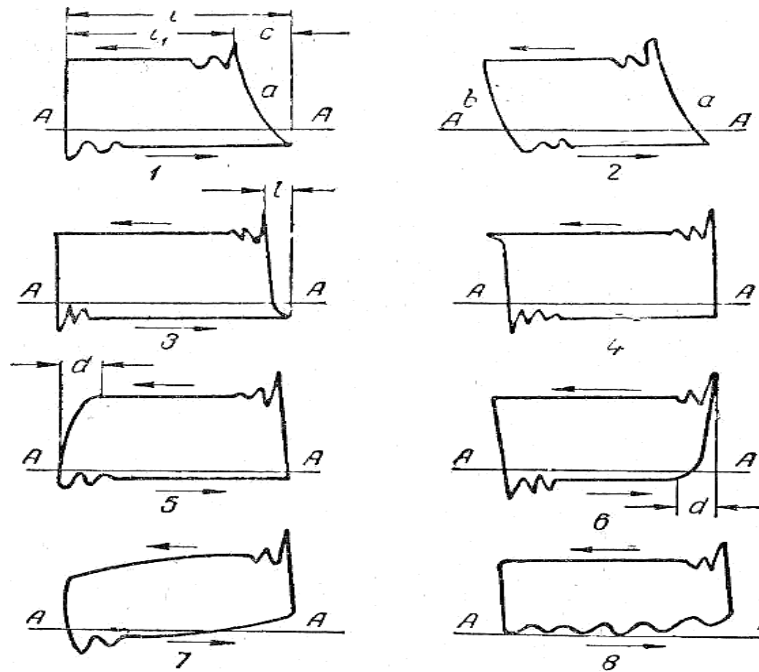


Рис. 6.13. Примеры искаженных индикаторных диаграмм поршневого насоса

Диаграмма 2 получается у насоса, в рабочей камере которого из-за несовершенной конструкции образуется так называемый воздушный мешок, т. е. воздух задерживается и не может выйти через напорный клапан. Давление всасывания, при котором откроется всасывающий клапан, устанавливается лишь после того, как воздух в «мешке» расширится по линии **в**. Воздушный мешок уменьшает подачу насоса.

Диаграмма 3 указывает на позднюю посадку всасывающего клапана, который на части хода l пропускает жидкость и не позволяет давлению в рабочей камере подняться до величины, необходимой для открытия напорного клапана. Необходимо увеличить нагрузку клапана, т.е. подтянуть или поставить более сильные пружины.

Диаграмма 4 свидетельствует о запаздывании закрытия напорного клапана. Необходимо увеличить его нагрузку, заменив пружины.

Диаграммы 5 и 6 указывают на неплотности (вследствие засорения или другой неисправности) клапанов: всасывающего (5) и нагнетательного (6). Через клапаны происходит утечка жидкости, особенно заметная около мертвых точек, на участках хода поршня, соответствующих длинам d диаграммы.

Диаграмма 7 характеризует работу насоса без воздушных колпаков или с удаленными от насоса и слишком малыми по размерам колпаками.

На диаграмме 8 представлен случай, когда жидкость подходит к насосу самотеком и неравномерно входит в рабочую камеру. Для выравнивания поступления жидкости следует увеличить нагрузку всасывающего клапана.

Помимо неисправностей гидравлической части, характер которых рассмотрен по индикаторным диаграммам, у поршневых насосов возможны и другие неполадки табл.6.5.

Таблица 6.5

Возможные неисправности поршневых насосов

Неисправности	Причины неисправностей
Насос не делает ходов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Закрыта задвижка на напорном трубопроводе 2. Сильно зажаты сальники штоков
При пуске насос не подает жидкость	<ol style="list-style-type: none"> 1. Закрыта задвижка на всасывающем трубопроводе 2. Насос всасывает воздух 3. Велика высота всасывания или высока температура перекачиваемой жидкости
Недостаточно количество подаваемой жидкости	<ol style="list-style-type: none"> 1. Подсос воздуха 2. Неисправность или засорение клапанов 3. Неисправность поршневых колец гидравлических цилиндров
При работе насоса появляется ненормальный стук, удары	<ol style="list-style-type: none"> 1. Удары в гидравлических цилиндрах насоса из-за их недостаточного наполнения при всасывании или от гидравлических ударов в нагнетательном трубопроводе 2. Металлический стук при перемене хода поршня от ослабления гаек, крепящих поршень на штоке или муфту штоков, а также при слабо натянутых пружинах клапанов или их поломке 3. Увеличение зазоров в шатунных или коренных подшипника

ГЛАВА 7. КОМПРЕССОРЫ, ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ В РАЗЛИЧНЫХ ОТРАСЛЯХ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Компрессоры – это машины, служащие для сжатия газа или воздуха на давление более 0,2 МПа. Они предназначены также для перемещения газа или воздуха по трубопроводам и аппаратам.

Классификация компрессоров:

А. по принципу действия компрессоры делятся на: объемные и динамические. К **объемным** относятся: поршневые, роторные (пластинчатые), а также винтовые с ротором переменного шага и мембранные, в которых мембрана играет роль поршня.

Динамические компрессоры (турбокомпрессоры) делятся:

- **центробежные** – с потоком газа, направленным радиально от центра к периферии;

- **осевые** с потоком газа, движущимся в осевом направлении при вращении колеса с лопатками.

Б. по назначению – в зависимости от вида производства (химические, газоперекачивающие, общего назначения и др.).

В. По конечному давлению – 1) **низкого** давления, создающие давление газа (0,2 - 1,0 МПа); 2) **среднего** давления (1,0 - 10 МПа); 3) **высокого** давления (10 – 100 МПа); 4) **сверхвысокого** давления – свыше 100 МПа.

Г. по производительности (подаче) – 1) с **малой** подачей (до 0,015 м³/с); 2) **средней** подачей (0,015 – 1500 м³/с); 3) **большой** подачей – свыше 1500 м³/с.

Д. по способу отвода тепла – 1) с **воздушным** охлаждением компрессора и сжимаемого газа; 2) **водяным** охлаждением компрессора и сжимаемого газа.

Е. – по типу привода различают: 1) с **электроприводом**; 2) **паровой** или **газовой турбиной**; 3) с двигателем внутреннего сгорания (ДВС).

Ж. по виду (способу) установки компрессоры подразделяются на: 1) **стационарные** (на фундаменте или специальных опорах); 2) **передвижные** (на шасси или раме).

З. по степени сжатия – это отношение конечного давления P_2 , создаваемого компрессором, к начальному давлению – P_1 , при котором происходит всасывание газа, компрессорные машины различают:

а) вентиляторы – (P_2/P_1 менее 1,0) для перемещения больших объемов газа;

б) газодувки – ($1,1 \leq P_2/P_1 \leq 3,0$) для перемещения больших объемов газа при относительно высоком сопротивлении газопроводящей сети;

в) компрессоры – ($P_2/P_1 \geq 3,0$) для создания высоких давлений;

г) вакуум-насосы - для отсасывания газов при давлении ниже атмосферного.

На (рис.7.1) приведены схемы поршневых компрессоров. *Примечание.* Сплошные линии указывают движение газа, происходящее в компрессоре в данный момент, штриховые линии - движение газа при обратном ходе поршня. Римскими цифрами обозначены номера ступеней.

7.1. Принцип действия поршневых компрессоров

В поршневых компрессорах сжатие газа осуществляется в результате перемещения поршня, совершающего возвратно-поступательное движение в цилиндре под действием кривошипно-шатунного механизма (КШМ).

КШМ компрессора включает в себя шатун, коленчатый вал, шток поршня, крейцкопф. Крайние положения поршня в цилиндре называют мертвыми точками, а пространство между крышкой цилиндра и торцом поршня, находящегося в мертвой точке, называют мертвым пространством.

При всасывании поршень, двигаясь из одной мертвой точки к другой, создает разрежение газа, оставшегося в мертвом пространстве цилиндра, в результате чего открывается всасывающий клапан и происходит всасывание газа. При обратном движении поршня газ сжимается, давление возрастает, впускной клапан закрывается. При давлении в цилиндре, превышающем давление за нагнетательным клапаном, последний открывается и начинается этап нагнетания газа, который длится до возвращения поршня в начальное крайнее положение. Процесс повторяется с каждым оборотом коленчатого вала.

Компрессоры различаются также по числу цилиндров и числу ступеней сжатия. При последовательном сжатии газ необходимо охлаждать после каждой ступени, так как при высокой температуре в цилиндрической группе смазочные масла разлагаются, теряют свои эксплуатационные качества, образуют нагар, наличие которого может привести к воспламенению и взрыву в цилиндре.

Поршневые компрессоры подразделяют по расположению цилиндров на: вертикальные, У-образные, прямоугольные и горизонтальные оппозитные.

Оппозитный - это компрессор, у которого цилиндры расположены горизонтально по обе стороны рамы. В зависимости от назначения выпускают в двух-четырех и шести рядном исполнении Компрессоры крейцкопфные со встречно-движущимися поршнями. Охлаждение цилиндров водяное, смазывание механизма движения циркуляционное. Смазка цилиндра и уплотнений штока – под давлением.

В У-образных компрессорах применяют бескрейцкопфный кривошипно-шатунный механизм. Коленчатый вал из ковкого чугуна устанавливают на подшипниках качения.

Станина служит для размещения КШМ и крепления цилиндров. Ее отливают из серого чугуна. Цилиндры для компрессоров малой подачи выполняют с воздушным охлаждением, со средней и большой подачей с водяным охлаждением. Цилиндры низкого и среднего давления изготавливают литьем из высокопрочного чугуна, цилиндры высокого

давления – из стальных отливок или поковок. В компрессорах низкого давления используют поршни из алюминия, для среднего давления применяют поршни, литые из чугуна и дисковые.

Поршневые кольца предназначены для устранения зазора между цилиндром и поршнем и отвода от него теплоты к стенкам цилиндра. Они имеют прямоугольное или квадратное сечение и в месте разреза замок (прямой, косой, фасонный). При низком и среднем давлениях газа материал колец – чугун. Для работы при высоком давлении кольца изготавливают из стали, бронзы, чугуна с баббитовой заливкой канавок, текстолита, капрона. Для работы без смазывания цилиндра применяют кольца на фторопластовой основе.

Самоуплотняющийся сальник, применяемый для работы при среднем и высоком давлении, состоит из двух плоских колец, одно из которых разрезано на шесть, а другое на три части (их называют соответственно уплотняющим и замыкающим). Кольца притерты торцами друг к другу и помещены в камеру. Разрезанные кольца стягивают браслетной пружиной.

Мягкие уплотнения применяют для работы при низком давлении. Материал - прессованная мелкодробленая баббитовая стружка с различными добавками, форма - цилиндрические и конические кольца, допускающие подтяжку.

Клапаны впускные и выпускные самодействующие прямооточные, кольцевые, полосовые, пластинчатые и другие в зависимости от давления.

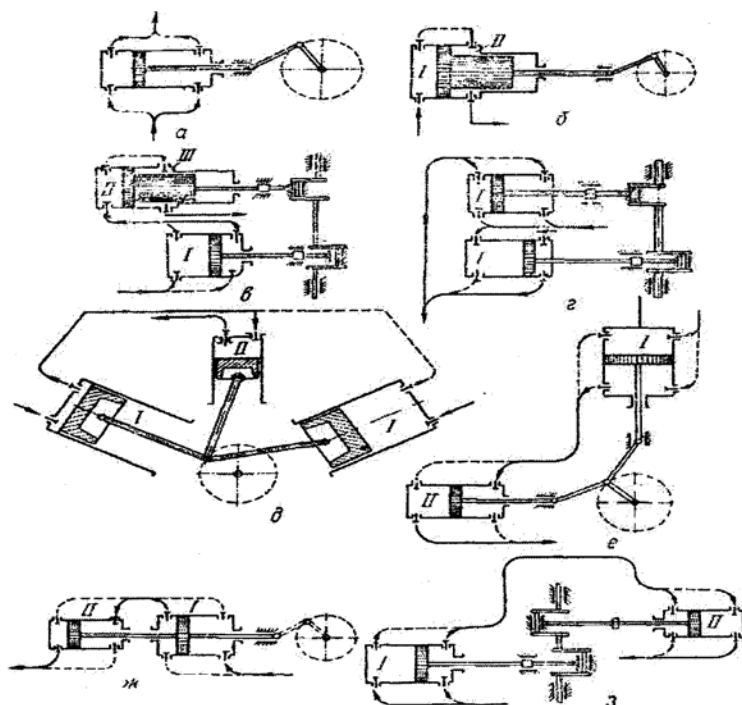


Рис. 7.1. Схемы поршневых компрессоров:

- а) компрессор двойного действия; б) с дифференциальным цилиндром;
- в) двухступенчатый; г) одноступенчатый, двухрядный двойного действия;
- д) двухступенчатый, трехцилиндровый простого действия;
- е) угловой, двухступенчатый, двойного действия;
- ж) однорядный, двухступенчатый двойного действия;
- з) двухступенчатый двойного действия со встречным (оппозитным) движением поршней

7.2. Компрессоры, используемые на предприятиях нефтегазопереработки и нефтехимии

Химическая, нефтеперерабатывающая и нефтехимическая отрасли промышленности являются основными потребителями крупных поршневых компрессоров. Они применяются, в частности, в производствах аммиака, метанола, карбамида, этилена, полиэтилена и других продуктов.

Поршневые компрессоры находят также применение в газовой, в металлургической, машиностроительной, холодильной, пищевой и других отраслях промышленности.

В последнее время выпускаются многорядные оппозитные компрессоры, предназначенные для сжатия в отдельных цилиндрах разных газов. Примером таких многослужебных компрессоров может служить машина 6М40-320/200, которая сжимает водород до 15,0 МПа и азот до 20,0 МПа.

Схемы баз оппозитных поршневых компрессоров приведены на (рис.7.2).

Базой поршневого компрессора принято называть совокупность унифицированных узлов кривошипно-шатунного механизма. В комплект узлов, повторяющихся в ряде компрессоров, входит станина с коренными подшипниками и направляющими крейцкопфов, коленчатый вал, шатуны, крейцкопфы, узлы системы смазки кривошипно-шатунного механизма и механизма проворачивания, если он не относится к электродвигателю.

Оппозитное исполнение баз характеризуется расположением шатунов и крейцкопфов по обе стороны коленчатого вала (рис.7.2,а, в, г) в отличие от старых горизонтальных баз, в которых шатуны и крейцкопфы располагаются по одну сторону коленчатого вала (рис.7.2,б).

На оппозитной базе komponуют в различном сочетании цилиндры, получая компрессоры различных назначений и параметров по производительности и давлению. Модификации оппозитных баз различают по числу рядов.

Оппозитные базы могут иметь в противоположных рядах взаимно противоположное движение крейцкопфов и поршней (рис.7.2,а, г) а также согласное или смешанное на различный угол поворота вала (рис.7.2,в).

Взаимно противоположное движение достигается смещением колен вала каждой пары противолежащих рядов на 180°. Опора между парными коленами отсутствует, и они имеют общую щеку (рис.7.2,а). В этом случае газовые силы и силы инерции, движущихся возвратно-поступательно частей в каждой паре оппозитных рядов уравновешены и коренные подшипники разгружены. Компрессоры с взаимно противоположным движением поршней имеют только четное число рядов цилиндров.

Оппозитные базы со смешанным движением крейцкопфов имеют опоры между всеми коленами вала. В этом случае угол между коленами обычно не равен 180°. Преимуществом такой конструкции является большая жесткость рамы и коленчатого вала, а также возможность выполнения компрессора с нечетным числом рядов, недостатком – худшее уравновешивание газовых сил и сил инерции в противолежащих рядах и значительная нагрузка на подшипники.

Для привода отечественных оппозитных компрессоров разработана серия быстроходных синхронных электродвигателей в открытом исполнении, а также взрывозащищенном исполнении с продувкой воздухом под избыточным давлением мощностью от 320 до 6300 кВт.

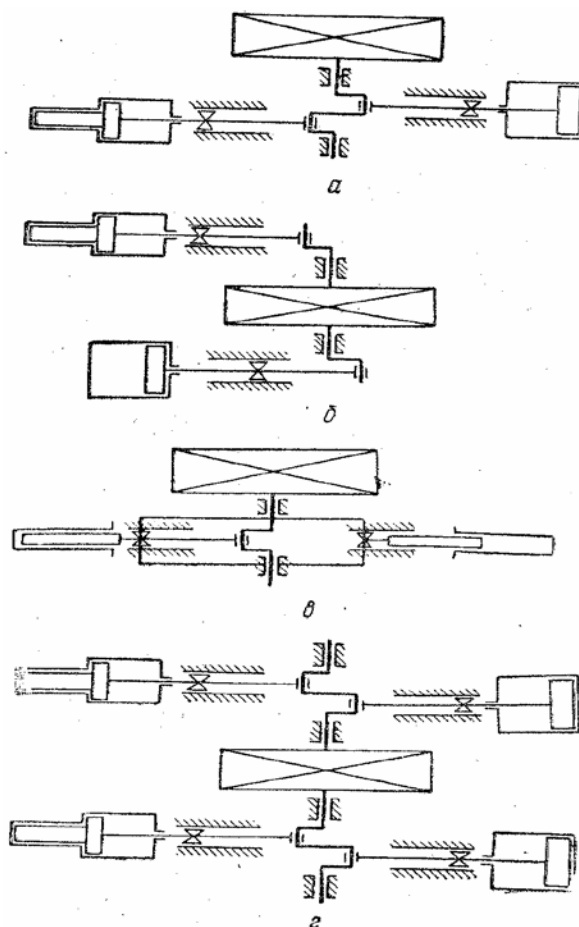


Рис. 7.2. Схемы баз:

- а) оппозитного М – образного компрессора с взаимно расположенным движением поршней в противолежащих рядах; б) горизонтального компрессора с односторонним расположением цилиндров; в) оппозитного компрессора с согласным движением поршней; г) оппозитного Н – образного компрессора

7.3. Ремонт поршневых насосов и компрессоров

Главные детали поршневого насоса и компрессора совершают вертикальное или относительное поступательное движение, поэтому подвержены интенсивному износу.

Техническое обслуживание (осмотр) – это плановая остановка компрессора для проверки состояния ходовых частей и узлов креплений, устранения неисправностей и удаления дефектных деталей без значительной разборки и длительного перерыва в работе.

Плановый осмотр производится через каждые 200 – 300 ч работы.

Техническое обслуживание осуществляется эксплуатационным (машинистами, аппаратчиками, операторами и т.п.) и обслуживающим дежурным персоналом (дежурными слесарями, электриками, мастерами КИП и А и др.) под руководством начальников смен (отделения, сменных мастеров и др.) в соответствии с действующими на предприятиях инструкциями по рабочим местам и регламентом.

В зависимости от характера и объема работ имеет место *ежедневное* (ЕО) и *периодическое* (ТО) техническое обслуживание.

Ежедневное техническое обслуживание является основным профилактическим мероприятием, обеспечивающим надежную работу оборудования между ремонтами.

В *ежедневное техническое обслуживание* входят следующие основные работы: обтирка, чистка, регулярный наружный осмотр, смазка, подтяжка сальников, проверка состояния масляных и охлаждающих систем подшипников, наблюдение за состоянием крепежных деталей, соединений и их подтяжка, проверка исправности заземления, устранение мелких дефектов, частичная регулировка, выявление общего состояния тепловой изоляции и противокоррозионной защиты, проверка состояния ограждающих устройств с целью обеспечения безопасных условий труда и др.

Ежедневное техническое обслуживание *проводится, как правило, без остановки технологического процесса.*

Выявленные дефекты и неисправности должны устраняться в возможно короткие сроки силами технологического и дежурного ремонтного персонала данной смены, и фиксироваться в сменном журнале. Сменный журнал, как правило, ведется начальниками смен или бригадирами дежурного ремонтного персонала.

Заступающий на смену обязан: ознакомиться с записями предыдущей смены; ознакомиться с состоянием оборудования; при обнаружении дефектов и неисправностей, не отраженных в журнале, сделать об этом соответствующую запись.

Периодическое техническое обслуживание - это техническое обслуживание, выполняемые через установленные в эксплуатационной документации значения наработки или интервалы времени. Планирование периодического ТО осуществляется в годовом графике.

Основным назначением периодического ТО является устранение дефектов, которые не могут быть обнаружены или устранены в период работы оборудования. Главным методом ТО является осмотр, во время которого определяется техническое состояние наиболее ответственных узлов и деталей оборудования, а также уточняется объем предстоящего ремонта.

В зависимости от характера и объема предстоящих работ для проведения периодического ТО может привлекаться ремонтный персонал технологического цеха или централизованного ремонтного подразделения.

Подготовка оборудования для проведения периодического ТО проводится сменным персоналом под руководством начальников смен, несущих персональную ответственность.

7.4. Ремонт машин для сжатия газов

Ремонт – это комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности оборудования и восстановлению ресурсов оборудования.

Для каждой работающей компрессорной машины в соответствии с особенностями повреждений и износа составных частей оборудования определены виды ремонтов, их содержание и последовательность, количество непрерывной работы между ремонтами одного и того же вида

В зависимости от трудоемкости ремонтных работ, системой планово-предупредительных работ (ППР) предусматривается проведение текущего (Т), среднего (С) и капитального (К) ремонтов табл.7.1.

Таблица 7.1

Межремонтные периоды и структуры ремонтных циклов поршневых компрессоров

Наименование оборудования	Время работы между ремонтами, час				Структура ремонтного цикла
	Техническими обслуживаниями	Текущими	Средними	Капитальными	
Компрессоры поршневые воздушные	900-1000	4500-5500	9000-11000	45000-55000	400С-5Т-4С-К
Компрессоры поршневые газовые	2700-3200	5400-6400	10800-12800	54000 - 64000	100С-5Т-4С-К
ОС-осмотр; Т-текущий ремонт; С-средний ремонт; К-капитальный ремонт					

Текущий ремонт производится на месте установки компрессора.

При текущем ремонте (Т) производится:

- 1) промывка и протирка клапанов;
- 2) смена их пружин и пластин;
- 3) перенабивка сальников арматуры;
- 4) промывка, чистка и мелкий ремонт подшипников;
- 5) очистка внутренних поверхностей водяных рубашек, масляных баков и смена масла;
- 6) осмотри притирка кранов, проверка прокладок между фланцами;
- 7) проверка обратных клапанов на маслопроводах;
- 8) очистка и промывка воздушных и масляных фильтров;
- 9) подтяжка шатунных болтов;
- 10) проверка крепления всех движущихся частей компрессора;
- 11) осмотр и мелкий ремонт валов.

При среднем ремонте выполняются все работы, относящиеся к текущему ремонту, а также:

- 1) снятие крышек цилиндров;
- 2) очистка их от нагара и зачистка поврежденных мест;
- 3) промывка и очистка рубашек цилиндров и промежуточных холодильников от или и накипи;

- 4) очистка поршня от нагара;
- 5) смена поршневых колец (при необходимости).

Проводятся следующие проверки:

- 1) проверка состояния клапанов, и замена негодных деталей;
- 2) проверка и регулировка мертвых пространств;
- 3) проверка состояния и регулировка регулирующих устройств;
- 4) проверка шпилек коренных подшипников;
- 5) проверка состояния шатунных болтов, состояние кривошипно-шатунного механизма;
- б) проверка центровки компрессора с электродвигателем. Осуществляется слив масла и очистка картера.

При капитальном ремонте полностью разбирают компрессор, привод, выполняют все работы, положенные при текущем и среднем ремонте компрессора. Капитальный ремонт является восстановительным ремонтом машины, он связан с демонтажем отдельных ее узлов. При капитальном ремонте выполняют следующие основные работы:

- 1) тщательно проверяют с помощью лупы коленчатый вал, тела крейцкопфов и ползунов и при наличии значительных трещин эти детали заменяют;
- 2) устраняют обнаруженные овальность или конусность шеек коленчатого вала и пальца кривошипа;
- 3) растачивают цилиндры или втулки, изготавливают и подгоняют к ним поршни;
- 4) заменяют уплотнения сальников и лабиринтов;
- 5) ремонтируют и испытывают на плотность клапаны, запорную арматуру;
- б) проверяют и ремонтируют предохранительные клапаны;
- 7) заменяют забракованные шатунные болты и шпильки коренных подшипников;
- 8) осматривают, чистят и проверяют промежуточные холодильники и внутренние поверхности цилиндров;
- 9) проверяют состояние маслопроводов, масляных насосов и обратных клапанов и заменяют негодные детали;
- 10) очищают газопроводы и жидкостные трубопроводы; проверяют фундаменты, рамы, крепления их на фундаменте. После очистки и ремонта все детали компрессора, работающего под давлением, подвергают гидравлическому испытанию.

После окончания ремонта и сборки отдельных узлов компрессор собирают, при этом должна быть соблюдена максимальная правильность расположения осей, установлены определенные мертвые пространства в цилиндрах и необходимые зазоры в сочленяемых деталях.

Признаки неработоспособности деталей и сборочных единиц поршневых воздушных компрессоров общего назначения мощностью до 250 кВт указаны в табл.7.2.

Признаки неработоспособности рамы, направляющих и коленчатого вала поршневого компрессора

Контролируемый параметр	Срок контроля	Признаки неработоспособности
Рама (станина, картер) и направляющие		
<p>Вибрация при работе компрессора</p> <p>Состояние поверхности</p> <p>Прилегание к фундаменту</p> <p>Затяжка ответственных болтов и шпилек. Затяжка гаек фундаментных болтов</p> <p>Состояние поверхностей скольжения направляющих</p> <p>Горизонтальность положения рамы</p> <p>Деформация рамы, а также направляющих, закрепленных на фундаменте, при подтягивании фундаментных болтов</p> <p>Отклонение от перпендикулярности:</p> <p>а) оси направляющих крейцкопфов к оси отверстий под коренные подшипники;</p> <p>б) оси расточек под цилиндры к оси вала в У-образных компрессорах;</p> <p>в) выработка направляющих крейцкопфа</p> <p>Резьбовые соединения</p>	<p>ТО</p> <p>Т</p> <p>С</p> <p>К</p>	<p>Вертикальные циклические перемещения превышают 0,2 мм</p> <p>Наличие развивающихся трещин</p> <p>Нарушение сцепления на длине, превышающей 50% периметра их общего стыка</p> <p>Ослабление затяжки</p> <p>Наличие глубоких (более 0,3 мм) рисок, вмятин, забоин, вызывающих задиры и повышенный износ поверхностей скольжения крейцкопфа</p> <p>Отклонение уровня рамы в любом направлении на длине 1 м превышает 2 мм</p> <p>Прогиб вдоль оси и перпендикулярно оси рамы на 1 м превышает: для прямоугольных компрессоров - 0,1 мм, для У – образных компрессоров - 0,05 мм</p> <p>Отклонения от перпендикулярности осей превышает значения, указанные в формуляре изготовителя для прямоугольных компрессоров</p> <p>Отклонения от перпендикулярности осей превышает 0,02 мм на длине 100 мм для У – образных компрессоров</p> <p>Овальность и бочкообразность направляющей превышает значения допуска на диаметр</p> <p>Срыв резьбы более чем на 10% нарезанной части шпилек</p>

Коленчатый вал		
Температура участков, работающих в режиме трения	ТО	Температура участков превышает значения, установленные инструкцией по эксплуатации
Состояние поверхностей	Т	Наличие трещин, видимых невооруженным глазом, на открытых частях вала
Состояние смазочных каналов. Отклонение формы шатунных шеек вала	С	Загрязнение каналов
Состояние поверхностей	К	Овальность, конусообразность, биение, а также уменьшение диаметра шеек вала выше значений, приведенных в табл. Наличие, задирав шеек, подрез галтелей. Наличие трещин, обнаруживаемых с помощью физических методов

Таблица 7.3

Отклонение формы шеек коленчатого вала

Диаметр шейки, мм	Тип шейки	Допустимые значения конусности и овальности, мм		Предельное уменьшение диаметра шейки в результате ремонта, мм
		Нового вала или после ремонта	Предельное при эксплуатации	
$65^{+0,65}_{-0,105}$	Шатунная	0,020	0,15	1,5
$65^{+0,003}_{+0,023}$	Коренная	0,01	0,15	1,5
$65,25^{+0,8}_{-0,06}$	Шатунная	0,010	0,15	1,5
70-020	Шатунная	0,010	0,15	1,5
$75^{+0,003}_{+0,023}$	Коренная	0,010	0,15	1,5
$100^{-0,070}$	Шатунная	0,011	0,22	2,0
$120^{+0,023}_{+0,45}$	Коренная	0,011	0,20	2,0
150-0,080	Шатунная	0,020	0,22	2,0
$190^{+0,030}_{+0,060}$	Коренная	0,020	0,20	2,0

Признаки неработоспособности подшипников поршневого компрессора

Контролируемый параметр	Срок контроля	Признаки неработоспособности
Подшипники скольжения		
Состояние крепления	ТО	Ослабление крепления
Состояние поверхности	Т	Наличие загрязнений, задирав
Состояние заливки	С	Более 1 % поверхности заливки имеет задиры в виде борозд, участки с отставшим, выплавленным или выкрашенным баббитом, а также трещины с замкнутым контуром
Зазоры между подшипниками и шейками вала		Превышает значения, приведенные в таблице 6.5
Толщина слоя заливки толстостенного вкладыша		Толщина заливки составляет менее 40% от первоначальной
Подшипники качения		
Температура корпуса	ТО	Температура корпуса превышает значения, установленные инструкцией по эксплуатации
Состояние поверхностей	Т	Наличие загрязнений
Состояние деталей подшипников	С	Наличие трещин и обвалов, выкрашивание или шелушение усталостного характера беговых дорожек, колец, шариков, роликов; наличие раковин и чешуйчатых отслоений коррозионного характера; цвета побежалости на беговых дорожках колец шариках, роликах, выбоины и отпечатки на поверхностях качения, вмятины на сепараторах, препятствующие нормальному движению шариков и роликов.
Радиальные зазоры в подшипниках		Радиальные зазоры превышают 0,05 мм

Таблица 7.5

Допустимые зазоры в подшипниках

Зазоры в подшипниках	Диаметр подшипника, мм	Зазор, мм	
		монтажный	предельный
Диаметральный в кривошипном подшипнике	60 – 150	0,05 - 0,08	0,12 - 0,16
	160 - 200	0,06 – 0,10	0,12 – 0,18
Суммарный зазор осевой в кривошипном подшипнике	60 – 90	0,5 – 1,0	1,0
	90 – 120	1,0 – 2,0	2,0
	120 - 150	2,0 – 4,0	4,0
Диаметральный в кривошипном подшипнике для компрессоров баз 2П, 3П, 5П	120	0,1 - 0,177	0,3
	150	0,14 – 0,292	
Диаметральный зазор в крейцкопфном подшипнике с баббитовой заливкой	60 - 100	0,04 – 0,06	0,12
	100 - 140	0,05 – 0,08	0,15
В бронзовых втулках	35 – 46	0,007 – 0,022	0,08
	60 – 80	0,05 – 0,09	0,20
	90	0,08 – 0,16	0,23
	120	0,12 – 0,21	0,29
Между иглами подшипника и пальцем (для баз 2П и 5П)	46 - 80	0,035 – 0,072	0,1
		0,030 – 0,075	0,1
Суммарный осевой и крейцкопфном	35 – 46	0,10 – 0,30	0,35
	60 – 90	0,10 – 0,30	0,35
	100 - 120	0,15 – 0,40	0,45

Таблица 7.6

Признаки неработоспособности шатунов и шатунных болтов поршневых компрессоров

Контролируемый параметр	Срок контроля	Признаки неработоспособности
Шатун		
Состояние поверхности	Т	Наличие трещин, видимых невооруженным глазом
Геометрические размеры	С	Наличие трещин, обнаруживаемых с помощью физических методов
	К	Искривление стержня, нарушения геометрии верхней и нижней головок, нарушение их взаимного расположения
Шатунные болты		
Состояние строповки	ТО	Неисправность устройств стопорения.
Затяжка болтов	Т	Ослабление затяжки
Состояние поверхности болта	С	Наличие трещин на поверхности, в теле или резьбе болта; наличие коррозии на призонной части болта; срыв или смятие витков резьбы
Прилегание опорных поверхностей болта к телу шатуна		Суммарная площадь касания составляет менее 50% площади опорного пояса; пятна имеют разрывы, превышающие 25% длины окружности
Остаточное удлинение		Остаточное удлинение превышает 0,2% от первоначальной длины болта. Для прямоугольных компрессоров - 0,2 – 0,3 мм

Признаки неработоспособности деталей крейцкопфа поршневых компрессоров

Контролируемый параметр	Срок контроля	Признаки неработоспособности
Крейцкопф		
Состояние стопорения пальца крейцкопфа и элементов соединения крейцкопфа со штоком	ТО	Неисправность устройств стопорения
Состояние поверхности элементов крейцкопфа		Наличие трещин
Величины зазоров между крейцкопфом и направляющей	Т	Превышает допустимые значения
Состояние поверхности скольжения	С	Наличие трещин: более 15% поверхности имеют задиры в виде борозд, участки с отставшим, выплавленным или выкрошенным баббитом, а также трещины с замкнутым контуром
Толщина стенки заливки поверхности скольжения		Составляет менее 50% от первоначальной толщины. Ослабление крепления или нарушения фиксации
Состояние крепления и фиксации отъемных башмаков крейцкопфа		
Состояние рабочей поверхности пальца крейцкопфа		Наличие трещин, задирав
Прилегание опорных поверхностей деталей соединения штока с крейцкопфом		Суммарная площадь касания составляет менее 50% площади опорного пояса; пятна касания имеют разрывы, превышающие 25% длины окружности
Состояние поверхности и резьбы элементов соединения штока с крейцкопфом		Срыв и смятие более 10% рабочих витков резьбы, наличие трещин
Наружная поверхность крейцкопфа	К	Овальность, конусность превышает значения допуска на диаметр

Подшипники крейцкопфа		
Величина зазора между подшипником и пальцем крейцкопфа	С	Превышает значения, приведенные в табл.6.5
Состояние трущейся поверхности (подшипников с заливкой)		
Толщина слоя заливки	К	Более 155 поверхности имеют задиры в виде борозд, участки с отставшим, выплавленным или выкрошенным баббитом, а также трещины с замкнутым контуром Составляет менее 50% первоначальной толщины
Состояние поверхности втулок		
Геометрическая форма отверстия под крейцкопфный палец		
Палец крейцкопфа		
Поверхность пальца	С	Наличие трещин, задирав, наволакивания
Геометрическая форма	К	
		Овальность, конусность пальца превышает: 0,03 мм при диаметре до 50 мм; 0,06 при диаметре от 50 до 90 мм; 0,08 при диаметре от 90 до 120 мм

Таблица 7.8

Признаки неработоспособности штока поршневого компрессора

Контролируемый параметр	Срок контроля	Признаки неработоспособности
Шток		
Состояние поверхности штока	Т	Наличие трещин на поверхности, резьбе или галтелях штока, деформация, срыв или смятие резьбы; задиры или следы наволакивания материала уплотнительных элементов на поверхности штока; увеличение шероховатости поверхности при работе с неметаллическими элементами до шероховатости более 0,32 мм.
Биение штока	С	Биение штока превышает значения, указанные ниже
Состояние поверхности штока	К	
		Овальность штока, разность размеров вдоль образующей, а также уменьшение диаметра превышает значения, указанного ниже
Уплотнение штоков (сальники)		
Плотность уплотнения штока	ТО	Прорыв воздуха через уплотнение
Состояние элементов уплотнения штока	С	Наличие трещин или поломка любого из элементов; износ уплотнительного элемента превышает 30% его номинальной радиальной толщины; величина зазора между штоком и защитным кольцом уплотнения штока с неметаллическими элементами превышает 0,1 мм.

Признаки неработоспособности поршня и поршневых колец компрессора

Контролируемый параметр	Срок контроля	Признаки неработоспособности
Поршень		
Состояние поверхностей и фиксация его на штоке	С	Наличие на поверхности и в канавках нагара, препятствующих свободному перемещению поршневых колец; наличие на поверхности трещин, сколов или пробоин; более 10% поверхности скольжения имеет задиры в виде борозд, участки с отставшим, выплавленным или выкрашенным баббитом, а также трещины с замкнутым контуром; радиальная толщина заливки составляет менее 60% от первоначальной; нарушена фиксация поршневой гайки или заглушек; имеется люфт поршня на штоке; при установке нового поршневого кольца зазор между ним и дном канавки превышает значения, приведенные ниже
Прочность и Плотность тонкостенных сварных и литых поршней	К	Неплотности поверхности, сварных швов, заглушек или отрыв днища от ребер жесткости при гидроиспытаниях
Толщина слоя заливки		Слой баббита выступает над телом поршня менее 0,3 мм
Поршневые кольца		
Работоспособность поршневых колец (без вскрытия полости цилиндра)	ТО	Усиление шума или стук в цилиндре, а также нарушение режима давления и температуры сжимаемого воздуха
Состояние поршневых колец	С	Наличие трещин или поломка кольца; задиры поверхности скольжения кольца, превышение 10% его окружности, цвет побежалости, радиальный износ кольца в любом его сечении превышает 30% его первоначальной толщины; заедание кольца в канавке поршня; радиальные риски на торцовых поверхностях; радиус притупления наружных кромок кольца превышает 0,1 мм; зазоры между кольцом и зеркалом цилиндра, в замке, а также осевой суммарный зазор между кольцом и канавкой превышает значения, приведенные в табл.6.9

Признаки неработоспособности цилиндра (втулки)

Контролируемый параметр	Срок контроля	Признаки неработоспособности
<p>Состояние внешней поверхности цилиндра, а также уплотнений маслопроводов, индикаторных пробок, соединений системы водяного охлаждения</p> <p>Температура воды на выходе из водяных рубашек и крышки цилиндра. Состояние воды после охлаждения цилиндра</p>	ТО	<p>Пропуски воздуха или воды в корпусе или соединениях цилиндра; пропуск масла или воздуха через уплотнения маслопроводов и индикаторных пробок</p> <p>Повышение температуры воды более установленной в инструкциях по эксплуатации. Выброс воздуха в сливную воронку</p>
<p>Состояние уплотнительных поясков клапанных гнезд. Состояние поверхности цилиндра</p>	С	<p>Наличие трещин и нагарообразование. Наличие трещин на поверхности и зеркале цилиндра; задиры зеркала цилиндра в рабочей зоне превышает 10% длины его окружности при глубине отдельных рисок более 0,3 мм</p>
<p>Отклонение формы зеркала цилиндра</p>		<p>Отклонение формы зеркала цилиндра превышает значения, приведенные в табл.6.12</p>
<p>Соосность цилиндра и направляющей</p>	К	<p>Отклонение от соосности цилиндра относительно направляющей превышает 0,02 мм на длину 100 мм</p>
<p>Состояние внутренних перегородок, отделяющих воздушные или воздушные и водяные полости</p>		<p>Наличие течей, свищей</p>
<p>Состояние внутренних поверхностей охлаждающих рубашек</p>		<p>Наличие накипи, грязи ила или других отложений</p>
<p>Прочность и плотность цилиндра</p>		<p>Полости цилиндра не выдерживают испытательных давлений, приведенных ниже</p>

Таблица 7.11

Допускаемые отклонения формы зеркала цилиндра (цилиндрической втулки)

Диаметр цилиндра (втулки), мм	Бочкообразность и конусность, мм	Овальность, мм	Диаметр цилиндра (втулки), мм	Бочкообразность и конусность, мм	Овальность, мм
90	0,20	0,20	270	0,55	0,55
100	0,20	0,20	280	0,55	0,55
120	0,25	0,25	320	0,60	0,60
155	0,30	0,30	330	0,60	0,60
185	0,35	0,35	340	0,60	0,60
200	0,35	0,35	370	0,65	0,65
230	0,45	0,45	380	0,65	0,65
250	0,45	0,45	400	0,65	0,65
260	0,50	0,50	470	0,65	0,65

Таблица 7.12

Признаки неработоспособности клапанов и пружин

Контролируемый параметр	Срок контроля	Признаки неработоспособности
Клапаны		
Работоспособность клапанов (без вскрытия полости)	ТО	Нарушение регламентированного режима давления и температуры сжимаемого воздуха. Наличие нагара; площадь проходного сечения уменьшилась более чем на 30% от первоначальной; трещины на поверхности элементов клапана; нарушение шплинтовки крепления элементов клапана
Состояние клапанов	Т	Проверка клапана на плотность указывает на его несоответствие установленным нормам; заедание пластин при их перемещении
Состояние элементов клапанов	С	Поломка элементов клапана или наличие на их поверхности трещин; износ сечения проволоки винтовой пружины более 25% ее первоначального диаметра; высота подъема пластин клапана на 10% превышает нормального значения

Пружины		
Параметры и размеры пружин	При каждом контроле пружин	Упругость пружины уменьшилась более чем на 10% от номинального значения. Неравномерность шага витков на всей длине пружины превышает $\pm 10\%$, за исключением концевых поджатых витков у пружин сжатия; неперпендикулярность обработанных торцов к оси пружин более 3 мм на длине 100 мм для клапанных пружин и более 5 мм на длине 100 мм для всех остальных пружин; кривизна (выпучивание) в свободном состоянии более 2% от длины пружин, работающих на сжатие, и более 3% от длины пружин, работающих на растяжение

Таблица 7.13

Зазоры между направляющей и крейцкопфом

Диаметр расточки направляющей, мм	Зазор, мм	
	монтажный	предельный
160 - 240	0,10 – 0,20	0,30 – 0,35
250 - 300	0,15 – 0,25	0,35 – 0,40
300 - 450	0,25 – 0,30	0,40 – 0,45

Таблица 7.14

Предельные значения овальности и разности размеров вдоль образующей, а также допустимый износ штока

Диаметр штока, мм	Предельное значение овальности и разности размеров вдоль образующей, мм	Допустимый износ штока до перешлифовки, мм
30 - 60	0,07	0,4
60 - 90	0,1	0,4
90 - 120	0,15	0,5
120 - 180	0,30	0,8
180 - 220	0,45	1,0

Примечание: Уменьшение диаметра штока в результате ремонта допускается в пределах до 2,5% от номинального значения.

Таблица 7.15

Допустимые значения зазора между поршневым кольцом и дном канавки (величина утопания поршневого кольца в канавке)

Диаметр поршня, мм	Величина утопания, мм
От 100 - до 150	0,45 – 0,60
Свыше 150 до 200	0,67 – 0,85
Свыше 200 до 300	0,85 – 1,20
300 до 400	1,20 – 1,50
400 до 600	1,5 – 1,80

ГЛАВА 8. РЕМОНТ НАСОСНО - КОМПРЕССОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Ремонт поршневых компрессоров. Главные детали поршневого насоса и поршневого компрессора в процессе эксплуатации подвержены интенсивному износу.

Основные виды износа в деталях этих машин связаны с характером движения и действующими нагрузками и могут быть следующими:

коленчатый вал – изменение формы и размеров шатунных и коренных шеек вала, трещины в местах перехода шеек к щекам, прогиб;

коренные подшипники – износ баббитовой заливки, коробление вкладышей;

шатун – изгиб шатуна, износ вкладышей, вытягивание шатунных болтов;

крейцкопф – износ направляющих и пальца;

шток – износ штока в месте прохода через сальник, изгиб, срыв резьбы;

поршень – износ отверстий для установки поршневых колец, износ колец;

цилиндр – изменение формы цилиндра (овальность, конусность, бочкообразность);

клапаны – износ пружин и рабочих поверхностей седла и тарелки клапана.

Поршневые компрессор и поршневой насос имеет ряд однотипных деталей: клапаны, вкладыши подшипников, крепежные изделия и т.д., которые или подгонялись при первоначальной сборке или прирабатывались в процессе работы с сопрягаемыми деталями; поэтому после ремонта их надо устанавливать на прежние места. При разборке следует проверять наличие маркировки у одинаковых деталей и при ее отсутствии наносить керном на нерабочие места соединяющихся деталей условные значки или выбивать одинаковые цифры.

При последующей разборке компрессора снимаются крышки цилиндров, нагнетательные клапаны с буферными пружинами, демонтируются клапанные диски, открываются боковые крышки картера и проворачивается коленчатый вал так, чтобы поршни оказались в верхнем положении, удобном для снятия всасывающих клапанов. После этого разбирается и извлекается шатунный подшипник и при помощи рем-болтов вынимается поршень с шатуном, а затем при помощи съемника снимается маховик, открывается крышка сальника. Далее разбирается сальник, всасывающие и нагнетательные вентили.

При разборке проводится дефектация деталей.

Цилиндры. Цилиндры компрессоров общего назначения изготавливают литьем из чугуна марок СЧ18, СЧ20. Цилиндры малых диаметров выполняют в виде трехстенной отливки с рубашкой охлаждения, больших – как правило, со сменной втулкой «мокрого» типа. При эксплуатации обращают внимание на состояние внешней поверхности цилиндра, уплотнение

масловводов, индикаторных пробок, фланцевых соединений системы водяного охлаждения. Свищи и пропуски газа, воды, масла в корпусе или фланцевых соединениях не допускаются температура воды на выходе из водяных рубашек и крышек цилиндров, не должна превышать значений, установленных в инструкции по эксплуатации. При сбросе охлаждающей воды в сливную воронку проверяют, не происходит ли выброс газа в воду.

Ревизия цилиндра состоит в проверке состояния его поверхности. Поверхность должна быть зеркально гладкой, без рисок, задирав, выбоин и других дефектов. Наличие на поверхности таких повреждений свидетельствует об абразивном износе и требует ремонта. Замер износа цилиндра проводится в трех сечениях (в средней части и на расстоянии 30 – 50 мм от переднего и заднего краев рабочей поверхности) и двух взаимно перпендикулярных направлениях для каждого сечения.

При *текущем* ремонте контролируют состояние поверхности цилиндра, а при рабочем давлении свыше 15 МПа - отклонение величин, характеризующих форму зеркала цилиндра (цилиндровой втулки), от значений, указанных в табл. 8.1. В процессе работы происходит увеличение диаметра цилиндра по сравнению с первоначальным диаметром и искажение правильной геометрической формы.

Ремонтные размеры цилиндра (цилиндровой втулки) ступени должны удовлетворять требованиям. Допускается предельное завышение внутреннего диаметра цилиндра (цилиндровой втулки) до значений, не превышающих 2% номинального диаметра для диаметров до 200 мм; 1,5% - для диаметров свыше 200 до 700 мм; 1% - для диаметров выше 700 мм.

При обнаружении трещин на поверхности зеркала цилиндра, задирав в рабочей зоне, превышающих 10% длины окружности, цилиндр подлежит выбраковке. Глубина отдельных рисок не допускается более 0,5 мм при давлениях до 10 МПа и 0,25 мм – при давлениях свыше 10 МПа. Цилиндры растачиваются:

- 1) при наличии продольных рисок глубиной более 0,25 мм или грубых кольцевых задирав, превышающих 10% длины окружности;
- 2) при бочкообразности 1,25 – 1,5 мм;
- 3) при овальности 0,5 – 0,6 мм, при этом допускается увеличение диаметра цилиндра на 2% от проектного размера.

Уменьшение толщины стенки после расточки не должно превышать 10% номинальной толщины. При большей степени износа или при повторном ремонте в цилиндр вставляется гильза. Расточенный или новый цилиндр подвергается гидравлическому испытанию согласно требованиям и правилам Технадзора.

После расточки цилиндра поршень заменяется на другой поршень с увеличенным диаметром. При наличии трещин на наружных стенках водяных и воздушных полостей цилиндра ремонт производится постановкой ввертышей, стальных хомутов с резиновой прокладкой либо заваркой с последующим гидравлическим испытанием.

Предельные отклонения формы зеркала цилиндра

Диаметр цилиндра, мм	Бочкообразность и конусность (в мм) цилиндра, работающего в паре с поршнем		Овальность, мм
	подвешенного типа	скользящего тип	
40	0,30	0,10	0,10
100	0,50	0,20	0,20
150	0,80	0,30	0,30
200	1,00	0,35	0,35
250	1,10	0,45	0,45
300	1,25	0,60	0,60
350	1,35	0,65	0,65
400	1,40	0,65	0,65
500	1,45	0,70	0,70
600	1,50	0,75	0,75
700	1,60	0,80	0,80
800	1,70	0,85	0,85
1000	1,75	0,90	0,90
1200	1,80	1,00	1,00
1500	2,00	1,10	1,10

Расточку цилиндров (втулок) выполняют на расточных станках. При отсутствии оборудования можно использовать приспособления для расточки цилиндров.

Цилиндры с трещинами на внутренней поверхности выбраковываются.

При капитальном ремонте контролируют состояние головки цилиндра и внутренней поверхности цилиндра, имеющего цилиндрическую втулку; трещины в галтелях упорных и предохранительных буртов не допускаются. На внутренних поверхностях охлаждающих рубашек не должно быть отложений накипи, грязи, ила. Проверяют соосность цилиндра и направляющей; в конструкциях, не предусматривающих регулировку положения штока в крейцкопфе относительно его оси, несоосность не должна превышать 0,02 мм на длине 100 мм.

Шпильки, уплотнительные поверхности и резьбу различных отверстий цилиндров и их крышек перед проверкой следует очищать и промывать. Проверку их состояния производят визуально. Забоины, риски, следы коррозии и прочие дефекты устраняют. Геометрию резьб проверяют резьбомерами. Крепежные детали с сорванной резьбой, нарушенным профилем, задирами, вмятинами и трещинами заменяют новыми.

Поврежденные резьбы под смазочные штуцеры и индикаторные пробки перенарезают на ближайший больший размер с заменой смазочных штуцеров или пробок с соответственно увеличенным диаметром резьбы.

При установке на компрессор отремонтированного цилиндра необходим контроль его центровки с направляющими.

При нарушении центровки цилиндра, выходящий за пределы допуска по смещению и излому его оси относительно направляющих, необходимо устранение этих дефектов путем опиловки и шабрения привалочных поверхностей цилиндра.

Основной причиной преждевременного износа поршней компрессоров является *перекос механизма движения*. Поэтому для предупреждения аварийного износа поршня и цилиндра чрезвычайно *важно контролировать зазоры*, определяющие центровку поршня, и своевременно *устранять даже небольшие перекосы* механизма движения с целью предупреждения заедания и заклинивания поршня.

При увеличении зазоров между поршнем и цилиндром сверх допустимых значений *поршень заменяется новым*.

При дефектации к поршневым кольцам предъявляются следующие требования: поршневое кольцо должно *входить в канавку свободно* (заедание устраняют шабровкой), зазор между канавкой и кольцом должен быть в пределах $0,05-0,08$ мм. Проверяется также *зазор в замке колец* (рис.8.1). Этот зазор зависит от диаметра цилиндра, и величина его колеблется для цилиндра диаметром $150-300$ мм от $0,8$ до $1,5$ мм, радиальный зазор должен быть в пределах $0,4-0,5$ мм. *Зазор измеряется щупом*, который вводится между утопленным в канавку кольцом и металлической линейкой, положенной на поршень вдоль его образующей.

Одной из важнейших деталей компрессора является *коленчатый вал*, ремонт которого сложен, требует значительных затрат времени и высококвалифицированного труда. Дефектация коленчатого вала проводится особенно тщательно. *Нарушение цилиндрической формы шеек коленчатого вала возникает в результате неравномерных усилий при возвратно-поступательном движении*.

Увеличение радиального зазора между шейкой вала и подшипником является следствием износа подшипника (рис.8.3). При значительном износе вкладышей возникает *большая утечка масла из подшипника*, приводящая к нарушению жидкостной смазки, в результате чего подшипник *нагревается, и в нем появляются стуки*. При износе коренных подшипников *уменьшается толщина баббитового слоя*, вследствие чего вал *опускается, нарушается его горизонтальность и соосность с подшипниками*. Это приводит к интенсивному износу, как подшипников, так и вала.

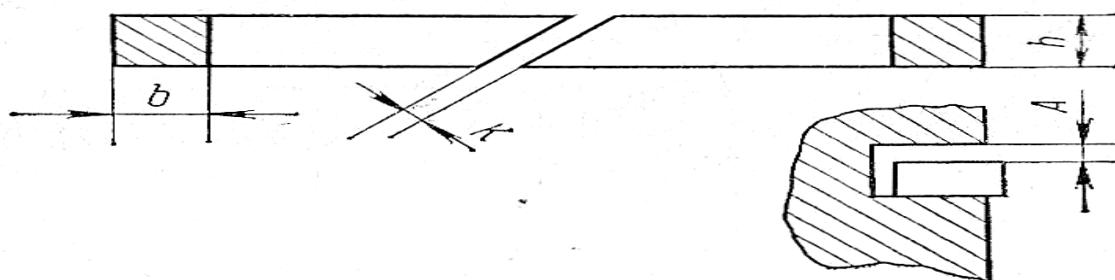


Рис. 8.1.Формуляр контроля поршневых колец

Формуляр контроля поршневых колец

Параметр		b	h	K	A
Допустимое значение					
Дата замера	№ кольца				

Проверка износа и степени искажения формы шейки вала осуществляется микрометрической скобой с индикатором, имеющим цену деления 0,01 мм. Измерения ведутся в трех сечениях, одно из которых находится посередине шейки, а два других – по ее краям на расстоянии 5–10 мм от галтелей. В каждом поясе диаметр шейки измеряется в двух плоскостях – вертикальной и горизонтальной.

Масляный зазор проверяется свинцовой проволокой, которую сдавливают в подшипнике, уложив ее на шейку вала и затянув крышку. Толщина проволоки, измеренная микрометром после ее сдавливания, должна соответствовать величине масляного зазора, указанной на чертеже.

Для дефектации и проверки подшипников качения применяется специальное приспособление.

Данные измерения заносятся в специальный формуляр (рис.8.3-8.6).

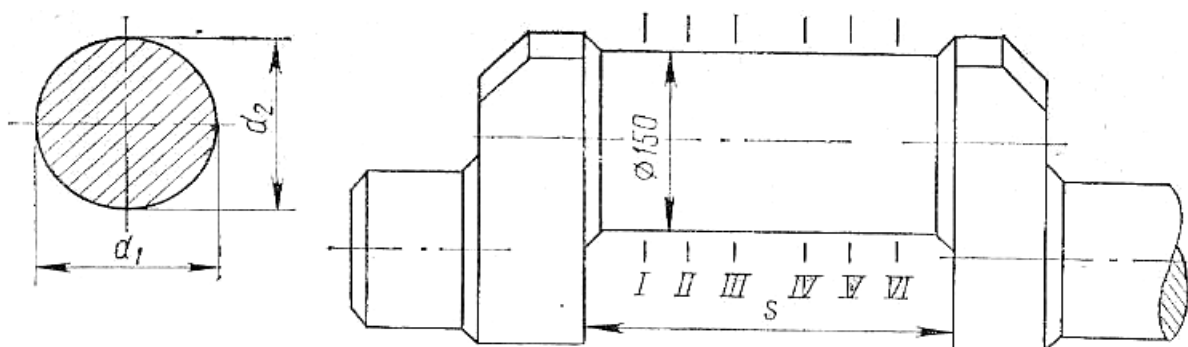


Рис. 8.2. Формуляр контроля выработки шейки коленчатого вала

Формуляр контроля выработки шейки коленчатого вала

Сечение		1 - 1		11 - 11		111 - 111		...
Параметр		d_1	d_2	d_1	d_2	d_1	d_2	
Допустимое значение								
Дата замера	До ремонта							
Дата замера	После ремонта							

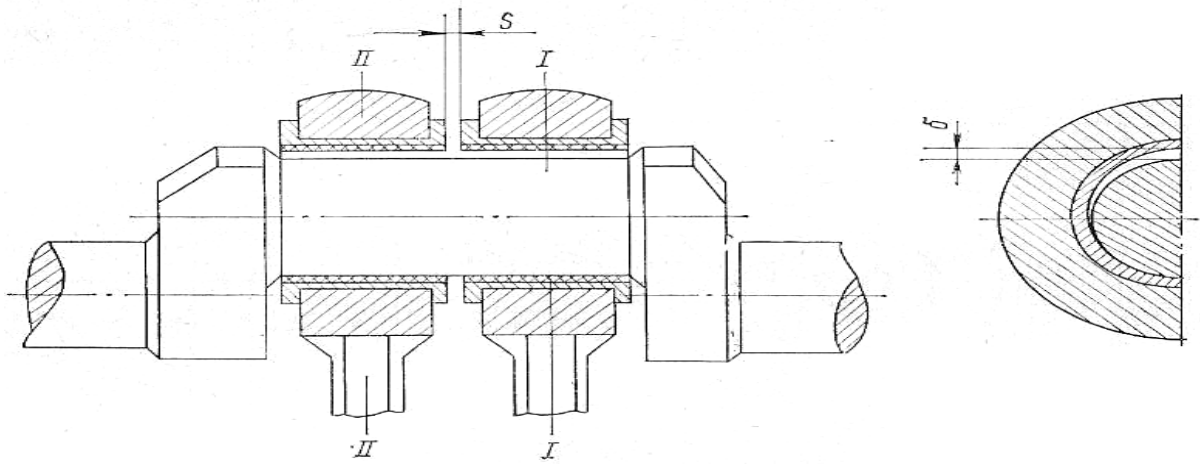


Рис. 8.3. Формуляр контроля зазоров кривошипных подшипников

Таблица 8.4

Формуляр контроля зазоров кривошипных подшипников

Ступень	1	11	...
Сечение	1 - 1	11 - 11	
Параметр	δ	δ	S
Допустимые значения	$0,14 \div 0,292$	$0,14 \div 0,292$	$0,4 \div 0,9$
Дата замера до ремонта			
Дата замера после ремонта			

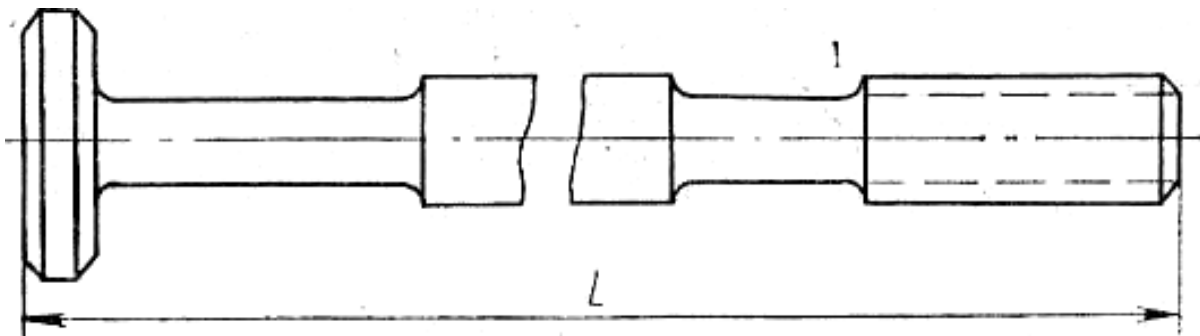


Рис. 8.4 Формуляр контроля шатунных болтов

Таблица 8.5

Формуляр контроля шатунных болтов

Параметр	$t, ^\circ C$	Наработка с момента установки, ч	Длина болта		Удлинение $L_1 - L_0$
			Нового L_0	при ремонте L_1	
Дата замера					
Дата замера					

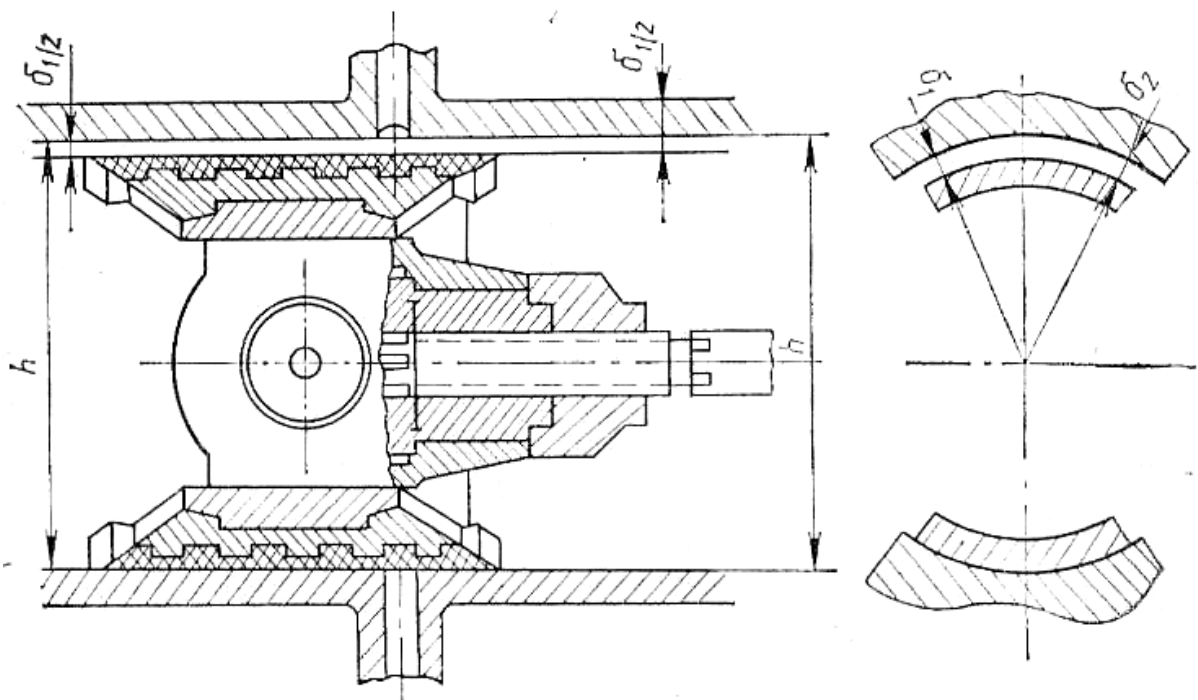


Рис. 8.5. Формуляр контроля крэйцкопфа по параллелям

Таблица 8.6

Формуляр контроля крэйцкопфа по параллелям

Место замера	ПМТ			ЗМТ		
	h	б ₁	б ₂	h	б ₁	б ₂
Допустимое значение		0,195÷0,270			0,195÷0,270	
Дата замера						

Коленчатые валы и коренные подшипники. Ревизия коленчатого вала и коренных подшипников проводится не реже одного раза в год, при этом проверяются: состояние вала, его щек, шеек, галтелей с целью обнаружения задиров и забоин; биение шеек, овальность и конусность; наличие поверхностных и внутренних трещин вала; положение оси вала по расхождению щек.

Проверка состояния вала начинается с проверки зазоров в соединении вала с коренными подшипниками с помощью щупа, в соединении шатунных шеек с шатуном и проверки положения оси вала по расхождению щек. Эти виды контроля могут указывать на взаимный износ сопрягаемых поверхностей коленчатого вала, коренных подшипников, шатуна.

Если отклонение формы превышает допустимые пределы, шейки шлифуют. Допускаемое уменьшение диаметра составляет 3% от первоначального значения диаметра. При большом износе вал протачивается и привариваются рубашки, состоящие из двух половинок. Сварные швы соединяют половинки рубашки между собой и с шейкой вала. Крутящий момент на шейке вала невелик, и сварных швов достаточно для обеспечения прочности соединения.

Задиры и забоины, обнаруженные на шейках и галтелях коленчатого вала исправляются шлифовкой или проточкой с последующей шлифовкой. Проточке подвергаются коренные и кривошипные шейки, если овальность и конусность превышают максимальный допуск 0,15 мм. Отклонения диаметра отремонтированных шеек не должны превышать нормальных допусков на овальность и конусность: для коренных шеек – 0,03 мм, шатунных шеек – 0,1 мм; на биение – 0,05 мм. Расхождение щек должно быть не выше 0,14 мм или $0,00025 \cdot S$ (S – ход поршня). Восстановление номинального значения диаметра шеек возможно путем наплавки и последующей шлифовки. Трещины устраняются заваркой, а прогиб вала – правкой механическим, термическим и термомеханическим способами.

*Основной вид износа подшипников скольжения – изменение **размеров и формы антифрикционной заливки**. При небольшом увеличении зазора между заливкой и валом возможно уменьшение этого зазора путем снятия прокладок между половинками вкладышей. Основным же методом ремонта подшипников является перезаливка антифрикционного сплава с последующей расточкой, шабрением и пригонкой по шейке вала.*

Заливка проводится вручную или центробежным способом. Качество заливки должно быть такое, чтобы вкладыш при обстукивании молотком давал чистый звук. Дребезжание и глухие звуки указывают на то, что заливка местами не пристала к вкладышу.

Шатун. Стержень шатуна и шатунные болты проверяются на трещины с помощью керосина. При наличии трещин шатун подлежит замене.

Прогиб стержня шатуна устраняется правкой в холодном состоянии или с подогревом. Параллельность осей отверстий кривошипной и крейцкопфной головок шатуна проверяется после установки в отверстия оправок и выверки на специальном приспособлении параллельности оправок. Непараллельность свидетельствует о скрученности шатуна. Скрученные шатуны подлежат замене.

Вкладыши головок шатуна при значительной выработке заменяются. Кривошипная головка имеет разъем, и незначительная выработка вкладышей может компенсироваться уменьшением толщины прокладок в разьеме. При значительной выработке вкладыши заменяются. При аналогичных условиях подлежит замене и втулка крейцкопфной головки шатуна. Приспособление для замены втулок показано на рис. 8.6. Шатунные болты при наличии трещин, сорванной резьбы, а также при вытяжке ремонту не подлежат и заменяются новыми.

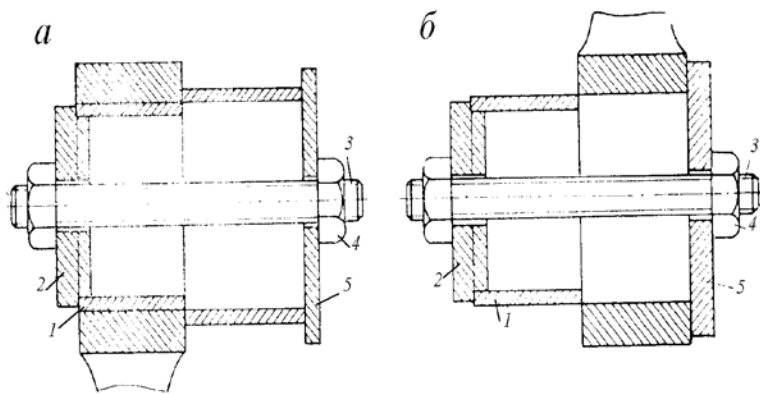


Рис. 8.6. Приспособление для выпрессовки (а) и запрессовки (б) втулок крейцкопфной головки шатуна: 1 – втулка; 2 – диск; 3 – болт; 4 – гайка; 5 – оправка

При осмотре шатунных болтов проверяется целостность шплинтов, неизменность затяжки болтов, прилегание опорных поверхностей головок болта и гайки, остаточное удлинение болтов.

Крейцкопф. Крейцкопф состоит из стального корпуса, чугунных башмаков с баббитовой заливкой, пальца для крепления шатуна, гайки и муфты для крепления штока. При осмотре и ремонте этой сборочной единицы необходимо проверить все детали на усталостные трещины и прилегание опорных поверхностей бурта, крейцкопфа, муфты и гайки. Опасные сечения проверяются ультразвуком, цветной дефектоскопией или меловой пробой.

Корпус крейцкопфа подлежит ремонту:

- 1) если в отверстиях (проушинах) под палец и на опорных поверхностях, сопрягающихся с гайками крепления штока, образовался наклеп;
- 2) если более чем в 10% отверстий для болтов сорвана резьба;
- 3) если имеются трещины на корпусе.

Башмак перезаливается:

- 1) если после пригонки по направляющей крейцкопфа толщина слоя баббита менее 1,5 мм;
- 2) если баббит отслоился от тела башмака более чем на 10% поверхности заливки;
- 3) если свыше 15% поверхности заливки покрыто трещинами.

Палец крейцкопфа заменяется при наличии изломов и трещин.

Ремонт пальца в зависимости от характера и величины износа проводится:

- 1) шлифованием рабочей поверхности;
- 2) хромированием с последующим шлифованием;
- 3) хромированием или наваркой сталью цапф с последующей механической обработкой и притиркой их с проушинами крейцкопфа. Овальность и конусность рабочей поверхности пальца не должна превышать 0,02 мм. Цапфы должны иметь конусность 1:20.

При сборке проверяется правильность прилегания друг к другу опорных поверхностей крейцкопфа, муфты и гайки. Зазор между направляющей и ползуном крейцкопфа должен составлять 0,2 – 0,3 мм.

Шток, имеющий конусность и эллипсность $0,8 \text{ мм}$, протачивается и шлифуется. Проточка штока допустима, если его диаметр уменьшится не более, чем на $1,0 \text{ мм}$ от первоначального размера. Шток выбраковывается при наличии изломов, трещин и срывов резьбы, превышающих 10% длины резьбы.

Сальники заменяются при наличии пропуска газа или после года их непрерывной работы.

Поршни и поршневые кольца. При ревизии поршней проверяется состояние несущей поверхности, крепление поршня на штоке, величина выработки канавок, состояние и степень износа поршневых колец.

Поршень подлежит замене при наличии изломов, трещин, при износе, превышающем допустимые нормы, при разработке канавок для поршневых колец.

Поршень ремонтного размера, не имеющий изломов и трещин и находящийся в эксплуатации, может быть использован в цилиндре нормального диаметра после его обработки по наружному диаметру, а также обработки канавок для поршневых колец, подторцовки кольцевой поверхности под опорный фланец штока.

В поршневых кольцах проверяется рабочая поверхность, замеряются величины износа кольца и торцевые зазоры. Обнаруженные заусенцы на кромках колец и канавках поршня удаляются напильником или шабером. Торцевой зазор между стенкой канавки и поршневым кольцом должен быть равен $0,05 - 0,1 \text{ мм}$. Поршневое кольцо должно утопать в канавке поршня на $0,3 - 0,5 \text{ мм}$. Величина износа кольца не должна превышать 30% первоначальной толщины. Величина соприкосновения поверхности кольца с зеркалом цилиндра не должна быть менее $2/3$ общей длины окружности кольца. На остальной $1/3$ части допускается зазор на $0,05 \text{ мм}$.

Чугунные поршневые кольца имеют низкую работоспособность и требуют применения смазки. Поэтому на компрессорах ставятся поршневые кольца из неметаллических материалов (композиции фторопласт – кокс), наполненных графитом пластмасс, боросилицированного графита. Кроме того, используются поршневые кольца манжетного типа (рис. 8.7.), которые обеспечивают высокую герметичность уплотнения независимо от степени их износа. Кольца из капрона получают методом литья под давлением в пресс-формах. Кольца из графитофторопластовых и коксофторопластовых композиций изготавливают путем механической обработки заготовок на токарном станке.

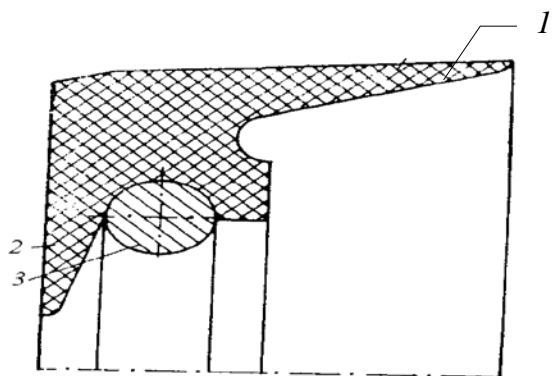


Рис. 8.7. Поршневое кольцо манжетного типа:

- 1 – кромки уплотнения цилиндра;
- 2 – кромки уплотнения канавки поршня;
- 3 – экспандер

Шток. При изгибе или дефектах резьбы шток подлежит замене. Изменение формы (овальность, конусность) поверхности штока в местах ее соприкосновения с набивкой сальника устраняется шлифовкой. При значительном износе возможно восстановление номинального диаметра штока хромированием и наплавкой с последующей проточкой и шлифовкой. При использовании для набивки сальника коксофторопластовых колец, а также колец, изготовленных из капрона, наполненного графитом, износ штока уменьшается.

Цилиндры. В процессе работы происходит увеличение диаметра цилиндра по сравнению с первоначальным диаметром, искажение правильной геометрической формы. При ревизии проверяется наличие изъянов на зеркале цилиндра (рисок, задирав, трещин и т.п.). Замер износа цилиндра проводится в трех сечениях (в средней части и на расстоянии 30 – 50 мм от переднего и заднего краев рабочей поверхности) и двух взаимно перпендикулярных направлениях для каждого сечения. Цилиндр растачивается:

1) при наличии продольных рисок глубиной более 0,25 мм или грубых кольцевых задирав, превышающих 10% длины окружности;

2) при бочкообразности 1,25 – 1,5 мм;

3) при овальности 0,5 – 0,6 мм. При этом допускается увеличение диаметра цилиндра на 2% от проектного размера. Уменьшение толщины стенки после расточки не должно превышать 10% номинальной толщины. При большой степени износа или при повторном ремонте в цилиндр вставляется гильза. Расточенный или новый цилиндр подвергается гидравлическому испытанию согласно требованиям и правилам Госгортехнадзора.

Для расточки цилиндров крупных компрессоров используется переносное приспособление, которое крепится на цилиндре с помощью двух фланцев. Внутри цилиндра вводится резцовая головка, приводимая во вращение электродвигателем через червячный редуктор. При монтаже приспособления штангу выверяют на соосность с цилиндром с помощью индикатора, после чего резец устанавливается на нужный диаметр расточки.

После расточки цилиндра поршень заменяется на другой поршень с увеличенным диаметром. При наличии трещин на наружных стенках водяных и воздушных полостей цилиндра ремонт проводится постановкой ввертышей, стальных хомутов с резиновой прокладкой либо заваркой с последующим гидравлическим испытанием.

Цилиндры с трещинами на внутренней поверхности выбраковываются.

Клапаны. При работе тарельчатых клапанов (рис.8.8) наблюдается образование отложений в отверстиях седла и тарелки, износ пластин, пружин и ограничителей подъема пластин. При ремонте клапан выпрессовывается из цилиндра.

При эксплуатации пластины клапанов подвергаются короблению; кроме того, на них могут образовываться трещины. Разрушенные клапанные пластины заменяются новыми. При возможности ремонта пластины с

обеих сторон шлифуются. Шлифовка проводится только концентрично. После ремонта или изготовления (вырезка, правка, предварительная шлифовка, термообработка, шлифовка) пластины проверяются на плоскостность с помощью щупа на контрольной плите.

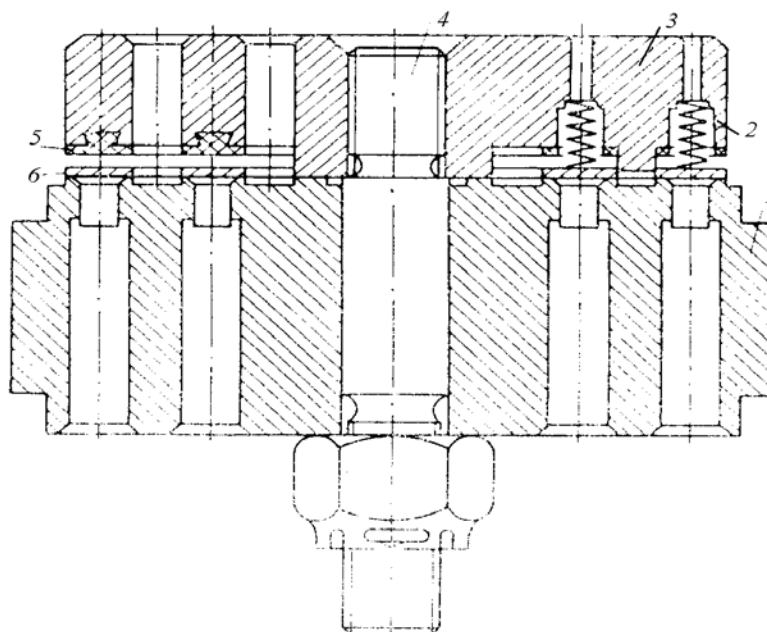


Рис. 8.8. Клапан компрессора:
1 – седло; 2 – пружина; 3 – тарелка; 4 – соединительный болт;
5 – ограничитель подъема пластины; 6 – пластина

Ограничитель подъема пластины, изготовленный из фторопласта, при ремонте также заменяется новым.

Клапаны выбраковываются в случае пропускания газа. Перед постановкой нового или отрегулированного клапана проверяется величина подъема его пластины, качество шплинтовки гайки и состояние уплотняющих поверхностей внутри полости цилиндра и на корпусе клапана. При необходимости проводится притирка поверхности цилиндра, на которую напрессовывается клапан. Для притирки используется приспособление, показанное на (рис.8.9).

При ревизии предохранительных клапанов проводится разборка, чистка и проверка состояния уплотнительных поверхностей клапана и его седла. Уплотнительные поверхности клапана седла, имеющие забоины, риски и дефекты коррозии, протачиваются и тщательно притираются. Клапан регулируется на давление, превышающее 15% от перепада давления между нагнетанием и всасыванием.

Прямоточные клапаны, устанавливаемые на воздушных и газовых компрессорах, при отсутствии видимых повреждений подвергаются испытанию на плотность (рис.8.10).

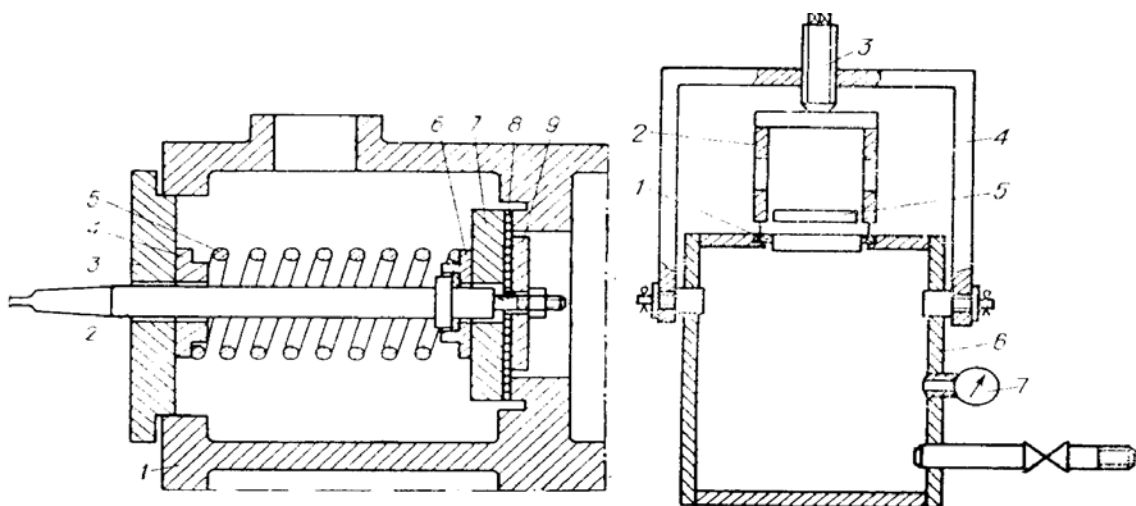


Рис. 8.9. Приспособление для притирки посадочной поверхности цилиндра под клапан:

- 1 – корпус компрессора; 2 – оправка;
- 3 – фланец; 4, 6 – направляющие втулки;
- 5 – пружина; 7, 9 – шайбы;
- 8 – наждачная бумага

Рис. 8.10. Приспособление для проверки клапанов на плотность:

- 1 – прокладка; 2 – нажимной стакан;
- 3 – нажимной винт;
- 4 – откидная скоба; 5 – клапан;
- 6 – емкость; 7 – манометр

При недостаточной плотности клапан подлежит разборке для выявления причин потери плотности. Такими причинами могут быть поломка пластин с выкрашиванием отдельных участков, появление трещин в пластинах, отложение нагара на седлах клапана.

Поломка пластин обычно видна без разборки клапана. Трещины в пластине у места защемления обнаруживаются при отгибании пластины ножом до полного ее открытия. Дефектные пластины подлежат замене при разборке клапана. Очистка деталей клапана от нагара осуществляется инструментом без острых граней и кромок во избежание образования рисок на уплотняющих поверхностях.

8.1. Ремонт сальников

Если сальник пропускает газ и невозможно устранить этот дефект путем затяжки нажимной буксы, нужно заменить мягкую набивку. В этом случае отворачивают гайки на шпильках или болтах, действующих на нажимную буксу. Если букса на резьбе, то сразу отворачивают ее. Оставив буксу на штоке или плунжере, металлическим крючком извлекают старую набивку. Укладывают сальниковую коробку ранее заготовленные кольца новой набивки.

Длина нарезанных отрезков набивочного шнура должна быть равна длине наружной окружности штока или плунжера. Чтобы создалось более надежное уплотнение, стыки колец шнура следует сместить на угол не менее 90° . Нажав грундбуксу, раздавливают набивку и создают необходимое

уплотнение. Гайки заворачивают постепенно и симметрично, что позволяет избежать перекоса зажимной буксы. После сборки сальника проворачивают вал и проверяют, нет ли перекоса буксы, и не слишком ли плотно прилегает набивка к подвижной части машины.

Пропускать газ или жидкость самоуплотняющиеся металлические сальники могут из-за следующих основных неисправностей:

- 1) появления, на рабочих поверхностях уплотняющих элементов задирав и рисок;
- 2) износа уплотняющих элементов до исчезновения зазоров в стыках колец, вследствие чего кольца плотно не прилегают к штоку;
- 3) разрушения какой-либо части сальникового уплотнения;
- 4) неравномерной выработки и повреждения штока;
- 5) неудовлетворительного качества пригонки и сборки элементов уплотнения.

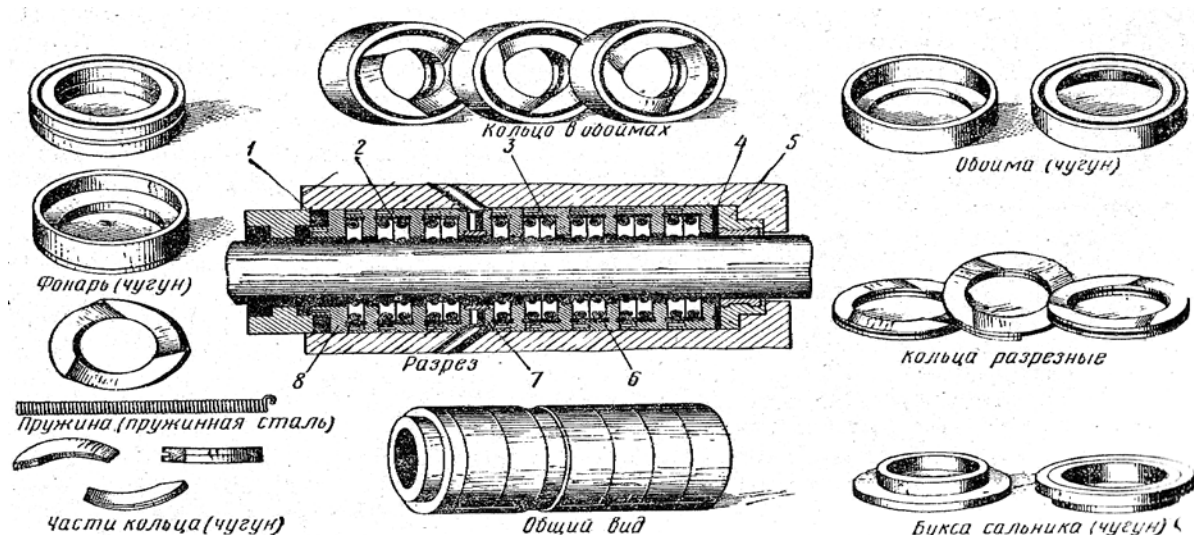


Рис. 8.11. Сальник среднего и высокого давления

Прежде всего, необходимо разобрать сальниковое уплотнение и выяснить причину пропуска. Полностью износившиеся и разрушенные части сальникового уплотнения следует заменить новыми. Незначительные задиры и риски на рабочих поверхностях уплотняющих элементов выводятся шабрением и притиркой. Подгонка уплотняющих элементов и полная сборка металлического сальникового уплотнения являются ответственными операциями и выполняются квалифицированными рабочими.

Внешние камеры уплотнений низкого давления пришабривают, а уплотняющие и дроссельные кольца тщательно притирают друг к другу. В обоих случаях поверхности уплотняющих колец, соприкасающихся со штоком, пришабривают к его поверхности. Предварительное пришабривание можно производить по фальшивому штоку, а окончательное – непосредственно по рабочему штоку.

Качество притирки и шабрения проверяют по краске. Пришабривание поверхностей уплотнения считается законченным, если на 1 см^2 приходится 4 – 5 мелких пятен. Уплотняющие поверхности считаются притертыми по всей площади, если они имеют матовый цвет или если следы карандаша, наложенные на поверхности, при проворачивании деталей относительно друг друга стираются.

Перед сборкой сальниковых уплотнений все детали необходимо тщательно промыть в керосине, протереть насухо и смазать цилиндрическим маслом (кроме торцов внешних камер). Масляные каналы также тщательно прочищают, промывают и продувают сжатым воздухом.

В сальниках низкого давления кольцевые пружины должны плотно прижимать разрезные кольца к штоку. Спиральные пружины сальников высокого давления ставят одинаковой высоты; они должны в сжатом состоянии полностью утопать в своих гнездах. Чтобы пружины при сборке уплотнений не выпадали из гнезда, гнезда набивают тавотом.

При сборке сальникового уплотнения проверяют биение штока, совпадения каналов для смазки и для отсоса газов в камерах и крышках, наличие и состояние фиксирующих штифтов в камерах, обоймах и кольцах.

Во избежание перекоса затягивать сальниковую крышку нужно равномерно, проверяя радиальный зазор между расточкой крышки и поверхностью штока по его окружности.

После монтажа нового или ремонта старого сальникового уплотнения необходимо окончательно его приработать при холостом ходе машины и обильной смазке. Длительность приработки устанавливают в зависимости от давления в цилиндре: до $1,5 \text{ МПа}$ – не менее 4 ч, от $1,5$ до $20,0 \text{ МПа}$ – не менее 8 ч, свыше $20,0 \text{ МПа}$ – не менее 24 ч.

Ревизию сальниковых уплотнений производят в следующие сроки: низкого давления (до $1,5 \text{ МПа}$) - не реже одного раза в год; среднего давления (от $1,5$ до $20,0 \text{ МПа}$) - во время каждого среднего ремонта; высокого давления (от $20,0 \text{ МПа}$ и выше) - не реже чем через 1440 ч работы (рис.8.11). При ревизии разбирают, промывают и осматривают детали сальникового уплотнения, а также проверяют состояние поверхности штока. Обнаруженные при этом дефекты устраняют шабрением и притиркой.

8.2. Ремонт клапанов поршневых компрессоров

Для управления процессами всасывания и нагнетания в поршневых компрессорах общего назначения применяют прямоточные клапаны. Они значительно снижают уровень шума работающей машины и в значительной степени повышают надежность эксплуатации. Поэтому на старых компрессорах необходима замена кольцевых пластинчатых клапанов прямоточными клапанами.

Основными элементами прямоточных клапанов – седло и примыкающая к нему пластина. На рабочей поверхности седла имеются ячейки, разделенные перемычками, которые служат проточными каналами. Тыльная сторона седла

имеет специальный профиль и служит ограничителем подъема соседней пластины. При сборке клапана все его элементы скрепляют с двух сторон стяжными кольцами, которые фиксируют стопорными планками.

Седла прямоточных клапанов изготавливают из алюминиевого сплава АЛ14В литьем под давлением. Материалом пластин клапанов служит термообработанная пружинная лента из стали марок У8А, У10А или Х15Н9Ю. Признаками неработоспособности клапанов при эксплуатации компрессора являются ненормальный стук в клапанных полостях, отклонение давлений и температуры сжимаемой среды от регламентированных. При всех видах ремонта контролируют состояние клапанов, проверяя целостность пластин, пружин и отсутствие трещин в элементах клапана. Площадь проходного сечения клапана в результате его загрязнения не должна уменьшаться более чем на 30% от первоначальной, а плотность не должна быть ниже установленных норм.

Ежегодно при ремонте осуществляют выборочный контроль клапанов с полной разборкой их и определением износа пластин и пружин. При износе опорной поверхности пружин более чем на 25% от первоначального диаметра и увеличении хода пластины на 10% от нормального значения клапан считают неработоспособным.

Через каждые 500 ч работы клапаны подлежат внешнему осмотру на просвет, при котором осматривают пластины через щели со стороны выходных каналов. Если более чем на 30% проходного сечения клапана загрязнено пылью, механическими частицами или нагаром, клапаны подвергают чистке.

При чистке клапана запрещается использование инструмента с острыми режущими кромками, чтобы избежать царапин на приработанных уплотнительных поверхностях. Щели и пазы очищают от нагара и загрязнений. Рекомендуются производить очистку 3%-ным раствором сульфанола или кипячением в 20%-ном растворе кальцинированной соды, после чего необходима тщательная промывка и сушка клапана.

Поломка пластин с выкашиванием отдельных участков обычно видна без разборки клапана. Возникшие трещины пластин у места защемления можно обнаружить, отгибая пластину до полного открытия (упора в ограничитель). Пластины с трещинами имеют значительно меньшую жесткость. Клапаны с выявленными дефектами подвергают разборке и замене дефектных деталей.

При чистке клапана запрещается использование инструмента с острыми режущими кромками, чтобы избежать царапин на приработанных уплотнительных поверхностях. Щели и пазы очищают от нагара и загрязнений. Рекомендуются производить очистку 3%-ным раствором сульфанола или кипячением в 20%-ном растворе кальцинированной соды, после чего необходима тщательная промывка и сушка клапана.

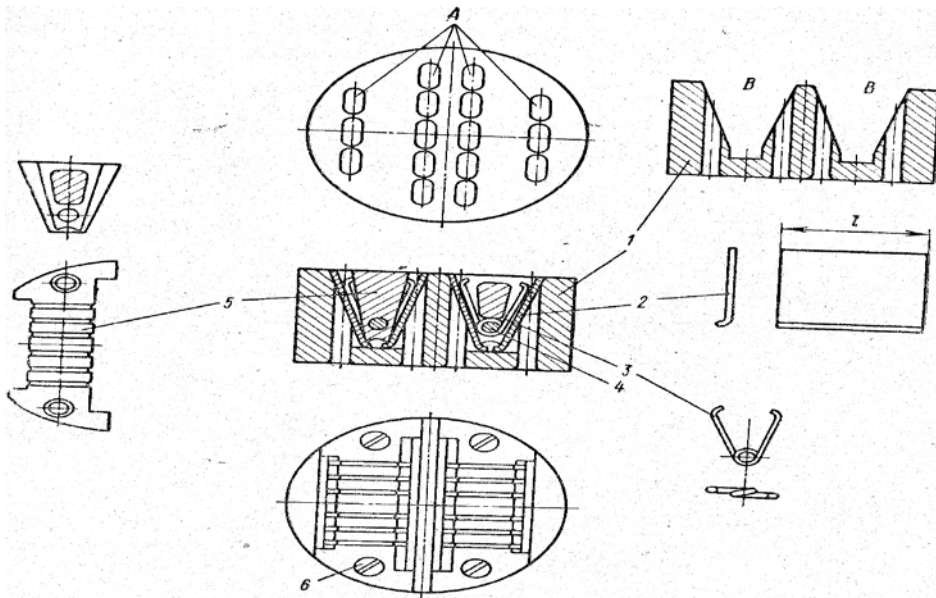


Рис. 8.12. Прямоточный клапан компрессора для средних и высоких давлений

Поломка пластин с выкашиванием отдельных участков обычно видна без разборки клапана (рис.8.12). Возникшие трещины пластин у места защемления можно обнаружить, отгибая пластину до полного открытия (упора в ограничитель). Пластины с трещинами имеют значительно меньшую жесткость. Клапаны с выявленными дефектами подвергают разборке и замене дефектных деталей.

Основные неисправности клапана заключается в том, что он пропускает газ в закрытом состоянии, несвоевременно открывается или закрывается.

Причина несвоевременного открывания клапана в слишком большом сжатии пружин. В этом случае следует отвинтить гайку на направляющей шпильке или болте и отрегулировать подъем клапана или пластин при определенном давлении. Причиной запаздывания посадки клапана или пластин его на седло почти всегда бывает слабое сжатие пружин. В этом случае заворачивают до определенного положения гайку на направляющем стержне.

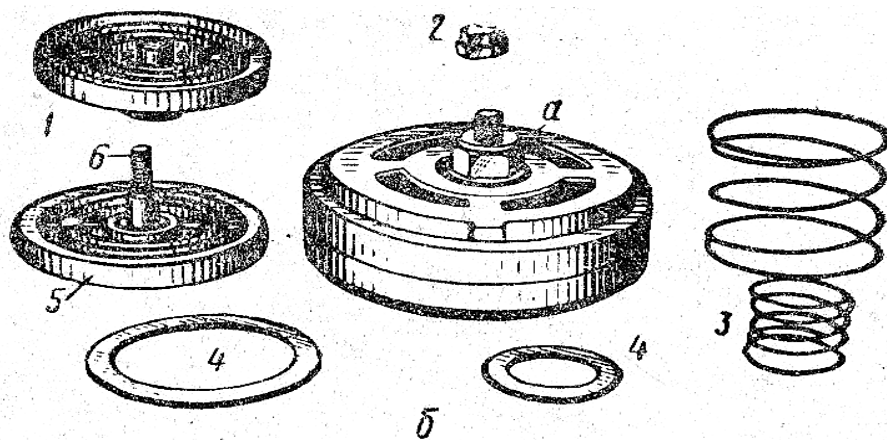


Рис. 8.13. Кольцевой пластинчатый клапан поршневого компрессора

Пропускает клапан в закрытом состоянии при поломке отдельных его частей и повреждения уплотнительных поверхностей. Поврежденные детали клапана нужно заменить (рис.8.13). В тарельчатых и шпиндельных клапанах тщательно притирают уплотняющие поверхности. Изготовленные из легированной стали пластины клапанов подвергают термической обработке и шлифовке. Шлифуют пластины с двух сторон шлифовальным камнем чашеобразной формы. Подвергают шлифовке боковые поверхности пластин – наружную и внутреннюю. Гнезда для пластин в седле клапана также шлифуют.

Клапанные пружины изготавливают из пружинной проволоки. Навивка пружины производится в холодном состоянии на оправке, диаметр которой подбирается с учетом увеличения наружного диаметра пружины после снятия ее с оправки. Клапанные пружины после подгибки крайних витков и зачистки торцов подвергают отпуску при температуре около 300°С, а затем 5 – 10 кратному обжатию до сопротивления витков. При сборке клапанов следят за тем, чтобы не произошло защемление пружин в упорах.

Собранные после ремонта, а также после наработки 500, 2000, 6000, 10 000 ч эксплуатации, при установке на компрессор клапаны подвергают испытанию на плотность керосином или с помощью гидравлического пресса.

В течение первых 150 – 200 ч эксплуатации нового (или отремонтированного) клапана происходит приработка его, когда плотность клапана повышается. Во время периодических испытаний клапанов при отсутствии дефектов и значительных загрязнений клапаны не следует разбирать и очищать от отложений.

8.3. Ремонт цилиндров

При попадании в цилиндр поршневой машины металлических предметов на зеркальной поверхности его появляются риски, царапины и задиры. Небольших размеров риски, царапины и задиры выводятся шабрением с последующим шлифованием поврежденной цилиндрической поверхности.

При средних и капитальных ремонтах поршневых насосов и компрессоров проверяют выработку цилиндров и цилиндрических втулок. Обычно измеряют диаметры в трех сечениях – на середине цилиндра и на расстоянии 20 – 25 мм от переднего и заднего краев рабочей поверхности. В каждом сечении при помощи штихмуса с микрометрической головкой измеряют взаимно перпендикулярные диаметры. По разности замеров, выполненных в разных сечениях цилиндра, определяют величину бочкообразной (конической) выработки. Кроме того, в одном и том же сечении цилиндра определяют величину овальности. Для каждого диаметра цилиндра установлены предельно допустимые величины этих выработок. Если полученные значения бочкообразной выработки и овальности превышают предельно допустимые, то цилиндры или цилиндрические втулки протачивают или заменяют.

Во время эксплуатации в цилиндрах и корпусах машин могут появиться трещины, коробления и повышенная коррозия или эрозия. Наличие трещин можно определить при тщательном осмотре, постукивании деревянным молотком и поочередном гидравлическом испытании всех полостей цилиндра при давлении, равном рабочему. Полное гидравлическое испытание цилиндров и корпусов производят один раз в шесть лет при капитальном ремонте.

Втулки, на которых обнаружены трещины, заменяют. При обнаружении трещин в теле цилиндра или корпуса решается вопрос о дальнейшей его эксплуатации или методе ремонта в зависимости от места и величины трещины.

При повышенной коррозии или эрозии на рабочих поверхностях цилиндров или корпусах машин нужно выяснить причины их появления и в зависимости от них принять меры к предотвращению дальнейшей коррозии или эрозии или к их уменьшению, например, улучшают очистку газа, изменяют его состав или температуру или же защищают поверхности определенными антикоррозионными покрытиями.

Коробление цилиндров и корпусов затрудняет уплотнение их крышек. В этих случаях с помощью щупа проверяют фланцы крышек на плотность прилегания к цилиндру или корпусу при полной затяжке шпилек. В случае износа притертых уплотнительных поверхностей выполняют их проточку, а затем их притирку.

При сборке разъема на мастике и обнаружении местных неплотностей в пределах 0,2 – 0,5 мм применяют дополнительно асбестовый шнур или другой прокладочный материал толщиной не более 2 мм. Если при этом плотности разъема достигнуть не удастся или если зазоры превышают 0,5 мм, исправляют уплотняющие поверхности разъема шабровкой.

Промывку, очистку от накипи и следов коррозии охлаждающих поверхностей производят при среднем и капитальном ремонтах машин.

Состояние шпилек и гаек, прикрепляющих цилиндры к раме, а также соединяющих цилиндры между собой, проверяют при капитальном ремонте машины.

8.4. Ремонт поршней и поршневых колец

Наибольшему износу подвергаются поршневые кольца. При средних и капитальных ремонтах поршневых машин проверяют состояние поршней и поршневых колец. При ревизии проверяют состояние поршня, его несущей поверхности, крепление на штоке, выработку канавок, состояние и степень износа поршневых колец. Ежегодно контролируют поршни, работающие при давлениях свыше 5,0 МПа, а при капитальном ремонте - до 5,0 МПа. Признаками выбраковки поршней являются задиры в виде борозд на площади, составляющей более 10% поверхности заливки, наличие участков с отставшим, выплавленным или выкрошенным баббитом, а также трещины с замкнутым контуром. Радиальная толщина слоя заливки не должна снижаться до 60% от первоначальной. Не допускается нарушение фиксации поршневой гайки или заглушек литых поршней, люфт поршня на штоке, неплотности поверхности, сварных

швов, отрыв днища поршня от ребер жесткости. Износ баббитовой заливки несущей поверхности скользящего поршня определяют путем замера щупом зазора между поршнем и зеркалом цилиндра в верхней части. Толщина слоя баббита, выступающего над телом поршня, не должна быть менее 0,2 – 0,5 мм. Толщина слоя баббита после восстановления его наплавкой и механической обработки должна составлять примерно $0,0015D$ (где D – диаметр цилиндра).

Максимально допустимые зазоры между поршнем и цилиндром не должны превышать значений, приведенных в табл. 8.7. Зазоры следует измерять через каждые 90° угла поворота коленчатого вала. При этом шток должен быть соединен с крестковфом. При расточке цилиндра или цилиндрической втулки поршни обычно заменяют.

Таблица 8.7

Диаметральные зазоры между поршнем и цилиндром (в мм)

Диаметр цилиндра, мм	Монтажный, мм	Предельный при эксплуатации	
		горизонтальных ступеней	вертикальных ступеней
от 100 до 150	от 0,15 до 0,25	0,80 – 1,20	-
свыше 150 до 300	от 0,25 до 0,45	1,2 – 2,0	1,0 – 1,4
свыше 33 до 400	от 0,45 – 0,60	2,0 – 2,6	1,4 – 1,6
свыше 400 до 550	от 0,6 – 0,85	2,6 – 3,6	1,6 – 2,0
свыше 550 до 700	от 0,85 – 1,00	3,6 – 3,8	2,0 – 2,2
свыше 700 до 850	от 1,0 – 1,30	3,8 – 4,3	-
свыше 850 до 1000	от 1,3 – 1,50	4,3 – 4,6	-

В бескрейцкопфных машинах направляющая часть (юбка) поршня истирается, отверстие поршня изнашивается или ослабевает его посадка. При значительном износе направляющей части поршень заменяют. Отверстие поршневого пальца при ремонте растачивают на станке или развертывают специальной разверткой. По новому отверстию подгоняют поршневой палец.

В процессе работы на поверхности поршня могут появиться задиры и следы коррозии металла, которые выводят шабрением и притиркой при ремонтах. В скользящих поршнях происходит износ опорной поверхности. При ремонтах наплавляют опорную поверхность и подгоняют ее к внутренней поверхности цилиндра.

Для контроля состояния поршневых колец проводят визуальный осмотр их поверхности, определяют радиальный износ колец и зазор в их замках. Поршневые кольца, износ которых превышает 30% первоначальной толщины, подлежат замене. Задиры, царапины на рабочей поверхности колец необходимо удалять и зашлифовывать. Наружные кромки рабочей поверхности колец должны быть острыми. Допускается притупление кромок радиусом или фаской не более 0,1 мм.

Трещины, раковины, цвета побежалости, радиальные риски на торцевых поверхностях и по направлению образующей на наружной цилиндрической поверхности колец не допускаются.

Допускается наличие следующих дефектов:

1) не более трех мелких раковин или вмятин на торцевых поверхностях кольца размером не более 15% и глубиной не более 10% радиальной толщины кольца, расположенных друг от друга на расстоянии не менее двукратной радиальной толщины кольца и не менее 0,55 мм от краев кольца, причем раковины и вмятины друг против друга на торцах не допускаются;

2) сколов или фасок на внутренней кромке замка при максимальной длине выкрашенного участка не более 15% от радиальной толщины кольца;

3) отдельных рисок глубиной не более 0,1 мм на внутренней поверхности кольца.

Поршневые кольца следует заменять при каждой расточке зеркала цилиндра или канавок в поршне, при поломках и потере упругости. Они должны свободно перемещаться по канавке поршня. Зазоры между кольцом и канавкой приведены в табл. 8.8. Контроль зазоров производят щупом. Между наружными поверхностями поршня и полностью обжатого в канавке кольца должен быть зазор. Глубина утопания поршневого кольца в канавке поршня приведена в табл. 8.9.

Качество прилегания поршневого кольца к зеркалу цилиндра и тепловой зазор в замке кольца определяют при установке кольца в цилиндр при извлеченном из цилиндра поршне. Между зеркалом цилиндра и вставленным в него поршневым кольцом допустим радиальный зазор (просвет) не более чем в двух местах на дуге 450 и не ближе 300 от замка следующих размеров: при диаметре до 150 мм – 0,03 мм; при диаметре 150 – 400 мм - 0,05 мм; более 400 мм - 0,7 мм.

Таблица 8.8

Зазоры при монтаже и эксплуатации поршневых колец

Диаметр цилиндра, мм	Осовой суммарный между поршневым кольцом и канавкой, мм		Зазор в замке поршневого кольца при установке в цилиндр, мм	
	монтажный	предельный при эксплуатации	монтажный	Предельный при эксплуатации
от 100 до 150	0,03 – 0,07	0,12	0,35 – 0,40	2,0- 2,8
150 до 300	0,03 – 0,08	0,15	0,40 – 0,85	2,8 – 4,3
300 до 400	0,04 – 0,09	0,18	0,85 – 1,20	4,3 – 5,8
400 до 550	0,04 – 0,10	0,20	1,2 – 1,60	5,8 – 6,6
550 до 700	0,05 – 0,12	0,25	1,6 – 2,00	6,6 – 7,5
700 до 850	0,05 – 0,16	0,30	2,00 – 2,50	7,5 – 9,0
850 до 1000	0,05 – 0,18	0,35	2,50 – 2,90	9,0 – 11,0

Глубина утопания поршневого кольца в канавке поршня

Диаметр цилиндра, мм	от 100 до 150	от 150 до 200	от 200 до 300	от 300 до 400	от 400 до 600
Глубина утопания, мм	0,45 – 0,60	0,67 – 0,85	0,85 – 1,20	1,20 – 1,50	1,50 – 1,80

Упругость поршневых колец можно повысить насечкой внутренней поверхности кольца с помощью специальной чеканки. Высота насечки должна быть меньше высоты кольца. Насечку производят на $2/3$ длины кольца; края кольца (примерно на $1/6$ части длины от замков) не насекают. Насечку следует производить только одним ребром накатки; второе служит для обеспечения равных промежутков между насечками.

Для облегчения снятия и одевания колец на поршень обычно используют направляющие пластинки из тонколистовой стали. Кольца на поршень необходимо устанавливать так, чтобы их замки не находились на одной прямой.

При сборке поршня с цилиндром для обжатия поршневых колец применяют различные приспособления: стяжные хомуты, направляющие клиновые втулки и т. п.

При сборке цилиндрово-поршневой группы проверяют и регулируют линейное мертвое пространство между торцом поршня и крышками цилиндра. Линейное мертвое пространство в задней полости цилиндра (при ходе поршня от вала) должно быть на $0,5 - 1$ мм больше, чем в передней (для компенсации температурных удлинений штока и шатуна).

Линейное мертвое пространство измеряют по оттискам, полученным при сплющивании поршнем полоски свинца, введенной в цилиндр через клапанные гнезда. Размер полоски: длина $100 - 150$ мм, ширина $10 - 15$ мм, толщина $0,5 - 1,0$ мм. Полоска должна быть скручена по винтовой линии. Коренной вал компрессора проворачивают вручную так, чтобы поршень прошел через две мертвые точки.

Величину линейного мертвого пространства регулируют изменением толщины дистанционной шайбы (набором шайб), устанавливаемой в расточку крейцкопфа под хвостовик штока, или же вращением штока в резьбовых втулках совместно с поршнем при резьбовом соединении штока с крейцкопфом. При этом происходит перераспределение мертвого пространства по полости цилиндра. Для регулирования мертвого пространства ступени в целом необходимо изменить толщину прокладок между цилиндром и крышкой или протачивать торец фланца крышки.

После регулирования линейных мертвых пространств, проверяют наличие перебега поршневых колец для устранения ступенчатого износа зеркала цилиндра. Кромка кольца должна на $2 - 3$ мм выходить за пределы зеркала цилиндра.

Поломанные и износившиеся поршневые кольца заменяют.

Поршневые кольца изготавливают из чугуна, обладающего высокими упругими свойствами и износостойкостью. Отлитый из этого чугуна кольцевой цилиндр обтачивают на токарном станке с наружной и внутренней стороны, и из него на станке нарезают отдельные кольца. Затем в каждом кольце выпиливают необходимой формы замок. Кольцо опиливают по торцам, проверяя качество опилки по краске на поверочной плите. Снаружи кольцо должно быть подогнано по внутренней поверхности цилиндра. Последней операцией обработки является термическая фиксация замка поршневого кольца. Термическая фиксация замка производится при температуре около 600°C. Кольцо выдерживают при этой температуре в течение 40 мин, после чего кольца охлаждают в масле. Пред надеванием кольца на поршень тщательно осматривают его канавки, имеющие забоины и заусенцы зачищают напильником. Проверенные и подогнанные кольца устанавливают на поршень в отремонтированные канавки, применяя специальные приспособления. После чего проверяют с помощью щупа торцовые зазоры по канавкам. При установке нового набора поршневых колец добиваются их приработки при холостом ходе и обильной смазке. Длительность приработки определяется заводом-изготовителем. После приработки поршневых колец машину пускают в ход под нагрузкой.

Штоки компрессоров общего назначения изготавливают из углеродистых конструкционных сталей марок 30, 35, 40, 45. Для нормальной работы сальниковых уплотнений штоки изготавливают с поверхностным упрочнением до твердости HRC 52 – 62, с последующей шлифовкой и полировкой до чистоты не менее Ra 0,125.

Проверку плотности посадки поршня на штоке производят пробным протягиванием гайки; при этом проверяют целостность стопорных устройств гайки (стопорная шайба, шплинт, установочная шпилька, штифт).

По мере износа опорной поверхности поршня и крейцкопфа возникает биение (уклон) штока вдоль его продольной оси в пределах хода поршня. Контроль биения осуществляется в горизонтальной и вертикальной плоскостях индикаторами часового типа. В зависимости от давления и хода поршня предельное биение штока при эксплуатации не должно превышать следующих значений, приведенных в табл. 8.10:

Таблица 8.10

Предельные значения биения штока

Допустимое давление в цилиндре	Биение штока, мм
До 1,5 МПа при ходе поршня до 450 мм	0,30
До 1,5 МПа при ходе поршня свыше 450 мм	0,45
Свыше 1,5 МПа до 15,0 МПа	0,20
Свыше 1,5 МПа при работе штока с металлическими уплотнительными элементами	0,10
Свыше 10 МПа при работе штока с неметаллическими уплотнительными элементами	0,08

В процессе эксплуатации следует контролировать состояние поверхности штока. Не допускаются трещины на поверхности, резьбе или галтелях штока; деформации, срыв или смятие резьбы.

Наиболее вероятными местами, в которых могут возникнуть усталостные трещины, являются галтельные переходы, резьба (особенно 2 - 5-й витки), гладкая сальниковая часть (в зоне натирив), упорный бурт. Трещины, как правило, начинают развиваться от наружной поверхности.

Для обнаружения трещин рекомендуются физические методы дефектоскопии: магнитными методами контролируют резьбу и все галтельные переходы, ультразвуковым методом – хвостовую и сальниковую части, а также часть тела поршня и упорный бурт штока. Эксплуатация штока с трещинами не допускается.

В процессе эксплуатации сальниковая часть штока изнашивается, вследствие этого искажается геометрическая форма штока. Величину износа определяют путем микрометража диаметра штока в его рабочей части и сравнения полученных данных с исходными значениями диаметра.

Предельные значения овальности и разности замеров вдоль образующей, а также допустимый износ штока (после которого необходима перешлифовка) приведены в табл. 8.11.

Таблица 8.11

Допустимые отклонения формы штока

Диаметр штока, <i>мм</i>	Предельные значения овальности и разности замеров вдоль оси образующей (в <i>мм</i>) при избыточном давлении в цилиндре		Допустимый износ штока до перешлифовки, <i>мм</i>
	до 5 МПа	свыше 5 МПа	
60 - 90	0,10	0,05	0,4
90 - 120	0,15	0,08	0,5
120 - 180	0,30	0,15	0,8
180 - 220	0,45	0,20	1,0

Небольшие местные дефекты поверхности устраняют зашлифовкой и шлифовкой на месте, а при значительных задирах и глубоких рисках штоки протачивают и шлифуют. Уменьшение диаметра штока в результате ремонтов допускается в пределах до 2,5% от номинального диаметра.

Поскольку слой поверхностного упрочнения штоков имеет небольшую толщину и при проточке штоков может быть удален, необходимо упрочнение штоков при ремонтах. Эту операцию можно выполнить механическим способом обкаткой роликами, позволяющей получить упрочненный поверхностный слой требуемой глубины и чистоты поверхности. Применение обкатки роликами исключает необходимость шлифования штоков.

Уплотнения штоков (сальники). При эксплуатации подлежит контролю уплотнение штока как не оснащенного системой отвода утечек, так и оснащенного такой системой. Показателем герметичности уплотнений штоков является содержание газа в контролируемых местах компрессора и в помещении; оно не должно превышать допустимых значений.

Ежегодно при ремонте проверяют состояние уплотнения штока, работающего при давлении выше $5,0 \text{ МПа}$; трещины или поломка элементов не допускаются. Износ уплотнительного элемента должен быть не более 30% его номинальной радиальной толщины, а зазор между штоком и защитным кольцом уплотнения штока с неметаллическими уплотнительными элементами – не более $0,1 \text{ мм}$. Состояние элементов уплотнения штока, работающего на давление до $5,0 \text{ МПа}$, контролируют при капитальном ремонте.

Качество прилегания сальниковых колец к штоку проверяют по краске или по стиранию рисок, нанесенных на шток мягким карандашом. Кольцо должно быть установлено на шток в сборе с браслетной пружиной и повернуто несколько раз вокруг оси. Площадь соприкосновения поверхности кольца и штока должна составлять не менее 80% общей поверхности контакта. Проверка по краске должна дать не менее двух пятен на дуге длиной 10 мм или в квадрате $10 \times 10 \text{ мм}$.

Радиальные зазоры разрезных колец, компенсирующих износ сальниковых элементов, должны составлять $(0,02 - 0,03)D$ (где D – диаметр штока).

Сальниковые кольца необходимо заменять при обнаружении трещин или поломок, а также при износе уплотнительного элемента, превышающем 30% его номинальной радиальной толщины.

Браслетные пружины сальников должны обеспечить плотное прилегание к штоку обтянутых ими элементов сальниковых колец.

Кольца устанавливают в каждую камеру с суммарным осевым зазором $0,05 - 0,10 \text{ мм}$, который проверяют щупом при установке камеры и уплотняющих элементов на контрольную плиту. Если зазор меньше допустимого, торцевые поверхности колец притирают по плите до получения требуемой величины, а если больше – притирают свободный торец камеры сальника.

Каждую пару колец необходимо фиксировать друг относительно друга штифтом для взаимного перекрытия зазоров в стыках частей разрезных колец. В один из фиксируемых элементов штифт должен входить по плотной посадке, в другой – с зазором 1 мм на диаметр.

На поверхностях прижимного фланца, а также камер сальникового уплотнения не допускаются трещины, изломы. При их обнаружении детали заменяют. Если на поверхностях торцевых плоскостей камеры, соприкасающихся с торцевыми плоскостями смежных камер, нажимного фланца, уплотнительного или замыкающего колец обнаружены следы наклепа, то все поверхности, имеющие наклеп, должны быть исправлены. Для обеспечения герметичности стыков уплотнительные поверхности камер и нажимного фланца притирают. Непараллельность притираемых поверхностей не должна превышать $0,03 \text{ мм}$, контроль производят индикатором при установке деталей уплотнения на контрольную плиту.

Плотность взаимного прилегания торцевых плоскостей камер и нажимного фланца проверяют наливом керосина внутрь камер, уложенных одна на другую. В течение первых пяти минут утечки керосина не должно быть.

При сборке сальника необходимо соблюдать следующие требования:

1) первым по ходу газа устанавливают замыкающее кольцо (из трех частей);

2) вторым – уплотнительные кольца (из шести);

3) отверстия для смазки в нажимном фланце и камерах должны совпадать;

4) если инструкцией сальникового уплотнения предусмотрена установка паронитовой прокладки между камерой сальника и цилиндром, то при ремонтах ее следует заменить новой.

8.5. Ремонт элементов кривошипно—шатунного механизма

Шатуны относятся к числу особо ответственных деталей поршневых машин. Поломка их может вызвать серьезную аварию. Поэтому за состоянием шатунов должно быть установлено тщательное и систематическое наблюдение. Во время среднего ремонта машины шатуны тщательно осматривают с целью обнаружения усталостных трещин; шатунные болты проверяют на наличие остаточной деформации. Во время среднего или капитального ремонтов с помощью меловой пробы проверяют, нет ли трещин в головках шатуна и шатунных болтах. Шатуны и болты погружают на определенное время в керосиновую ванну. Потом насухо вытирают, покрывают меловым раствором и сушат. В местах трещин меловое покрытие темнеет от выступающего керосина. Шатуны и шатунные болты, имеющие трещины, заменяют.

Одновременно проверяют состояние подшипников и сопрягаемых с ними шеек вала и пальца, замеряют зазоры и определяют, нет ли овальности. При износе подшипников шатуна слышны периодические повторяющиеся стуки. В этих случаях разбирают соответствующий узел и ремонтируют или заменяют подшипники.

В крейцкопфах и ползунах изнашиваются скользящие поверхности башмаков. Это приводит к нарушению соосности их со штоками и увеличению зазора между башмаками и параллелями рам. В этом случае регулируют зазор увеличением толщины прокладок между сопрягаемыми поверхностями корпуса и башмаков к крейцкопфу или ползуну.

При неравномерной выработке отверстие крейцкопфа протачивают и по нему изготавливают и подгоняют палец.

В местах сальниковых уплотнений на штоке могут появиться задиры и риски, значительная и неравномерная выработка (конусность, овальность). При этом нарушается уплотнение и увеличивается пропуск газа. Незначительные задиры и риски выводят шлифованием. Более значительные изменения поверхности штока устраняют проточкой с последующим шлифованием. Штоки машин высокого давления обрабатывают на повышенную прочность путем азотирования или поверхностного упрочнения. Это обеспечивает более длительную работу сальникового уплотнения. Упорный бурт или коническую поверхность штока притирают к поверхности соединения с поршнем.

Могут происходить обрывы конца штока по резьбе в местах его соединения с крейцкопфом или ползуном. Основные причины обрыва: недоброкачественно выполненная резьба, многократная чрезмерная затяжка или неправильная сборка узла. Шток с оборванным концом не ремонтируют.

Кривошипно-шатунный механизм должен собираться с наибольшей точностью сочленения деталей и узлов. Ось шатуна устанавливается строго перпендикулярно оси вала и оси крейцкопфного пальца. Ось штока должна совпадать с осью цилиндра и поршня. При сборке узлов следует добиваться правильности прилегания друг к другу опорных поверхностей соединяемых деталей.

При средних и капитальных ремонтах машины, но не реже одного раза в год, следует осматривать резьбу конца штока и опасных сечений у других деталей, а также проверять прилегание опорных поверхностей в узлах. Результаты проверки состояния узлов кривошипно-шатунного механизма заносят в ремонтную книгу с указанием ответственного лица, производившего проверку.

8.5.1. Ремонт валов и подшипников

Одной из наиболее дорогих и сложных деталей машины является коренной вал (или вал ротора), поломка которого выводит машину из строя на продолжительное время. Причинами поломки вала могут быть: неправильная установка в подшипниках, пороки в металле, дефекты при изготовлении, общая авария машины (обрывы штоков, шатунных болтов и т.п.). При ремонте выясняют причины поломки вала, чтобы избежать их при изготовлении, монтаже и эксплуатации нового вала.

При проверке состояния вала могут быть обнаружены риски и задиры, овальность и конусность на коренных и мотылевых шейках, а также превышающее допуски биение отдельных шеек. В этих случаях производится проточка, а затем опиловка и шлифовка шеек вала.

В большинстве случаев причиной возникновения остаточного прогиба вала центробежных машин в процессе эксплуатации является местный односторонний нагрев вследствие того, что вал задевает лабиринтные уплотнения.

Прогиб коренного вала поршневых машин происходит главным образом при чрезмерном возрастании поршневых усилий, возникающих при гидравлических, механических ударах и резком повышении давления в цилиндре. Изогнутые валы нужно подвергнуть правке. Наиболее распространенными способами правки являются: термическая, механическая и термомеханическая.

Если во время осмотра вала обнаружены трещины, излом или скручивание, то такой вал необходимо заменить. С целью предупреждения поломок систематически проводят ревизии вала машины.

Наибольшие повреждения шпоночных канавок вала устраняют опиловкой и шабрением, значительные – строганием или фрезерованием. При большом износе шпоночные канавки на валах небольших машин завари-

вают, зачищают наплавленное место и фрезеруют канавку на новом месте под углом 120° . Бывают случаи среза шпонок на валах насосов и компрессоров. Грани новых шпонок и шпоночных канавок тщательно и точно подгоняют одну к другой опиловкой и шабровкой по краске.

При ревизии осматривают шейки и щеки вала с помощью лупы в местах наибольших напряжений, особенно по галтелям; промеряют диаметры всех шеек с целью установления степени их износа, при наличии задирав и забоин шеек дефекты устраняют зачисткой и шлифованием; проверяют шейки на биеение индикатором, проверяют продувкой и промывкой смазочные каналы.

Ремонт подшипников скольжения заключается в перезаливке или в восстановлении баббита вкладышей. Перезаливают вкладыши подшипников при уменьшении толщины баббитового слоя более чем на половину первоначальной толщины, при выкрашивании, растрескивании и отставания баббита более чем на 30% поверхности вкладыша и при выплавлении баббитового слоя.

Если слой баббита менее 1,5 мм, а для двигателей внутреннего сгорания менее 4 мм, перезаливка вкладышей обязательна.

При толщине прокладок между корпусом и крышкой подшипника 0,5 мм также требуется перезаливка вкладышей. Толщина прокладок 0,5 мм берется при номинальном радиальном зазоре. Нормальная величина верхних радиальных зазоров равна $(1/1000 - 1/1500)$ диаметра шейки вала. Увеличение торцевых зазоров в процессе эксплуатации может быть допущено до 1 мм, после чего необходимо произвести напайку торцов с последующей их пригонкой.

Предварительно старый баббит выплавляют из вкладыша на горне или с помощью паяльной лампы. Для этого нагревают вкладыш с тыльной стороны равномерно по всей поверхности примерно до 250°C , т.е. до начала плавления баббита в канавках или нижней части вкладыша. Удаляют баббит легкими ударами молотка по вкладышу. Очищают поверхность вкладыша от ржавчины шабером, металлической щеткой или пескоструйкой. Далее вкладыш обезжиривают, опустив на 10 – 15 мин в кипящий 10%-ный раствор едкого натра или едкого калия. Вкладыши крупных подшипников обезжиривают нагреванием до 350°C . Затем вкладыш промывают в горячей воде и сушат. С целью удаления окислов поверхность вкладыша протравливают в 50%-ном растворе соляной кислоты или в 10%-ном растворе серной кислоты. После этого вкладыш промывают в горячей проточной воде и сушат.

Чугунные вкладыши после травления следует кипятить в течение 20 мин в 20—30%-ном растворе щелочи (NaOH или KOH).

Часто в заливке вкладышей из-за некачественного выполнения работ, при которых был допущен пережог баббита, небрежно выполнено лужение вкладышей, оставлен большой радиальный зазор и т. п., образуются трещины.

Трещины в баббите вкладыша не всегда ликвидируют перезаливкой. Если образование трещин не сопровождается отставанием баббита, можно ограничиться хорошей пропайкой их баббитом того же состава, что и основная заливка. При этом необходимо добиться, чтобы

пропайка достигла тела вкладыша. При выкрашивании баббита и, следовательно, его отставании перезаливка вкладышей обязательна. Для заливки подшипников применяют баббиты марок Б-82, БН, БТ, Б-6 и Б-16, механические свойства которых приведены в табл.8.12.

Таблица 8.12

Механические свойства баббитов

Показатели	Марки баббитов			
	Б-83	БН	Б-16	Б-6
Плотность, $г/см^3$	7,38	9,55	9,29	9,6
Начало затвердения, $^{\circ}C$	370	400	410	416
Конец затвердения, $^{\circ}C$	240	240	240	232
Сопротивление сжатию, $кгс/мм^2$	38	25	14,7	23
Твердость по Бринеллю	30	29	30	32
Сопротивление удару без надреза, $кгс/см^2$	0,6	0,3	0,14	0,15

Для лучшего сцепления слоя заливаемого баббита с вкладышем внутреннюю поверхность последнего лудят. Лужение можно осуществлять погружением вкладыша в ванну с расплавленной полудой, растиранием третника о нагретый вкладыш или с помощью порошкообразной полуды. В первом случае необходимо еще раз смочить хлористым цинком поверхности вкладыша, закрыть все отверстия асбестом и подогреть вкладыш до 150—200 $^{\circ}C$. Температура нагрева полуды для третника составляет 320 $^{\circ}C$, чистого олова — 285 $^{\circ}C$, баббита (Б-83) — 380 $^{\circ}C$. В ванне с полудой вкладыш следует держать 3—5 мин. Правильно нанесенная полуда имеет ровный тускло-серебристый цвет. Другая окраска говорит об окислении полуды, качество такого лужения будет низким. В таких случаях лужение следует повторить.

Для лужения растиранием третника вкладыш с тыльной стороны нагревают до 60—70 $^{\circ}C$. Поверхность, подвергаемую лужению, смачивают соляной кислотой, протирают, проминают горячей водой и вытирают насухо.

Затем обслуженную поверхность смачивают травленой соляной кислотой (НСI), посыпают порошком нашатыря и нагревают вкладыш до 300—320 $^{\circ}C$.

Палочкой третника наносят тонкий слой расплавленной полуды, которая должна дать ровную блестящую поверхность.

При лужении порошкообразной полудой применяется порошок, состоящий из третника и нашатыря. Количество нашатыря составляет 1/5 объема порошка.

К моменту окончания лужения баббит должен быть подготовлен к заливке. Его расплавляют в специальных тиглях. Для предотвращения окисления поверхность расплавленного баббита покрывают слоем высушенного древесного угля кусочками 8—10 мм. Толщина слоя угля 2—3 см.

Пределная температура нагрева баббита

Марка баббита	Температура начала плавления, °С	Рекомендуемая температура заливки, °С
Б-83	240	420—390
БН	240	470—450
Б-6	232	470—450
Б-16	240	500—470

Для каждой марки баббита допускается определенная предельная температура нагрева (табл.8.13). Перед заливкой температура вкладыша и формы должна быть 200—250°С. Заливку производят непрерывно (рис.8.14).

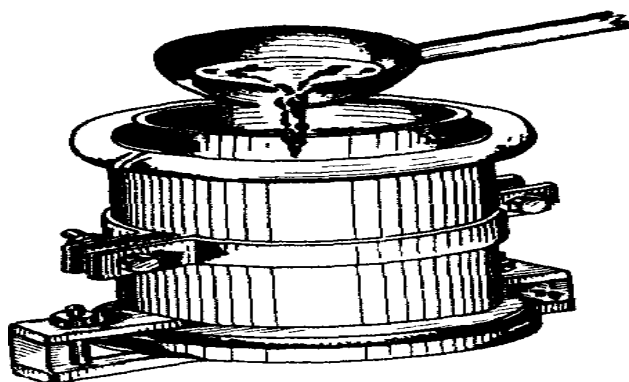


Рис. 8.14. Заливка вкладышей подшипников баббитом

Для получения более плотного слоя баббита применяют центробежную заливку (рис.8.15).

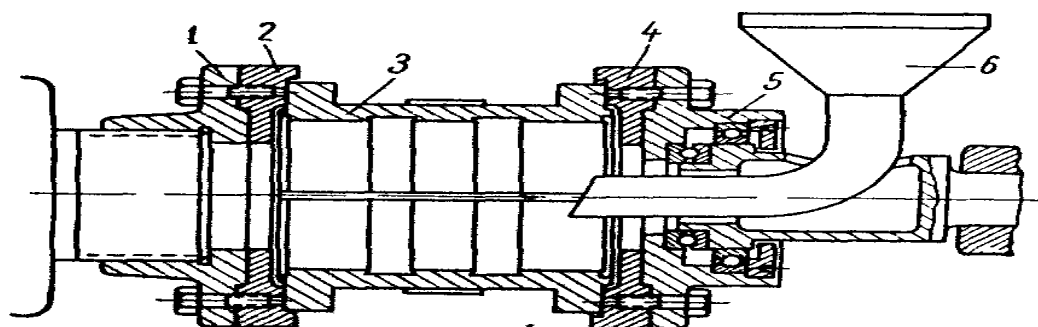


Рис. 8.15. Центробежная заливка подшипников:

- 1 — планшайба, насаженная на шпиндель токарного станка;
- 2, 4 — диски для зажима вкладыша; 3 — вкладыш подшипника;
- 5 — камера для радиального и упорного подшипников;
- 6 — воронки для заливки баббита

При заливке баббитом частота вращения вкладыша устанавливается в зависимости от его диаметра.

Таблица 8.14

Зависимость частоты вращения вкладыша от его диаметра

Диаметр вкладыша, мм	до 50	70	90	110	130	170	200	250	300
Частота вращения, c^{-1}	15 -18	14	12	11	10	9	8	7	9

Перед обточкой обе половинки вкладышей стягивают хомутом. Толщина снимаемого слоя баббита зависит от припуска при заливке. Баббит растачивают на токарном станке. При этом дают некоторый припуск на шабровку (0,15—0,2 мм). Расположение и форму канавок во вкладышах применяют по заводским образцам. При шабровке вкладыша добиваются полного прилегания шеек вала. Плотность прилегания считается удовлетворительной при получении четырех-пяти пятен на участке площадью 1 см².

Для нормальной работы между валом и подшипником оставляют зазор, величина которого зависит от диаметра вала. Между верхним вкладышем и валом зазор при диаметрах вала 50—80 мм принимается 0,1—0,16 мм, при диаметрах 80—120 мм — 0,12—0,20 мм, при диаметрах 180—250 мм — 0,2—0,4 мм; боковой зазор между нижним вкладышем и валом должен быть равен половине верхнего зазора.

Для нормальной работы между валом и подшипником оставляют зазор, величина которого зависит от диаметра вала. Между верхним вкладышем и валом зазор при диаметрах вала 50—80 мм принимается 0,1—0,16 мм, при диаметрах 80—120 мм — 0,12—0,20 мм, при диаметрах 180—250 мм — 0,2—0,4 мм; боковой зазор между нижним вкладышем и валом должен быть равен половине верхнего зазора (рис.8.16).

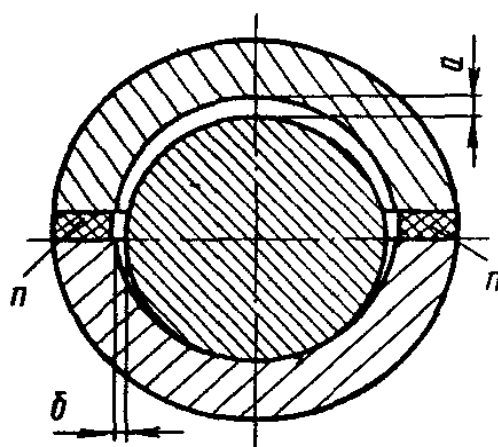


Рис. 8.16. Зазоры между валом и вкладышем подшипника

Верхние зазоры вкладышей определяются при помощи штихмуса и микрометра. При необходимости проверка верхнего зазора во вкладышах подшипников проводится по свинцовым оттискам, без выемки ротора. Свинцовые проволоки диаметром 1,0 – 1,5 мм и длиной 30 – 50 мм укладываются на шейку вала и на поверхность разъема нижнего вкладыша. Зазор между верхним вкладышем и шейкой вала должен составлять 0,001 – 0,002 диаметра шейки вала. Боковой зазор должен быть равным 0,7 – 0,9 верхнего зазора.

Качество заливки контролируют простукиванием молотком вкладышей при их установке на деревянном основании. Дребезжание или глухой звук указывает на отставание баббита от стальной основы.

Контроль методом керосиновой пробы проводят следующим образом. Вкладыш погружают в противень с керосином на 10 – 15 мин, затем протирают насухо и покрывают торцевые поверхности меловым раствором. Пожелтелость в местах контакта баббита со сталью свидетельствует об отставании баббита от основы. Контроль качества сцепления баббита с основой колодок упорных подшипников осуществляют ультразвуковым методом.

Ниже указаны характерные дефекты при заливке вкладышей и их причины табл. 8.15.

Таблица 8.15

Дефекты при заливке вкладышей и их причины

Дефект	Причины
Неравномерная толщина залитого слоя баббита	Неправильная сборка вкладыша с приспособлением
Неплотное приставание баббита к поверхности вкладыша	Некачественная очистка поверхности вкладыша перед лужением, недогрев или перегрев при заливке
Пористость в залитом слое	Плохое рафинирование и сильное окисление баббита, неравномерное охлаждение формы, заливка длинной струей и непродолжительное пребывание облуженного вкладыша на воздухе
Наличие усадочных раковин	Неравномерное охлаждение вкладышей
Крупнозернистое строение залитого слоя баббита	Замедленное охлаждение вкладыша, нарушение температурного режима или состава баббита, плохое рафинирование
Трещины в залитом слое	Высокие внутренние напряжения, возникающие при заливке
Желтый цвет поверхности баббита	Заливка перегретым баббитом

8.5.2. Подшипники качения и их ремонт

Характерными повреждениями подшипников качения являются поломка наружного или внутреннего колец или трещина на них, разрушение сепаратора, шариков или роликов, заклинивание и т.д. Радиальный разбег свидетельствует об изношенности беговых дорожек и тел качения.

Негодные подшипники не ремонтируют, их в централизованном порядке сдают для реставрации или использования металла на подшипниковых заводах. Поврежденные подшипники необходимо заменить новыми. При этом нельзя произвольно заменять подшипники только по признаку равенства монтажных размеров, без учета серии; следует использовать подшипники только проектных размеров, указанных в паспорте или в инструкции агрегата. Во избежание ошибок при установке подшипников их размещают так, чтобы клеймо на торце кольца было обращено наружу.

Подшипники снимают с вала свинцовой выколоткой с помощью винтовых или гидравлических скобчатых съемников (рис.8.17).

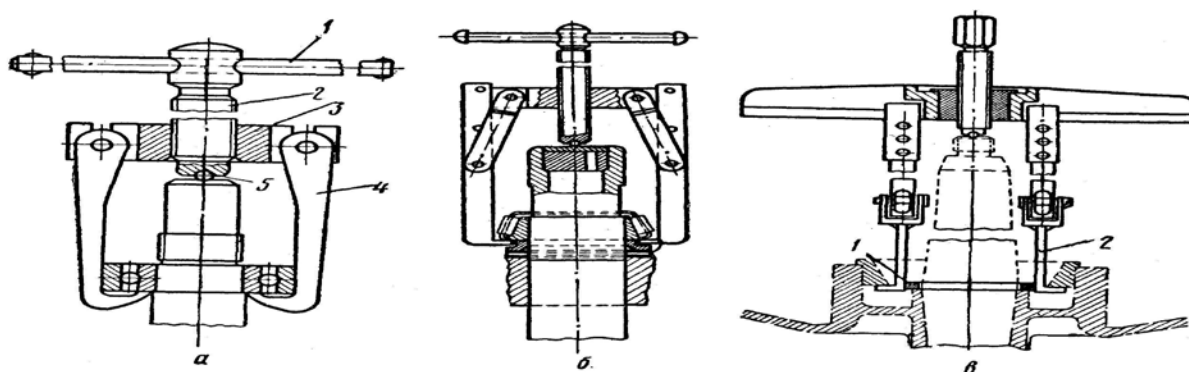


Рис. 8.17. Винтовые съемники, применяемые при демонтаже подшипников качения:
 а - для демонтажа шарикоподшипников с вала;
 б - для спрессовки с вала внутренних колец роликоподшипников;
 в - со специальным захватом для извлечения подшипников из корпуса машины

На (рис.8.17) показаны винтовые съемники, применяемые при демонтаже подшипников качения. Винт 2 (рис.8.17а), вращаемый воротком 1, упирается в конец вала через шарик или прокладку 5 и поднимает вверх траверсу 3, на которой закреплены три лапы 4. Лапы 4 оказывают равномерное давление по всей торцовой поверхности внутреннего кольца подшипника. Шарик или прокладка 5 применимы для уменьшения трения и предохранения хвостовика вала от смятия.

Аналогичным образом работает съемник для спрессовки с вала внутренних колец роликоподшипников (рис. 8.17б).

Демонтаж подшипника на закрепленной конической втулке очень прост: отгибают усы стопорной фасонной шайбы, свинчивают зажимную гайку и свободно снимают втулку с вала.

Для извлечения подшипников из корпуса пользуются выколоткой из мягкого металла или простейшим съемником, состоящим из П – образной скобы, которая упирается концами в корпус, и винта, проходящего в отверстие подшипника. На конце винта закреплена упорная планка. Если к

подшипникам, установленным в корпусе, нет прямого доступа, то принимают съемники со специальным захватом (рис.8.17в). В этом съемнике кольцо 1 препятствует сближению лапок 2, вследствие чего происходит захват наружного кольца подшипника за внутренний его торец. В остальном принцип работы съемника аналогичен ранее описанному способу.

При демонтаже подшипников качения необходимо стараться не повредить вал и внутреннюю поверхность гнезда в корпусе.

Длительность нормальной работы узла в основном зависит от качества сборки подшипника качения на валу и в корпусе. Прежде всего, готовят посадочные места и подшипники. Проверяют правильность цилиндрической формы посадочных мест на валу и в корпусе, защищают на них заусенцы, забоины и царапины.

Перед сборкой промывают подшипники в жидкости, состоящей из бензина и минерального масла, и сушат на чистой бумаге. Посадочные места на валу и в корпусе перед установкой подшипника также должны быть тщательно промыты и просушены.

Сочленение колец обойм подшипника с валом и корпусом производится по одной из неподвижных посадок (Гр – горячая, Пр – прессовая, Г – глухая, Т – тугая и др.) с соблюдением установленных натягов. Подготовленный подшипник в течение в течение 15 – 20 мин нагревают в масляной ванне при температуре 60 – 90°C. Нагретый подшипник быстро устанавливают и легкими ударами или нажимом добиваются посадки его на место. Посадку подшипника выполняют с помощью различных прессов и оправок. На (рис.8.18) приведены примеры применения оправок при монтаже подшипников качения. Применение оправок обеспечивает качественную посадку подшипника, предотвращает повреждение вала и подшипника, попадание в подшипник мелких металлических частиц, откалывающихся при ударах молотком. При напрессовке подшипника на вал усилие от оправки должно передаваться на торец внутреннего кольца (рис.8.18а), а при запрессовке в корпус – на торец наружного кольца. При одновременной напрессовке подшипника на вал и в корпус применяют оправку с концентрическими буртиками, упирающимися в торцы обоих колец.

Запрессовку подшипников на длинный вал и далеко отстоящую от его конца шейку выполняют при помощи медной выколотки или специальной тяжелой оправки (рис.8.18б), которой, подняв ее за рукоятки, наносят удары по торцу подшипникового кольца. В последнем случае посадка подшипника осуществляется более правильно, без перекосов.

Если вал полый, то для напрессовки без перекосов удобно пользоваться специальной оправкой, показанной на (рис.8.18б). подшипник в этом случае скользяще устанавливают на нижнюю центрирующую часть оправки, хвостик которой уходит в отверстие вала. Ударами молотка по торцу верхней части оправки подшипник равномерно сдвигается на вал без каких-либо перекосов.

В машиностроении широко применяют закрепление подшипника на гладком валу при помощи конической закрепительной втулки, имеющей на одной стороне наружной поверхности резьбу и сквозную продольную прорезь. Надевают на вал втулку, а на нее подшипник. Затягивая гайку, закрепляют в любом месте втулку на валу и одновременно кольцо подшипника на втулке. Зажимную гайку после затяжки стопорят посредством отгиба усов фасонной шайбы. Правильность установки подшипника проверяют замером с помощью щупа радиального и осевого зазоров.

Аналогично проводят монтаж внутреннего и наружного колец конических роликовых подшипников. Регулирование радиального зазора в этих подшипниках является ответственной сборной операцией и выполняется путем осевого смещения наружного или внутреннего кольца. После сборки и выверки подшипника укладывают войлочные или фетровые уплотнительные кольца в канавку крышки подшипника.

Проверка состояния и замеры зазоров подшипников качения производится при средних и капитальных ремонтах. Установленные зазоры при ремонте узла подшипник – вал заносят в ремонтную книгу.

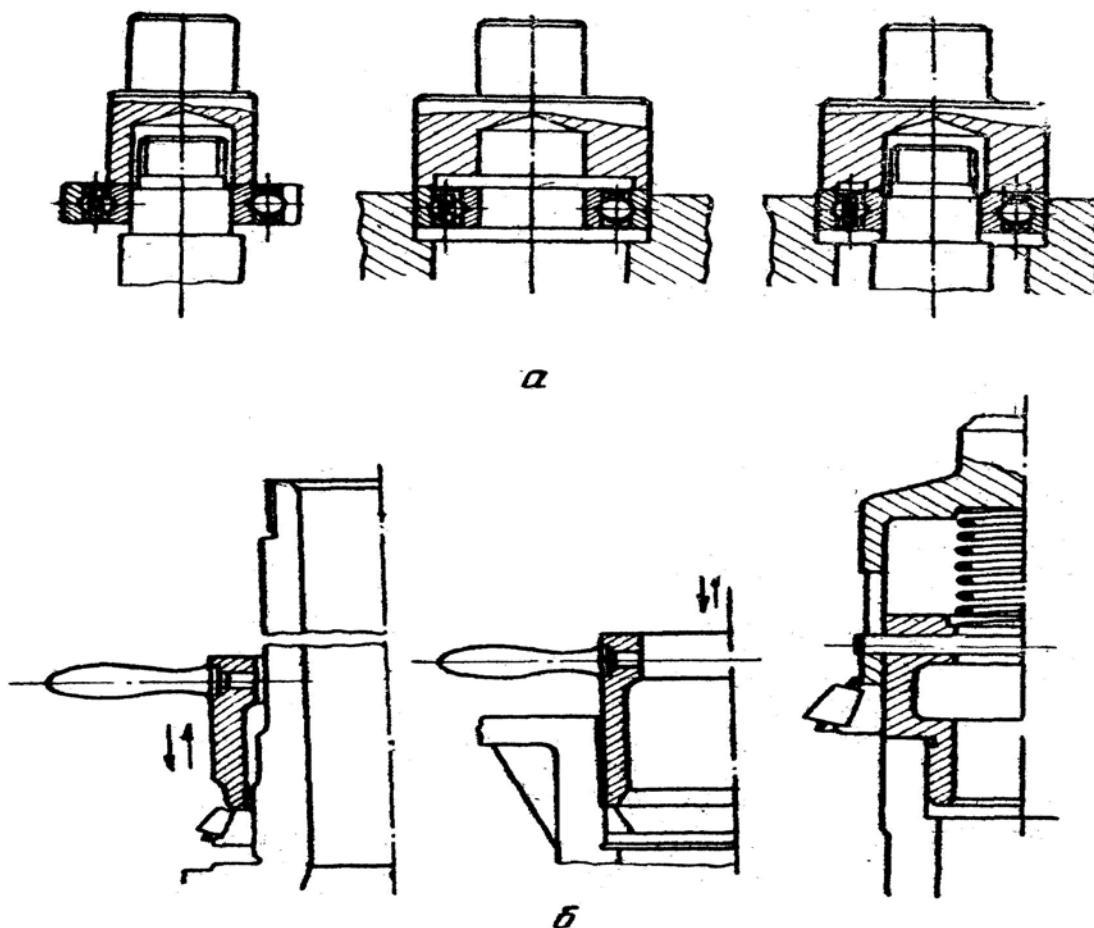


Рис. 8.18. Примеры применения оправок при монтаже подшипников качения:
 а – на вал и в корпусе, б – на длинный и полый вал

8.5.3. Ремонт лабиринтных уплотнений и думмисов

Лабиринтные уплотнения применяются в центробежных компрессорных машинах и турбинах для предотвращения утечки газа или пара наружу между ступенями. Неправильная сборка или повреждение лабиринтных уплотнений снижает производительность и может вызвать аварию машины. Повреждение лабиринтных уплотнений происходит по следующим причинам: из-за осевого сдвига ротора, превышающего осевой зазор; вибрации ротора с амплитудой колебания более установленного зазора; недостаточной величины зазоров в уплотнениях; неудовлетворительной запрессовки гребней в пазах обоймы; небрежной укладки ротора или установки верхней крышки. В результате гребешки лабиринтных уплотнений могут быть смяты, срезаны, иметь местные обрывы и выкрошивания, а также ослабления в пазах. Сработанные и выкрошившиеся гребешки уплотнений удаляют из пазов и заменяют новыми. Смятые лабиринтные уплотнения выправляют и заостряют трехгранными шаберами; ослабленные гребни укрепляют. Если уплотнение состоит из запрессованных в корпусе или укрепленных на валу плоских колец из мягкого металла, то уменьшение радиальных зазоров достигают оттягиванием колец плоскогубцами с последующей опиловкой по окружности.

В лабиринтных уплотнениях елочного типа, кроме гребешков сегментов, подвергаются износу или поломке обоймы и плоские пружины. В этом случае все детали узла уплотнения заменяют новыми. При сборке елочного уплотнения очень важно подогнать стыки сегментов и разъем обоймы, а также правильно установить прижимные пружины.

При подгонке и сборке лабиринтных уплотнений определяют величину осевых и радиальных зазоров. Радиальные зазоры (между валом и гребешками корпуса) в концевых уплотнениях составляют от 0,15 до 0,35 мм, а в промежуточных - 0,3 – 0,6 мм. Боковые радиальные зазоры замеряют щупом в плоскости горизонтального разъема корпуса машины, нижние и верхние радиальные зазоры - с помощью свинцовых полосок, укладываемых в нескольких местах между уплотнениями вала и корпуса. Нижние зазоры можно также замерять длинными ленточными щупами. Если радиальные зазоры превышают установленные величины, то лабиринтные кольца или сегменты заменяют. При малых зазорах подшабривают соответствующие места уплотнений.

На величину осевых зазоров (зазор между гребешком корпуса и соседним гребешком вала) существенное влияние оказывают следующие обстоятельства: возможность некоторого сдвига ротора; износ баббитового слоя упорных подшипников и неодинаковые температурные удлинения ротора и корпуса. Во многих машинах осевые зазоры устанавливают от 2 до 4 мм. Проверяют осевые зазоры в горизонтальном разъеме машины с помощью щупа при собранном упорном подшипнике и сдвинутом в крайнее рабочее положение ротора. Величину осевых зазоров в лабиринтных уплотнениях регулируют, изменяя толщину дистанционных прокладок упорного подшипника. Одновременно проверяют, соблюдены ли осевые зазоры между дисками рабочих колес и направляющими аппаратами.

В думмисах основной неисправностью является подработка или повреждение лабиринтного уплотнения, которое ремонтируют аналогично концевым и промежуточным уплотнением. Результаты замеров радиальных и осевых зазоров записывают в ремонтную книгу центробежной компрессорной машины.

При среднем и капитальном ремонте машины делают ревизии концевых промежуточных и думмисных лабиринтных уплотнений. При ревизии промывают и очищают от отложений лабиринтные уплотнения, проверяют их состояние, осевые и радиальные зазоры. Обнаруженные дефекты в уплотнениях устраняют при ремонте машины.

8.5.4. Ремонт маслонасосов и маслосистемы

В циркуляционных системах смазки компрессоров и насосов применяют шестеренчатые (рис.8.19) и центробежные маслонасосы.

Уменьшение создаваемого напора или прекращение подачи масла являются опасными неисправностями главных маслонасосов. Уменьшение создаваемого напора и производительности шестеренчатого насоса происходит вследствие увеличения его осевых и радиальных зазоров, повреждения зубьев шестерен.

Осевой зазор (зазор между торцами шестерен и крышки) должен быть равен $0,05 - 0,15$ мм. Измеряется он с помощью свинцовых оттисков: кусочки свинцовой проволоки укладывают на торец шестерен и затягивают гайки крышки. Толщина сплюсненной проволоки, измеренная после снятия крышки, равна величине зазора. Чтобы уменьшить осевой зазор, надо уменьшить толщину прокладки между крышкой и фланцем корпуса насоса.

Зазоры между шестернями и корпусом (радиальные зазоры) проверяют щупом; они должны быть в пределах $0,05 - 0,25$ мм. При износе внутренней поверхности корпуса и наружной поверхности (головки зубьев) шестерен и зазоре между ними выше $0,25$ мм изношенные части заменяют. Шестерни с поврежденными зубьями также заменяют.

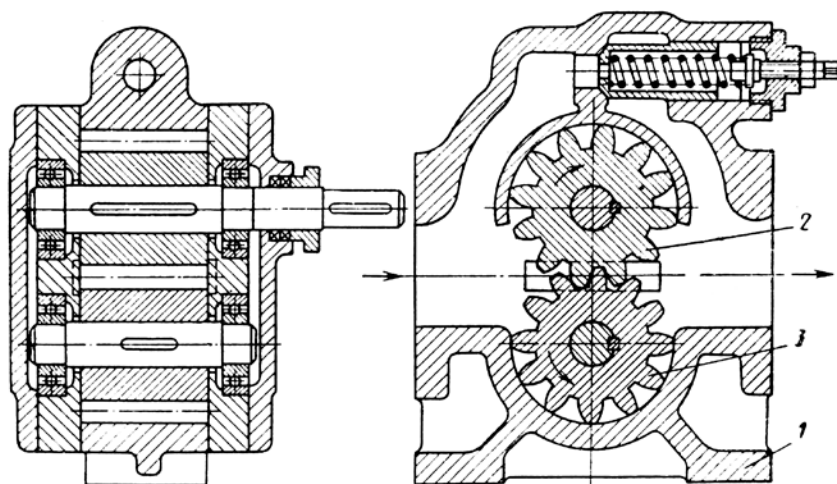


Рис. 8.19. Шестеренчатый насос:

1 – корпус насоса; 2 – ведущая шестерня; 3 – ведомая шестерня

Уменьшение создаваемого напора и производительности в маслосистеме вызывается также чрезмерным износом втулок осей шестерен. При этом увеличиваются боковой и радиальный зазоры в зацеплении зубьев шестерен насоса, нормальная величина которых не должна превышать 0,05 мм. Боковой и радиальный зазоры в зацеплении зубьев измеряют при помощи отгиска свинцовой проволоки. Если шестерни имеют в зацеплении увеличенные зазоры, то их заменяют. Зазор между втулкой и шестерней должен быть минимальным и обеспечивать свободное, без заеданий, вращение валиков шестерен. Изношенные втулки в крышках маслонасоса заменяют, запрессовывая новые. Величина зазора между новыми втулками и валиками шестерен должна быть в пределах нормы.

При ремонте шестеренчатого насоса проверяют состояние клапана и пружины насоса. Ослабленные пружины заменяют. Нарушение плотности клапана и износ седла устраняют притиркой их соприкасающихся поверхностей. Для притирки клапанов приспособливают сверлильные станки и ручные дрели.

Все каналы в корпусе, крышках и втулках перед сборкой тщательно очищают и промывают. Для более длительной и нормальной работы валик шестеренчатого насоса должен быть правильно сцентрирован с приводом. Отказ в работе маслонасосов происходит вследствие поломки деталей его привода. Пришедшие в негодность детали привода насоса заменяют.

В центробежных маслонасосах при увеличении зазора между рабочим колесом и неподвижным корпусом, подсосе воздуха и повреждении напорного трубопровода падает создаваемый напор. В первом случае насос разбирают и устанавливают нормальные зазоры. При подсосе воздуха проверяют плотность фланцевых соединений на всасывающем трубопроводе и в случае необходимости подтягивают сальник на запорной арматуре всасывания. Поврежденный маслопровод ремонтируют обычно с помощью сварки.

Так как вспомогательные маслонасосы центробежных компрессорных установок находятся в работе весьма ограниченное время, то разбирают их с целью проверки только при капитальных ремонтах установок. При разборке насоса проверяют состояние основных трущихся деталей, измеряют рабочие зазоры и устраняют обнаруженные неисправности.

В многоплунжерном маслонасосе (лубликаторе) (рис.8.20) давление масла может упасть вследствие ослабления натяжения пружин межступенчатого или выходного клапана. В этом случае надо увеличить натяжение пружин. Остановка маслонасоса может произойти из-за поломки элементов привода (системы рычагов, вала, редуктора). Следует установить, какая деталь повреждена, в чем причина ее поломки, и заменить новой. Значительный износ вилки и эксцентрика ведет к уменьшению производительности насоса. Изношенные детали заменяют.

С целью нормального охлаждения масла систематически очищают холодильник масла. Внутренние поверхности трубок холодильника чистят шомполами с обмотками из тряпок, а при плотной забивке трубок солями – сверлами, приваренными к длинным металлическим вороткам. Чистку внешней стороны трубок холодильника производят какими-либо растворителями шлама, например дихлорэтаном.

Для проверки плотности и целостности трубок масляный холодильник подвергают гидравлическому испытанию. Обнаруженные при этом дефектные трубки заменяют или глушат металлическими пробками.

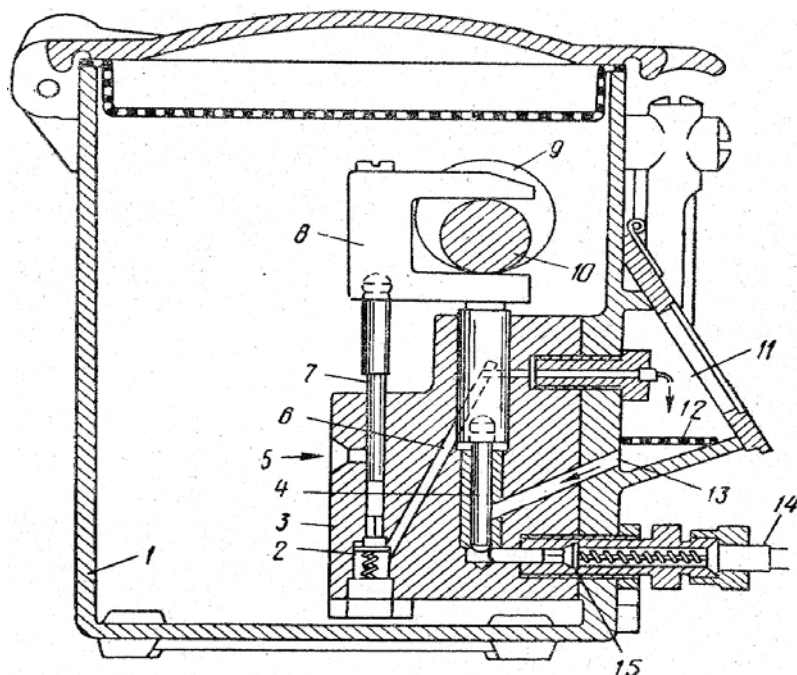


Рис. 8.20. Лубрикатор:

- 1 – корпус; 2 – клапан; 3 – отдельный элемент;
- 4 – плунжер; 5 – приемное отделение для масла;
- 6 – канал для подачи масла; 7 – плунжер; 8 – вилка;
- 9 – эксцентрики; 10 – общий распределительный вал;
- 11 – промежуточная камера; 12 – сетка;
- 13 – канал для масла; 14 – штуцер; 15 – клапан

Маслофильтров в системе установлено обычно два или один двухсекционный. С помощью трехходового крана отключают или один фильтр или одну его секцию для чистки и промывки.

Во время капитального ремонта машины масляный бак со змеевиками разбирают и тщательно очищают щетками и тряпками, смоченными в керосине. Не реже одного раза в три года полностью разбирают трубопроводы и арматуру маслосистемы. Трубопроводы чистят ершами, смоченными в керосине, промывают растворителями для очистки от остатков отло-

жений масла, пропаривают и затем продувают сжатым воздухом. В арматуре заменяют сальниковые набивки и притирают клапаны или пробки к корпусам. Фланцевые соединения уплотняют прокладками из картона или плотной бумаги, покрытой вареным маслом или шеллаком.

Маслосистему после сборки испытывают на плотность воздухом под давлением не ниже 3 ат. Обнаруженные пропуски устраняют подтягиванием фланцев, сальников или повторной заменой уплотнений.

После ремонта и ревизии маслосистемы ее заполняют определенным сортом масла.

Чтобы избежать попадания в подшипники механических частиц, случайно оставшихся в системе после ремонта, во фланцах маслопроводов перед каждым подшипником устанавливают фильтры из плотной материи или латунной сетки. В течение часа масло прокачивают по системе, после чего временные фильтры снимают.

Ежесменный уход и проведение систематических ревизий всех элементов масляной системы являются одним из основных условий безаварийной работы агрегата.

8.6. Ремонт вспомогательного оборудования

К вспомогательному оборудованию относятся: *буферные емкости, установленные на всасывании и нагнетании, межступенчатые газовые холодильники, фильтры для очистки жидкостей и газов, маслолагодотделители, сепараторы, газосборники и другие емкости.* Вспомогательное оборудование связано между собой, а также с компрессором или насосом системами газовых и жидкостных коммуникаций, снабженных запорной и регулирующей арматурой, предохранительными и обратными клапанами.

Безаварийная работа компрессорных и насосных установок во многом **зависит от правильной регулировки** и исправности предохранительных и обратных клапанов. В предохранительных и обратных клапанах могут быть **следующие неисправности:** *заедание рабочих органов и потеря герметичности вследствие коррозии или загрязнения; неправильное регулирование предохранительного клапана; поломка, разрушение отдельных частей (пластин, седел, пружин); пропуски в сальниках и фланцевых соединениях.*

Во время каждого среднего ремонта агрегата производят ревизию, разборку и чистку предохранительных и обратных клапанов. При этом изношенные части *заменяют, уплотнительные поверхности притирают, заодно набивают уплотнения и заменяют фланцевые прокладки.* После ревизии предохранительный клапан регулируют на соответствующее давление с помощью гидравлического пресса.

Натяжные гайки пружинных предохранительных клапанов необходимо надежно фиксировать и пломбировать. Результаты ревизии и регулирования клапанов заносят в ремонтную книгу машины.

При текущих ремонтах агрегата на запорной и регулирующей арматуре (краны, вентили, задвижки) набивают сальники и заменяют пропускающие уплотнения на крышках. **Во время средних и капитальных ремонтов машин арматуру коммуникаций чистят, притирают уплотняющие поверхности, проверяют их плотность керосином или методом гидравлического испытания; заменяют уплотнения на сальниках и фланцах; проверяют состояние корпусов, которые подвержены коррозии или эрозии.**

Межступенчатые газовые холодильники во время продолжительных ремонтов компрессора подвергают чистке с обеих сторон; проверяют, плотно ли соединены трубки с трубными решетками, сохранилась ли целостность газовых трубок; заменяют уплотнения. Масловлагодотделители, сепараторы, газосборники и другие емкости при ремонтах подвергаются чистке, внутреннему и внешнему осмотру, проверке толщины стенок и состояния фланцевых соединений, а также гидравлическим испытаниям.

При осмотре межступенчатых газовых и жидкостных коммуникаций агрегата проверяют состояние фланцевых соединений, их уплотнений и резьбы, креплений и опор, сварных швов и толщину стенок криволинейных поверхностей трубопроводов - колен и калачей.

После осмотра **устраняют все** обнаруженные неисправности: утечку газа и жидкости, вибрацию, заменяют пострадавшие от коррозии участки трубопроводов, заваривают трещины и т.д.

После ремонта собранные коммуникации и аппаратуру подвергают гидравлическому или пневматическому испытанию с целью проверки плотности всех соединений.

Для предотвращения неполадок и аварий проводят систематические ревизии, осмотры, чистку и гидравлические испытания межступенчатой аппаратуры и трубопроводов. С этой целью ориентировочно устанавливаются следующие сроки: *наружный осмотр – один раз в год; внутренний осмотр и чистка – один раз в три года; внутренний осмотр и чистка межступенчатых холодильников и буферных емкостей высокого давления – через каждые 18 месяцев; гидравлические испытания - один раз в шесть лет; ревизия арматуры с осмотром всех внутренних частей – один раз в год; полная ревизия(среднее и высокое давление) – раз в двенадцать лет.*

Результаты осмотров, чистки, гидравлических испытаний и ревизий, обнаруженные неисправности и меры, принятые для их устранения, следует **записывать** в ремонтную книгу машины.

8.7. Центровка поршневых и центробежных машин

Для нормальной работы компрессорной или насосной установки **необходима точная центровка всего агрегата**. Центровкой агрегата достигается максимальная точность параллельности, перпендикулярности и соосности осей его элементов, горизонтальной или вертикальной установки рабочих поверхностей. *Центровку выполняют при монтаже машины, а также при сборке ее после капитального ремонта.*

При средних и капитальных ремонтах центробежных агрегатов центруют роторы по полумуфтам и по расточкам подшипников, а также проверяют по уровню линии валов.

Центровка центробежных машин и агрегатов, работающих при большом числе оборотов, является наиболее ответственной операцией сборки при монтаже и ремонте. Неправильная центровка вызывает вибрацию агрегатов, чрезмерный нагрев и преждевременный износ подшипников, износ уплотнений и нагрев вала, нарушает нормальное соединение муфт.

Центровку роторов по полумуфтам и по расточкам уплотнений проводят одновременно и в следующих случаях: при замене или перезаливке вкладышей подшипников; при задевании ротора за уплотнения и замене уплотнений; после правки валов; после замены ротора или направляющих аппаратов и при выявлении общей расцентровки агрегата.

При центровке по полумуфтам роторы следует установить так, чтобы торцевые плоскости полумуфт были расположены концентрично. В этом случае зазоры между торцами полумуфт в любом положении роторов должны быть равны и образующие их цилиндрических поверхностей совпадать. На практике такой центровки достичь невозможно, так как торцы полумуфт обычно не параллельны, цилиндрические поверхности не концентричны, т.е. имеется смещение и излом осей роторов. При центровке роторов по полумуфтам допускаются определенные отклонения. Они зависят главным образом от типа муфт. Центровка считается неудовлетворительной и подлежит переделке, если не выдержаны предельно допустимые отклонения.

Центровку по полумуфтам выполняют, используя специальные приспособления, позволяющие производить замеры с помощью щупа или индикаторов. Конструкция приспособлений (скобы, держалки для индикаторов и хомуты крепления) зависит от конструкции полумуфт и должна обладать необходимой жесткостью и прочно крепиться на полумуфтах.

Перед центровкой необходимо убедиться в том, что валы центруемых машин свободно, не задевая за уплотнения, вращаются в подшипниках; шейки валов чисты, смазаны, не имеют повреждений и нормально прилегают к вкладышам; вкладыши плотно прилегают к своим постелям.

При жестких муфтах центрующие выступы полумуфт не должны касаться друг друга. Если нет специальных указаний, то при центровке агрегата с редуктором за базу принимают редуктор, валы которого укладывают горизонтально, а затем проводят центровку агрегата от полумуфт в сторону двигателя и в сторону агрегата. В агрегатах без редуктора электродвигатель прицентровывают к выверенному и закрепленному агрегату.

Полумуфты центруемых валов с установленными на них приспособлениями совмещают по маркировкам, соответствующим их взаимному положению и устанавливают маркировками вверх. С помощью линейки на полумуфтах делают отметки мелом, разделяющие окружности полумуфт на четыре равные части (по вертикали и горизонтали). В процессе центровки обе полумуфты вращают совместно в направлении вращения компрессора. От начального положения (маркировки вверх) полумуфты последовательно поворачивают на 90° , 180° , 270° и 360° , т.е. каждый раз на четверть окружности (в соответствии с отметками мелом). В каждом положении полумуфты проводят пять замеров (рис.8.21): один по окружности (а) и четыре по торцу ($b_1 - b_4$).

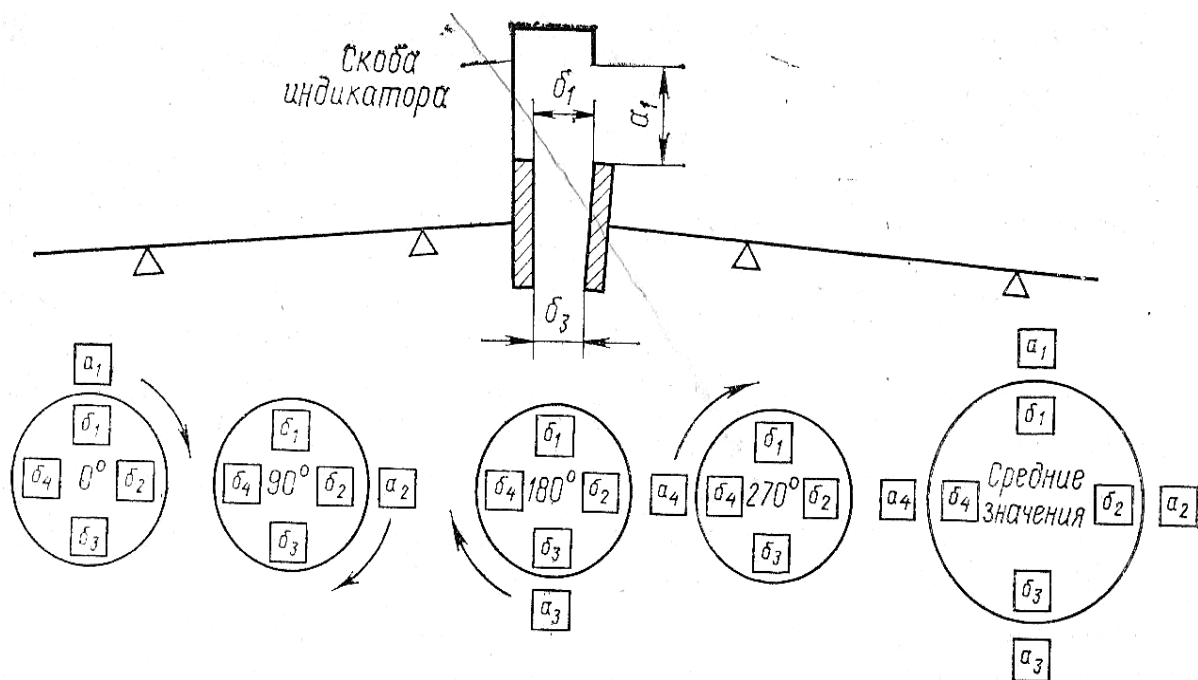


Рис. 8.21. Схема измерения и записи результатов центровки валов по полумуфтам

Результаты центровки заносят в таблицу, а общий результат записывают в формуляр (рис.8.22), в котором внутри кругов помещают данные центровки по торцу, а снаружи - центровки по окружности. В формуляр заносят средний результат двух замеров; при втором замере уровень следует повернуть на 180° . Для повышения точности замеров

щупов зазоры в приспособлениях не должны превышать 0,5 мм. если же расстояния между торцами полумуфт значительны, целесообразно использовать шлифованные пластины определенной толщины, чтобы свести остаточный зазор, замеренный щупом, к допустимому значению.

Результаты измерений для каждой контролируемой точки на муфте суммируют, а для получения среднего значения суммы делят на число измерений в этой точке, что и является результирующей записью центровки по торцу.

Взаимный перекос осей (рис.8.23) с достаточной степенью точности определяется по формулам:

$$x = \delta l / D \quad y = xh / l,$$

где $\delta = \delta^I - \delta^{II}$ - расцентровки при перекосе осей в вертикальной и горизонтальной плоскостях;

l - расстояние между средними сечениями вкладышей;

D - диаметр полумуфты;

h - расстояние от плоскости полумуфты до ближайшего к ней вкладыша.

Значения x и y дают представление о смещении валов в обоих подшипниках, необходимом для уточнения центровки.

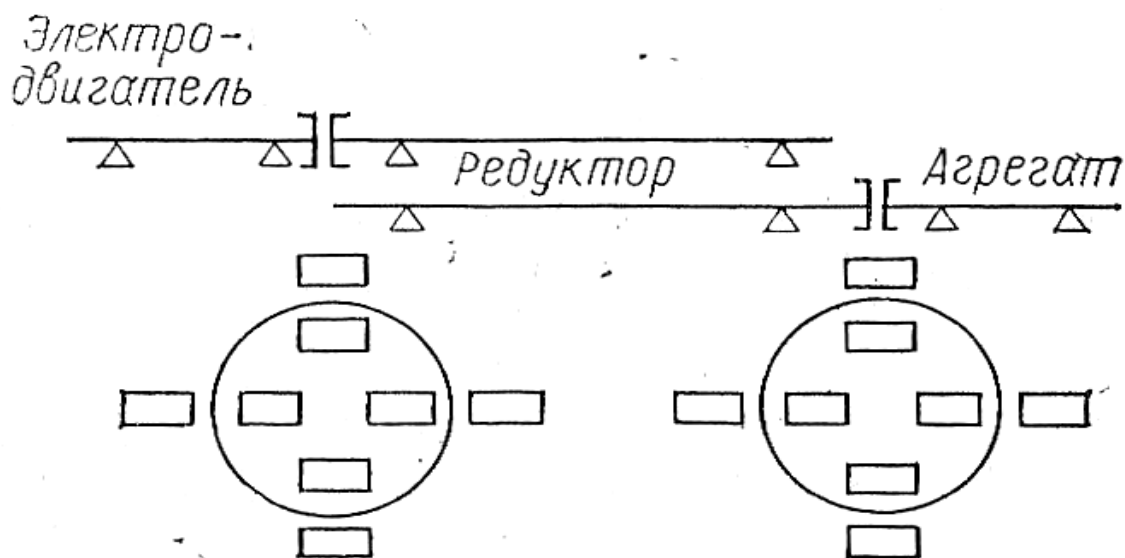


Рис. 8.22. Формуляр центровки валов по полумуфтам

Для повышения точности замеров щупов зазоры в приспособлениях не должны превышать 0,5 мм. если же расстояния между торцами полумуфт значительны, целесообразно использовать шлифованные пластины определенной толщины, чтобы свести остаточный зазор, замеренный щупом, к допустимому значению.

Допустимые значения параллельного смещения осей и их перекоса (в мм) при диаметре муфты 500 мм в соответствии по существующим стандартам должны быть.

Таблица 8.16

Частота вращения вала ротора

Частота вращения вала ротора, с ⁻¹	До 12,5	25	50	Более 50
Допустимый перекос (в мм) муфт:				
жестких	0,08	0,06	0,04	0,02
упругих пальцевых	0,10	0,08	0,06	0,04
зубчатых	0,15	0,12	0,10	0,08

Обычно центровку исправляют соответствующим изменением положения вкладышей; эту операцию выполняют подшабриванием установочных колец.

При центровке вертикальных центробежных агрегатов, не имеющих опорных подшипников, необходимо ротор электродвигателя прицентровать к ротору агрегата.

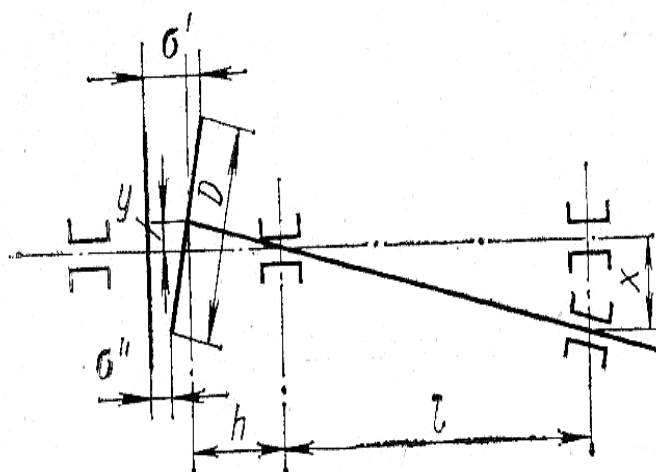


Рис. 8.23. Схема определения смещения центруемых валов

Проверку вертикальности ротора агрегата или электродвигателя и линии сопряжения валов проводят по четырем точкам с помощью индикатора. Отклонение от вертикали сопряженных валов агрегата и электродвигателя не должно превышать 0,02 мм на 1 м; между муфтами сопряженных валов должна проходить пластина щупа толщиной не более 0,05 мм на глубину не более 10 мм.

После окончания центровки по полумуфтам и проверки центровки по концевым расточкам полумуфты валов соединяют и проверяют положение оси агрегата с помощью уровня, который устанавливают на шейки валов 9 на каждой шейке снимают показания с поворотом на 180°). При некоторой разнице показаний уровня берут уклон, равный полусумме

обоих показаний. Замеренные по уровню уклоны шеек заносят в формуляр (см. рис.8.22). Полученные данные дают представление о положении оси агрегата и позволяют контролировать при последующих ремонтах осадку шеек валов в результате износа баббита вкладышей.

Такие средства контроля, как струна, монтажная линейка, микрометрические уровни, недостаточно точны, а для крупногабаритных деталей непригодны. Более точны и удобны оптические методы измерения, которые можно подразделить на две группы: с установкой измерительных приборов вне контролируемого изделия и на самом изделии.

Оптические измерения выполняют с помощью комплекта приборов и приспособлений, в который входят зрительная труба, штатив, марка, центроискатель для ориентации марки, накладной уровень для контроля горизонтальности зрительной трубы.

С помощью зрительной трубы фиксируют визирную базовую линию. Для снятия отсчетов зрительная труба оборудована оптическим микрометром, позволяющим определять отклонения в вертикальной и горизонтальной плоскостях. Марка – приспособление, необходимое для точного визирования; она предназначена для фиксации определенной точки в пространстве с помощью центроискателя. Выполнение измерений с высокой точностью возможно только при неизменном положении зрительной трубы.

8.8. Восстановление типовых деталей и узлов

При всем многообразии оборудования нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических производств оно в основном состоит из типовых деталей и узлов (валы и оси, подшипники, детали передач, узлы уплотнения, корпуса сосудов и аппаратов и т. д.). Знание технологии ремонта типовых деталей и узлов позволяет внести в ремонт оборудования элемент универсальности.

Валы и оси. Основные дефекты валов - местный или общий прогиб, скручивание, трещины, поломки, износ и смятие цапф и рабочих шеек, разработка шпоночных канавок, растяжение или срез витков резьбы и т. д. Способ и технология ремонта вала в каждом конкретном случае зависит от характера и размеров дефекта, а также от технической оснащенности ремонтной базы.

Валы обычно прогибаются, скручиваются или полностью ломаются в результате перегрузок, вызванных нарушением установочного режима работы оборудования, или вследствие выхода из строя подшипников либо других деталей, вызывающих заклинивание. Прогибу вала может способствовать также интенсивная вибрация оборудования. Допустимый прогиб вала и пределы отклонения его основных размеров устанавливаются соответствующими инструкциями для каждого оборудования.

Погнутость вала обнаруживается по биению, а также на призмах с помощью длинной жесткой линейки.

Погнутые валы выправляют механическим способом в холодном состоянии мили при нагреве. Правку проводят в центрах с помощью прессы или домкрата. Перед установкой в центрах необходимо проверить состояние центровых отверстий вала на его торцах. Незначительные повреждения поверхностей отверстий зачищают шабером; при наличии повреждений, искажающих геометрическую ось вала, на торцах сверлят и зенкуют новые центровые отверстия, диаметр которых больше предыдущего.

Незначительную погнутость небольших валов (до 0,05% длины) можно выправить наклепом ручным молотком с шаровой головкой или же чеканкой, насаженной на легкий пневматический молоток.

Валы больших диаметров можно выправить путем местного нагрева пламенем горелки до 200 – 600 °С. Температуру нагрева и время выдержки при этой температуре должны быть тем выше, чем больше диаметр и прогиб вала. Нагревают только участок прогиба, остальные поверхности защищают от действия пламени горелок. Вал должен остывать медленно, поэтому его оборачивают асбестом. При исправлении больших прогибов методом нагрева восстановленный вал следует отжечь, чтобы снять остаточные напряжения.

Трещины на валах заделывают сваркой. Для этого участок, охваченный трещиной, на всю глубину обрабатывают под сварку (снимают фаски, зачищают свариваемые поверхности). Чтобы предотвратить структурные изменения шва и околошовной зоны (в частности, их закалку), сварку проводят в течение короткого времени.

Поломанные валы восстанавливают сваркой (преимущественно электродуговой). После подготовки сращиваемых концов, поломанные части вала устанавливают и закрепляют на чугунных призмах или специальных кондукторах так, чтобы сохранить первоначальную длину вала, и заваривают. Прочность восстановленного вала значительно снижается, поэтому ответственные, сильно нагруженные валы при поломке не реставрируют, а заменяют новыми. После сварки валы подвергают проверке на биение на токарном станке. В некоторых случаях поломанные валы соединяют сваркой и с помощью механических соединений (например, шпилькой, вворачиваемой в нарезанные стыкуемые торцы).

Величину механического износа вала определяют с помощью универсальных и специальных измерительных инструментов и шаблонов. Изношенные поверхности валов ремонтируют следующими основными способами: проточкой с последующим шлифованием изношенного участка до очередного ремонтного размера (если позволяет конструкция); восстановлением изношенного слоя металла наплавкой, металлизацией или с помощью гальванических покрытий; насадкой втулки.

Ремонтные размеры указывают в инструкциях по ремонту оборудования или же устанавливают в зависимости от степени износа и диаметра поврежденного участка с таким расчетом, чтобы уменьшение диаметра не вызвало ослабления сечения более чем на 10%.

ГЛАВА 9. ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ МАШИНЫ, ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ И ПРИМЕНЕНИЕ

Центробежные компрессорные машины классифицируют по давлению нагнетаемого или отсасываемого газа и числу ступеней сжатия. По давлению машины разделяют на следующие:

- вентиляторы – низконапорные машины для отсасывания или нагнетания воздуха и газов под небольшим давлением, не превышающим 0,1 – 0,15 ат. изб;

- нагнетатели (воздуходувки и газодувки) - средненапорные машины для нагнетания воздуха или газов без их охлаждения под давлением от 0,1 до 2,5 ат. изб;

- турбокомпрессоры – высоконапорные машины для сжатия воздуха или газов до более высоких давлений – порядка 4 – 10 ат. с применением охлаждения; а также турбокомпрессоры специальных конструкций, рассчитанных на давление до 25 – 30 ат.;

- вакуум-насосы – вакуумные машины для отсасывания газов из аппаратов, находящихся под вакуумом, и сжатия их до атмосферного давления;

- эксгаустеры – вакуумные машины большой производительности для отсасывания газов, находящихся под давлением ниже атмосферного, и сжатия их до атмосферного давления или несколько выше его.

По числу ступеней сжатия различают одноступенчатые и многоступенчатые центробежные компрессорные машины.

Одноступенчатыми машинами с одним рабочим колесом являются главным образом вентиляторы и низконапорные газодувки. Двух и трехступенчатые воздуходувки и газодувки создают давление до 2,5 ат. Турбокомпрессоры выпускают трех- и четырехступенчатые, причем в каждой ступени может быть два, три и более рабочие колеса. Центробежные вакуум-насосы и эксгаустеры бывают одноступенчатые и многоступенчатые.

Центробежные компрессорные машины (ЦКМ) находят широкое применение в различных отраслях промышленности; они постепенно заменяют поршневые компрессоры во многих производствах химической, нефтехимической промышленности, где их используют для сжатия кислорода, азота, водорода и других газов.

Значительное увеличение мощности агрегатов синтеза аммиака, спиртов, минеральных удобрений потребовало разработки и выпуска центробежных компрессоров высокого давления (до 320 ат.) для сжатия азото-водородной смеси, углекислого газа.

Турбокомпрессоры выпускают с внутренним или межступенчатым охлаждением газа. В целях лучшего охлаждения газа к корпусам турбокомпрессоров непосредственно подсоединяют межступенчатые холодильники.

Сравнивая центробежные компрессорные машины с поршневыми компрессорами, можно отметить, что они имеют те же преимущества, что и центробежные насосы перед поршневыми.

Центробежные компрессорные машины проще по устройству, надежнее в работе, легче в обслуживании, обеспечивают равномерность и непрерывность всасывания и нагнетания газа, в них отсутствуют распределительные клапаны и части, совершающие возвратно-поступательное движение. В них нет внутренней смазки цилиндров; смазывают маслом только подшипники и при наличии редуктора – его шестерни. Это дает возможность получать чистый, не загрязненный маслом газ.

Центробежные компрессорные машины соединяются с быстроходным двигателем – паровой турбиной или электродвигателем, непосредственно с помощью полумуфт. Если числа оборотов двигателя недостаточно, то между двигателем и компрессором ставят редуктор, повышающий число оборотов. Вся компрессорная установка монтируется на более легком фундаменте, получается простой и компактной. Центробежные компрессорные машины снабжены современными приборами контроля основных параметров работы, системами защиты, сигнализации и автоматического регулирования.

К недостаткам центробежных компрессорных машин следует отнести ограниченность создаваемого конечного давления, а также изменение давления с изменением производительности.

9.1. Принцип действия центробежной компрессорной машины

Центробежные компрессорные машины по принципу действия относятся к классу энергетических турбомашин – машин лопаточного типа. Машина состоит из одного или нескольких рабочих колес, насаженных на вал ротора и вращающихся в замкнутом, определенной формы, корпусе. Сжатие и нагнетание газа происходит под действием центробежной силы, развиваемой при вращении ротора в каналах между лопатками рабочего колеса.

Принцип работы этих машин аналогичен работе центробежного насоса. Разница состоит в том, что при повышении давления газ сжимается, увеличивается его плотность, а плотность жидкости остается практически постоянной.

При вращении рабочего колеса на стороне входа образуется разрежение, вследствие этого газ непрерывно поступает из всасывающего трубопровода в каналы между лопатками рабочего колеса. В рабочем колесе газ под действием центробежной силы отбрасывается от центра к внешней окружности, происходит повышение плотности и увеличение скорости газа. Попав из рабочего колеса в корпус, имеющий форму диффузора, газ значительно снижает свою скорость, в результате чего возрастает его давление. В многоступенчатых машинах газ по выходе из рабочего колеса первой ступени попадает в диффузор, а затем по направляющим каналам - на рабочее колесо следующей ступени. Проходя аналогичным путем последовательно все ступени, сжатый газ попадает в спиральный корпус, а из него - в нагнетательный трубопровод.

На осуществление сжатия расходуется энергия приводного двигателя машины. Сжатие газа сопровождается повышением его температуры. Сжимаемый газ охлаждают в турбокомпрессорах введение воды в специальные камеры, окружающие рабочие колеса, или в отдельно расположенных холодильниках.

9.2. Основные детали и узлы центробежных компрессорных машин

Рабочие колеса бывают двух типов: открытые и закрытые. Открытые колеса выполняют с односторонним двусторонним подводом газа, с загнутыми и радиальными лопатками, выфрезерованными из целой поковки заодно со втулкой. Открытые колеса используют преимущественно в компрессорах авиационного типа и в некоторых стационарных машинах. Закрытые рабочие колеса (рис.9.1) находят применение в компрессорах стационарного типа и выполняются в большинстве случаев сборными. Они состоят из диска 1, кольца 2 и лопаток 3.

При больших окружных скоростях в рабочих колесах возникают значительные напряжения. Поэтому диски и кольца колес отковываются из высоколегированной стали с последующей термической и механической обработкой. Лопатки изготовляют из листовой стали или алюминиевого сплава. Собранный рабочий диск тщательно балансируют. На валу колесо закрепляется одной или двумя шпонками.

Направляющие аппараты (диффузоры) бывают лопаточные и безлопаточные служат для уменьшения скорости газа, благодаря чему часть его кинетической энергии преобразуется в потенциальную энергию давления. Безлопаточный аппарат представляет собой кольцевую щель, образованную неподвижными стенками двух вставленных кольцевых дисков или отлитую в корпусе компрессора. Лопаточные направляющие аппараты с неподвижными лопатками отливают из стали или чугуна в виде двух кольцевых дисков, между которыми имеются лопатки. В некоторых машинах направляющий аппарат отлит из чугуна с одним диском и лопатками.

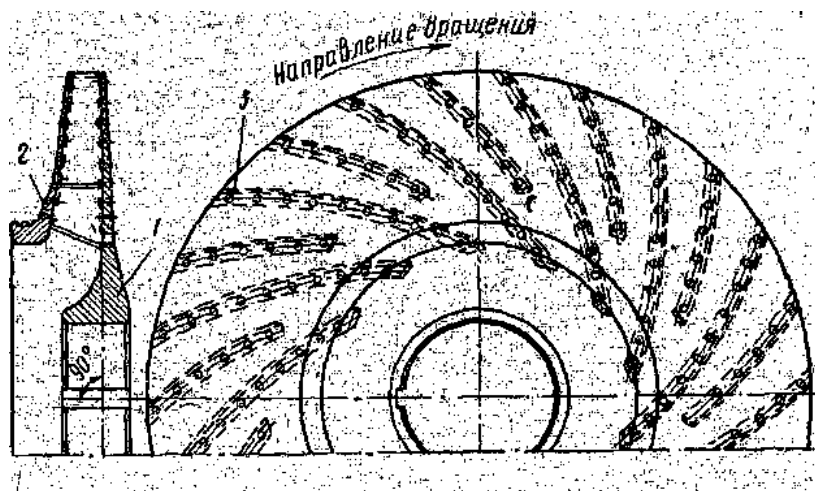


Рис. 9.1. Рабочее колесо стационарного компрессора

Лабиринтные уплотнения ставятся между ступенями в местах выхода вала из корпуса машины. Назначение их – не допускать перетока газа из ступени в ступень и утечки его наружу. В зависимости от давления применяют прямоточные или ступенчатые лабиринтные уплотнения.

В прямоточном лабиринте (рис.9.2а) имеются concentрические выступы, и впадины на одной части компрессора – подвижной или неподвижной. Обычно они делаются в неподвижном корпусе в виде вставных гребенчатых колец 1 или колец со срезанными кромками 2 (рис.9.2б). Кольца изготовляют из мягких металлов – алюминия, меди, бронзы и др.

Ступенчатые лабиринтные уплотнения (рис.9.2б) образуются выступами и впадинами на одной части компрессора и соответственно входящими в них на другой. На подвижной части компрессора (вал и ступица рабочего колеса) делают проточки. Соответственно им в неподвижную часть корпуса вставляют гребенчатые или со срезанными кромками кольца. На (рис.9.2в) показаны детали елочного лабиринтного уплотнения.

В случае сжатия вредных или взрывоопасных газов лабиринтные уплотнения на выходе вала из корпуса снабжают гидравлическими затворами, состоящими из кольцевой камеры и закрепленного на валу диска. В камеру под определенным давлением подводится вода или другая жидкость.

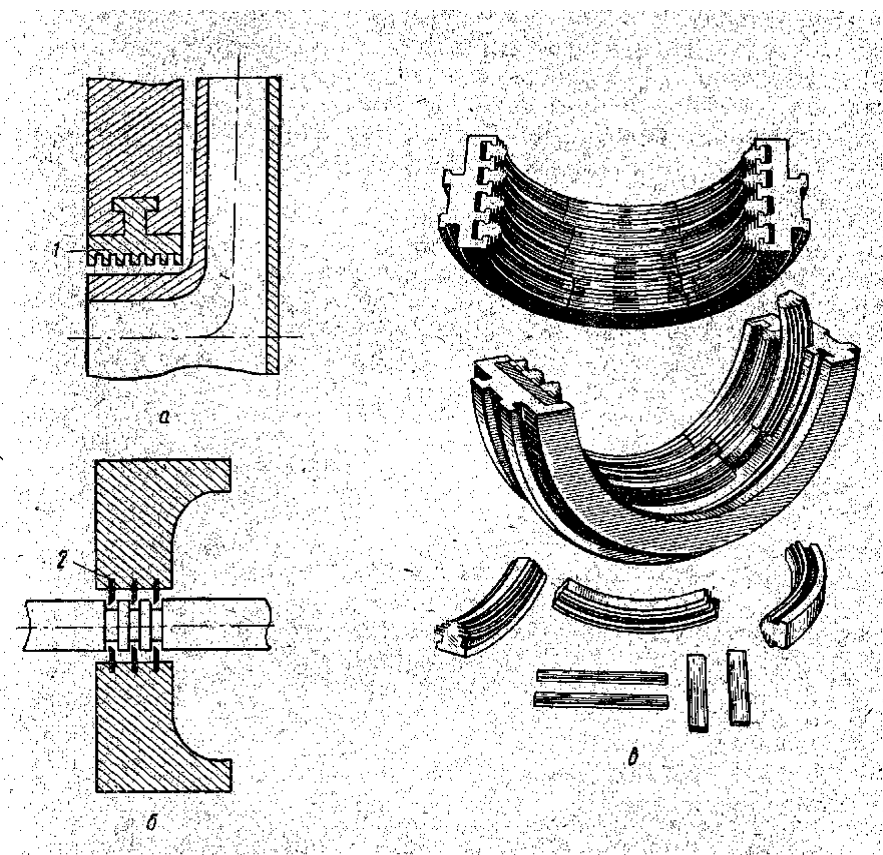


Рис. 9.2. Лабиринтные уплотнения:
а – прямоточное; б – ступенчатое; в – детали елочного уплотнения

В центробежных компрессорах применяют *подшипники* качения и скольжения. Используют подшипники скольжения двух типов: опорные и опорно-упорные. Опорный - обыкновенный подшипник скольжения с чугунными или стальными вкладышами, залитыми баббитом. Наиболее часто применяют опорно - упорные подшипники гребенчатого типа: в баббите вкладыша имеются концентрические канавки, а на валу – входящие в них концентрические выступы.

Подшипники качения применяют как шариковые, так и роликовые, а по воспринимаемым нагрузкам они бывают опорные и опорно-упорные. *Корпуса* центробежных компрессорных машин выполняют литыми из чугуна и стали с горизонтальным разъемом по оси. Разъем необходим для монтажа и демонтажа внутренних частей машины.

При одностороннем всасывании газа ротор компрессора подвергается действию силы, направленной вдоль оси вала в сторону всасывания. Причины возникновения осевой силы в центробежных компрессорных машинах те же, что и в центробежных насосах. Уравновешивание осевого усилия достигается симметричным расположением колес на валу, при котором часть из них обращена всасывающим отверстием в одну сторону, а другая часть – в противоположную сторону.

Разгрузочный поршень (рис.9.3) представляет собой диск 3, установленный на валу за рабочим колесом 1 последней ступени. Диск на ободке снабжают лабиринтным уплотнением. Вставные кольца 2, установленные неподвижно в корпусе машины, совместно с выступами и впадинами на ободке думмиса обеспечивает необходимое уплотнение. Проникающий через уплотнение газ отводится на всасывание машины. Принцип действия думмиса аналогичен действию разгрузочных дисков центробежных насосов.

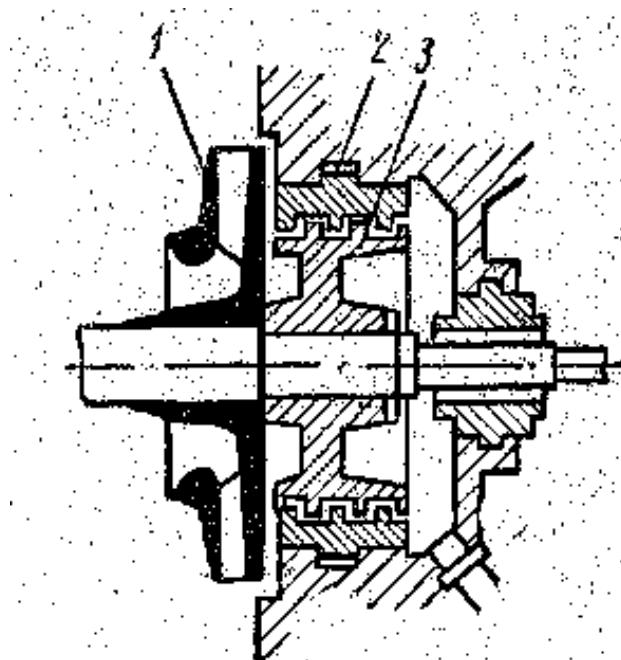


Рис. 9.3. Разгрузочный поршень центробежной компрессорной машины:
1- рабочее колесо; 2 – вставное кольцо; 3 - диск

Если указанные способы не обеспечивают полного уравновешивания осевых усилий, то центробежные компрессорные машины снабжают опорно-упорными подшипниками.

9.3. Системы смазки центробежных компрессорных машин

В центробежных компрессорных машинах применяют главным образом циркуляционные системы смазки под давлением. Масло подается на подшипники компрессора, подшипники и зубчатую передачу редуктора, зубчатые соединительные муфты, подшипники электродвигателя, герметичные масляные уплотнения концов вала машины, в систему регулирования и защиты.

Маслоснабжение компрессорных машин с приводом от газовых турбин производится насосом, расположенным на турбине. В компрессорных машинах с приводом от электродвигателя масляные системы состоят из масляного бака с фильтром, главного, пускового и резервного маслонасосов, маслоохладителей, редукционных и предохранительных клапанов и трубопроводов. В отдельных случаях у компрессорных агрегатов бывает только два маслонасоса – главный и резервный, он же и пусковой.

Компрессорные установки для сжатия взрывоопасных газов имеют две независимые маслосистемы: герметичную и открытую. Герметичная масляная система обеспечивает смазку подшипников и торцовых уплотнений, работающих в среде сжимаемого газа, открытая - подает масло на органы регулирования, на шестерни редукторов, подшипники электродвигателя и редуктора. В системах принудительной смазки применяют горизонтальные и вертикальные центробежные, шестеренчатые и винтовые насосы.

Компрессорные установки имеют автоматическую защиту отпадения давления масла в системе смазки. На щите управления агрегатом сигнализируется при помощи звука и светового табло достижение нижнего и верхнего пределов давления масла в системе смазки (0,025 МПа и 0,12 МПа). Предусмотрено также автоматическое включение пускового и резервного маслонасосов при понижении давления масла в маслосистеме компрессорного агрегата.

9.4. Регулирование производительности центробежных компрессорных машин

В зависимости от назначения машины регулирование ее производительности в основном осуществляют на постоянное давление при переменной производительности или на постоянную производительность при переменном давлении. Кроме того, для некоторых производств необходимо, чтобы машина одновременно изменяла и давление, и производительность подаваемого газа.

Регулирование производится изменением числа оборотов и дросселированием в зависимости от типа двигателя центробежной компрессорной машины. Распространенными двигателями центробежных компрессорных машин являются газовые или паровые турбины, а также синхронные или асинхронные электродвигатели трехфазного тока. Если машина приводится

в работу от турбины, то регулирование производится изменением числа оборотов турбины. Это самое точное и экономичное регулирование. Если привод компрессора осуществляется от электродвигателя, который обычно работает с постоянными числами оборотов, то регулирование производится дросселированием газа на всасывании или нагнетании. Более распространенное и экономичное регулирование дросселированием на всасывании.

В центробежных компрессорных машинах, работающих на взрывоопасных газах с небольшим избыточным давлением на всасывании, во избежание образования вакуума и возможности подсоса воздуха, дроссельные органы устанавливаются на нагнетательных трубопроводах или при наличии промежуточного охлаждения газа – во всасывающем трубопроводе второй ступени. На некоторых центробежных компрессорных машинах применяют регулирование производительности перепуском части газа из нагнетания последней или промежуточной ступени на всасывание первой ступени.

9.5. Турбокомпрессоры

Турбокомпрессоры – это высоконапорные центробежные компрессорные машины, которые широко применяются для сжатия и нагнетания различных газов, газовых смесей и воздуха во многих отраслях промышленности (газовая, химическая, нефтехимическая и др.) (рис.9.4). Существует много типов и марок турбокомпрессоров. Все они работают по одному принципу и имеют общие элементы конструктивного исполнения. Проточная часть любого турбокомпрессора состоит из входного патрубка, центробежных ступеней и выходного патрубка. Центробежная ступень состоит из рабочего колеса и неподвижных элементов – безлопаточного и лопаточного диффузоров, обратного направляющего аппарата. Турбокомпрессоры бывают одно-, двух- и многоцилиндровые. Валы роторов отдельных цилиндров соединяются зубчатыми муфтами. Для увеличения числа оборотов ротора компрессора используют редукторы. Турбокомпрессорные агрегаты с приводом от газовых и паровых турбин выполняют без редукторов.

В технологических установках по производству этилена и пропилена применяют турбокомпрессоры типа К605-181-1, которые служат для сжатия газов пиролиза этана. Схема турбокомпрессорного агрегата и газопроводов показана на (рис.9.5).

В состав агрегата входят: трехцилиндровый восемнадцатиступенчатый компрессор, два повышающих редуктора (между приводным электродвигателем и первым цилиндром и между вторым и третьим цилиндрами), промежуточные газоохладители и сепараторы, приводной электродвигатель, масляная система, органы управления, защиты и контрольно-измерительные приборы. Компрессор приводится от электродвигателя мощностью 9000 кВт, напряжением 6000 В, со скоростью вращения 3000 об/мин через повышающий редуктор.

В химической промышленности находят применение вакуумные турбокомпрессоры, предназначенные для отсасывания воздуха и других газов из технологических аппаратов. На рис. 9.4 показан продольный разрез вакуумного турбокомпрессора К1300-91-1. Компрессор состоит из двух цилиндров: цилиндра низкого давления (ЦНД) 2 и цилиндра высокого давления (ЦВД) 4. Цилиндр низкого давления состоит из двух секций, цилиндр высокого давления - из одной. Между секциями размещены промежуточные воздухоохладители. Приводом компрессора служит электродвигатель мощностью 800 кВт, напряжением 6000 В, со скоростью вращения 2460 об/мин. Компрессор имеет два редуктора 1 и 3.

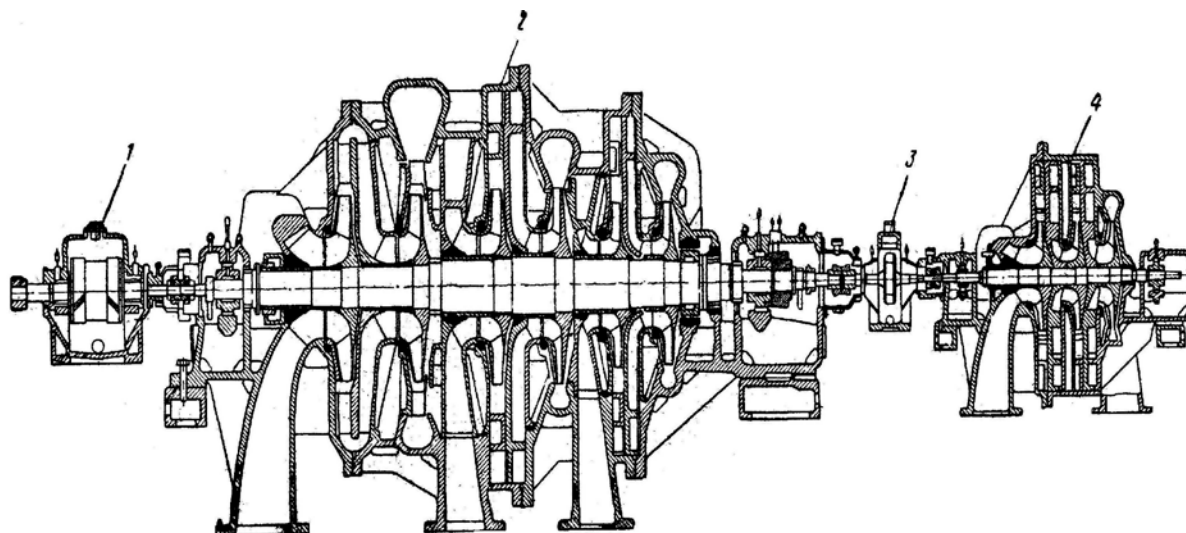


Рис. 9.4. Турбокомпрессор типа К1300-91-1

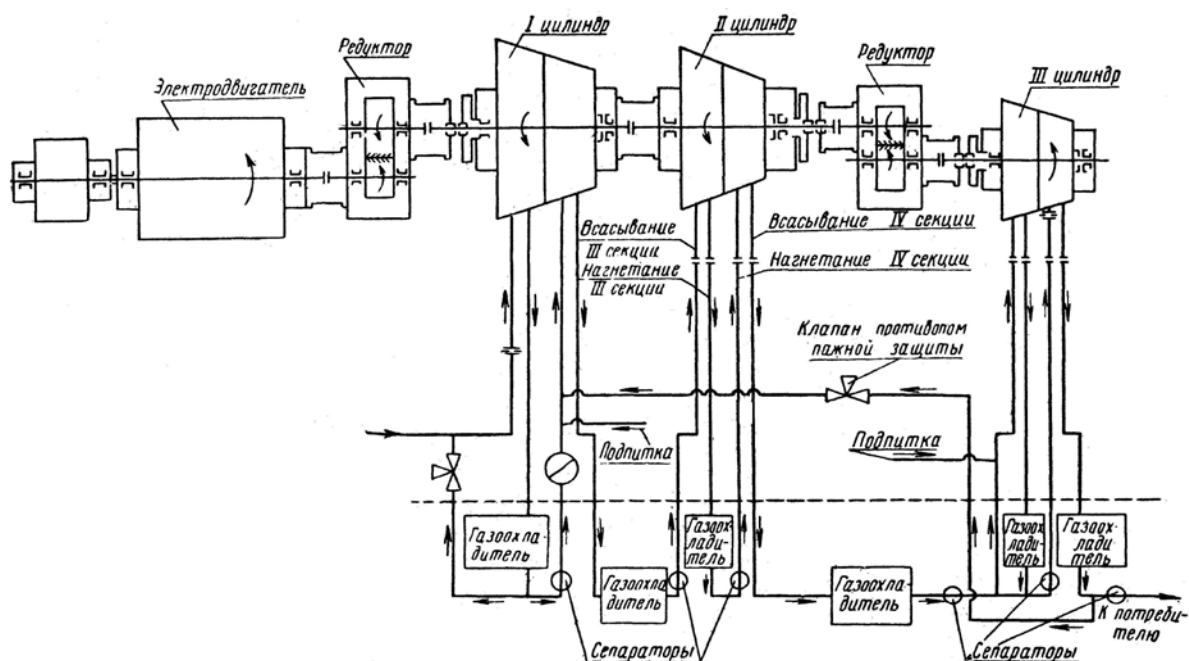


Рис. 9.5. Схема турбокомпрессора К605-181-1

В технике производства аммиака поршневые многоступенчатые компрессоры высокого давления заменяются центробежными компрессорными машинами высокого давления, которые обеспечивают:

- подачу свыше $3000 \text{ м}^3/\text{мин}$ - количество газа, достаточное для производства 1500 т в сутки аммиака в одной технологической нитке;
- конечное давление газа 320 ат ;
- циркуляцию газа в агрегате синтеза при высоком давлении ($260 - 320 \text{ ат.}$) и в заданном количестве ($19\,000 \text{ м}^3/\text{мин}$).

На (рис.9.6) изображена схема турбокомпрессорного агрегата высокого давления для сжатия азото-водородной смеси. Агрегат состоит из четырех отдельных цилиндров: цилиндра первой ступени 1, цилиндра второй ступени 2, цилиндра третьей ступени 6 и цилиндра четвертой ступени 7. В цилиндре четвертой ступени размещен центробежный циркуляционный компрессор (ЦЦК) 8. После каждой ступени производится промежуточное охлаждение газа в холодильниках 3 и очистка от влаги в сепараторах 4. Компрессорный агрегат приводится в действие от паровой или газовой турбины 5. Агрегат обладает повышенной надежностью при эксплуатации и работает длительное время (например, в течение года) без остановки.

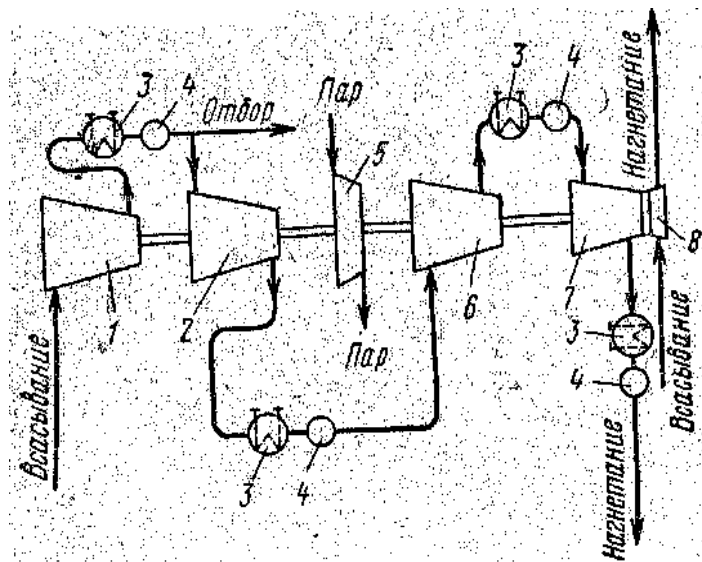


Рис. 9.6. Схема турбокомпрессорного агрегата высокого давления

9.6. Возможные неполадки в работе турбокомпрессоров

Появление легкой вибрации машины, «зуд» на подшипниках и на некоторых местах корпуса - в большинстве случаев является следствие увеличения зазоров между шейкой вала и вкладышем подшипника и отделения баббита от вкладышей, что вызывается длительной работой, некачественной заливкой вкладышей и загрязнением смазки. Вибрация может быть вызвана также неправильной центровкой в муфтовых соединениях. В этом случае надо проверить центровку и сделать ее более точной.

Вибрация турбомашин может возникнуть также из-за значительного прогиба вала или неуравновешенности ротора, вследствие загрязнения его, неравномерной коррозии, обрыва лопаток рабочего колеса и других причин. Следует вскрыть машину, подвергнуть правке вал и отбалансировать ротор.

Сильные вибрации центробежной компрессорной машины могут быть вызваны работой в зоне помпажа. Для выхода из зоны помпажа необходимо принять меры, указанные в инструкции по обслуживанию машины.

Понижение производительности турбокомпрессора, постепенное повышение конечной температуры сжатого газа и выходящей охлаждающей воды происходит за счет увеличения сопротивления в холодильниках из-за забивки газовой части грязью; уменьшения подачи охлаждающей воды или повышения ее температуры на выходе; загрязнения илом или накипью трубок холодильника. Необходимо выяснить причину сокращения подачи воды и принять меры к ее устранению. В случае забивки холодильников следует остановить машину, разобрать и очистить холодильники.

Появление сжимаемого газа в водяных полостях может быть вследствие нарушения герметичности уплотнений, повреждения развальцовки трубок в трубных досках холодильника. Необходимо остановить компрессор, заменить прокладки; при нарушении герметичности холодильника - опрессовать его, установить места повреждений и устранить их.

Чрезмерный нагрев подшипников вызывает:

1) попадание в масло воды и образование при прохождении ее через масляный насос эмульсии, которая обнаруживается по усиленному появлению пены в маслобаке и сборных масляных трубопроводах. Вода в масле понижает его вязкость и может вызвать расплавление баббита во вкладышах подшипника. Вода попадает в масло через неплотности сальника и при повреждении развальцовки трубок в маслоохладителе, а также когда давление охлаждающей воды больше давления масла. Следует заменить масло и устранить дефекты, порождающие пропуск воды в масло;

2) недостаточное охлаждение масла в маслохолодильник, в результате чего масло выходит из него с температурой выше 40°C. Для улучшения охлаждения масла в маслохолодильнике увеличивают количество поступающей воды или добавляют в систему свежую воду с более низкой температурой. Если при этом температура масла не падает, то очищают от грязи и накипи водное пространство маслохолодильника;

3) попадание в масло песка, который образует на шейке вала и пришабренной поверхности вкладышей царпины и наплав баббита. При этом нарушается нормальная смазка подшипников, что может привести к выплавке баббита и, аварийному состоянию машины. Песок может попасть в масло сразу после монтажа системы смазки из плохо очищенных маслопроводящих труб, камер подшипников и фасонных отливок маслопроводов. Песок и пыль попадают при небрежном заполнении маслобака маслом, при ремонтах маслосистемы. Для устранения этого дефекта всю маслосистему и подшипник разбирают, промывают и продувают. Масло профильтровывают или пропускают через сепаратор-центрифугу. Задиры на шейках вала шлифуются;

4) недостаточный диаметр отверстия диафрагмы или перекрытие отверстия для подвода масла во вкладыш подшипника, в результате чего снижается подвод масла и происходит нагрев подшипника. Следует увеличить диаметр отверстия диафрагмы и устранить неточность совпадения отверстий в стенке корпуса подшипника и вкладыша;

5) недостаточные зазоры между шейкой вала и внутренней поверхностью вкладышей. При этом не обеспечивается заклинивание требуемого количества смазки между шейкой ротора и вкладышами. Необходимо разобрать подшипники и расшабрить баббитовую поверхность вкладышей;

6) недостаточное давление масла в системе вследствие увеличения осевых или радиальных зазоров в маслососе, наличия неплотностей во всасывающем и нагнетательном маслопроводах, поломки главного масляного насоса, привода или зубьев шестерен. Следует произвести ремонт маслососа и его привода.

9.7. Ремонт центробежных компрессоров

При текущем ремонте агрегата проводят следующие работы:

- 1) устранение дефектов, записанных в журналах сменного персонала;
- 2) ревизию и замену быстроизнашивающихся деталей и узлов, регулировку зазоров и натягов;
- 3) замер вибрации до остановки на ремонт и после ремонта;
- 4) наружный осмотр коммуникаций и др.

При среднем ремонте выполняют следующие работы:

- 1) все работы текущего ремонта;
- 2) визуальный осмотр фундаментов;
- 3) вскрытие центробежного компрессора;
- 4) проверку корпуса на наличие трещин, коррозии и эрозии; ревизию ротора с проверкой рабочих колес; замеры шеек вала на конусность и эллипсность;
- 5) проверку биения ротора по индикатору;
- 6) ревизию уплотнений, соединительной муфты, редуктора;
- 7) проверку центровки компрессора;
- 8) ревизию главного и пускового насосов;
- 9) проверку фланцевых соединений газового тракта на плотность;
- 10) ревизию маслоохладителей и др.

При капитальном ремонте компрессор полностью разбирают и выполняют все работы текущего и среднего ремонтов и, кроме того, проводят:

- 1) контроль затяжки фундаментных болтов и замер деформации рамы при подтяжке;
- 2) осмотр фундамента и проверка его осадки;
- 3) пневматические испытания корпуса;
- 4) промывку и проверку на герметичность маслосистемы;
- 5) гидравлические испытания промежуточных и концевых холодильников и др.

Перед вскрытием корпуса отсоединяют все трубопроводы, мешающие снять крышку, предварительно заглушив их. Крышку поднимают с помощью специальной траверсы с тельрепами, позволяющими контролировать подъем в горизонтальном положении по направляющим шпилькам, смазанным маслом. Крышку отжимают специальными болтами и поднимают прерывистым движением крана. Поднимая крышку, следят, чтобы не было задевания в проточной части корпуса. При ремонте корпус очищают от загрязнений и ржавчины, выявляют наличие трещин. Выявляют деформацию рамы, определяя с помощью уровня уклон по двум взаимно перпендикулярным направлениям. Допустимое отклонение от горизонтальности или деформация рамы приведены в табл.9.1.

Демонтировав крышки подшипников, следует при помощи свинцового оттиска проверить величину пятна между вкладышем и крышками, а также верхние масляные зазоры. Боковые масляные зазоры определяют щупом. При помощи индикатора проверяют осевой разбег ротора в упорном подшипнике. Все данные заносят в формуляр (рис.9.7).

Сняв крышку редуктора, с помощью свинцового оттиска проверяют параллельность осей валов шестерни и колеса, величину натягов и зазоров в подшипниках, зазор между вершиной и основанием находящихся в зацеплении зубьев редуктора.

Осевой разбег колеса проверяют с помощью индикатора.

Допустимые значения верхних зазоров в подшипниках приведены ниже:

Диаметр шейки вала, мм	50 – 100	110 – 130	140 – 160	180 – 200
Зазор между верхним вкладышем и шейкой, мм	0,10 – 0,12	0,13 – 0,15	0,17 – 0,19	0,22 – 0,24

Натяг между вкладышем и крышкой подшипника проверяют с помощью штихмасса и микрометра.

Штихмассом замеряют диаметр расточки под вкладыш, микрометром - диаметр вкладыша по верхней и нижней опорной колодке (или по наружному диаметру вкладыша). В местах, не доступных и не удобных для замера, натяг между крышкой подшипника и верхним вкладышем проверяют по свинцовым оттискам. Для этого две свинцовые проволоочки диаметром 1 – 2 мм, длиной 30 – 60 мм укладывают по концам верхнего вкладыша поперек оси вала компрессора. На разъем корпуса подшипника укладывают четыре такие же проволоочки по две с каждой стороны.

Толщину свинцовых проволоочек подбирают такой, чтобы при замере натяга свинец выжимался не более чем на 0,2 – 0,3 мм.

В подшипниках, верхние вкладыши которых имеют подушку, свинцовые проволоочки укладывают непосредственно на нее. Признаки неработоспособности подшипников приведены в табл.9.2.

Определяя натяг, одновременно проверяют контакт поверхности верхней установочной колодки вкладыша с крышкой. Должно обеспечиваться равномерное касание по всей поверхности колодки – на площади не менее 70%. Контакт проверяют следующим образом: на поверхность колодки вкладыша наносят краску (берлинская лазурь), крышку устанавливают на место и затягивают разъем. Отпечатки краски показывают место контакта вкладыша с крышкой. Подгонку поверхности выполняют напильником или шабером.

При ремонте ротора иногда необходимо снять, а затем насадить на вал с некоторым натягом рабочие колеса, упорные диски и полумуфты. Эти детали снимают с помощью стяжных приспособлений после нагревания до 200 – 300°С с помощью газовых горелок. Во избежание перегрева вала детали нагревают быстро, от периферии к центру, равномерно по всей окружности; открытые участки вала, расположенные рядом с деталью, прикрывают асбестом; температуру контролируют. Посадку деталей ротора на вал производят после нагревания их до 200 – 250°С. Нагревание считается достаточным, если соответствующий штихмасс (больше диаметра посадочных мест) проходит в расточку детали.

Таблица 9.1

Контроль работоспособности корпуса, рамы и фундаментных болтов центробежного компрессора

Контролируемый параметр	Признаки неработоспособности	Рекомендации по восстановлению
Чистота и состояние поверхности	Коррозия, эрозия, трещины	Очистить металлической щеткой. Трещины устранить с помощью эпоксидной смолы или заварить
Состояние опор	Прилегание поверхности скольжения подвижной опоры с зазором более 0,05 мм	При износе направляющей шпонки ее заменить, шпоночную канавку зачистить
Плотность разъема	Зазор более 0,1 – 0,2 мм	Наряду с мастикой использовать асбестовый шнур диаметром до 2 мм или шабрить поверхность разъема до зазоров не более 0,15 мм
Горизонтальность и деформация рамы	Отклонение от горизонтальности или деформация более 0,2 мм на 1 м длины	При превышении допуска следует выполнить перекладку рамы
Степень затяжки фундаментных болтов	Ослабление затяжки	Подтянуть фундаментные болты

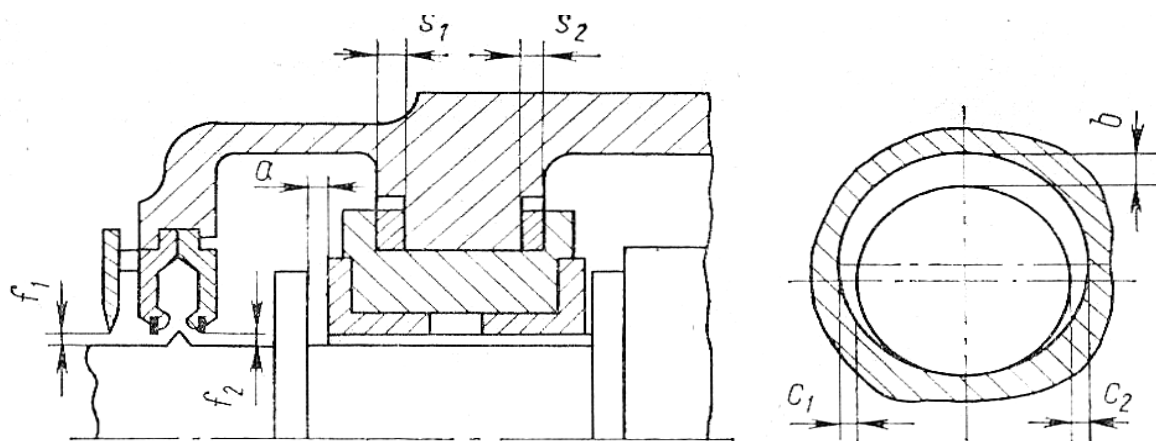


Рис. 9.7. Формуляр контроля состояния подшипников

Таблица 9.2

Формуляр контроля состояния подшипников

Обозначение зазоров	Опорно-упорный (опорный) подшипник							
	a	f_1	f_2	s_1	s_2	c_1	c_2	b
Допустимая величина								

Таблица 9.3

Контроль работоспособности подшипников

Контролируемый параметр	Признаки неработоспособности	Рекомендации по восстановлению
Проверка состояния баббитового слоя	Местные поверхностные дефекты более 10% общей площади; утонение толщины баббитового слоя более 50% от первоначальной толщины	Поверхностные дефекты до 10% общей площади устраняют наплавкой баббита
Проверка плотности прилегания вкладышей к своим постелям по краске	Пятна краски располагаются неравномерно и занимают площадь менее 75%	Пришабрить поверхности прилегания
Проверка размеров верхнего и бокового зазоров подшипников	Верхний зазор более $0,002D$, боковой – более $0,7 - 0,9D$ от принятого верхнего зазора	Перезалить вкладыши или заменить на новые
Проверка величины натяга между крышкой подшипника и верхним вкладышем	Натяг менее $0,03 - 0,06$ мм Большие значения относятся к большим диаметрам вкладыша	Положить фольгу или пропилить вкладыш

Проверка величины разбега (или осевого зазора) ротора	Менее 0,2 или и более 0,45 мм	Изменить толщину колодок или заменить упорный подшипник
Проверка качества приработки рабочих колодок упорного подшипника	Различие в толщине колодок упорного подшипника более 0,02 мм; неперпендикулярность вкладыша относительно упорного диска превышает 0,02 мм	Разницу в площади прилегания в 40 – 50% устранить пришабровкой наиболее нагруженных колодок по плите

При изготовлении новых деталей ротора или их ремонте величину посадочного натяга устанавливают в соответствии с указаниями завода-изготовителя или по следующим рекомендациям:

Детали ротора	Величина натяга в зависимости от диаметра вала D
Рабочие колеса	
Легко нагруженные	$(0,0008 - 0,001)D$
Нагружено работающие	$(0,001 - 0,0012)D$
Особо нагруженные	$(0,0014 - 0,0016)D$
Упорные диски	$(0,0006 - 0,0008)D$
Полумуфты	$(0,0003 - 0,0006)D$

Посаженные на вал колеса проверяют на осевое биение по ободу колеса. Данные заносят в формуляр (рис.9.8). Величина осевого биения не должна превышать паспортных данных машины.

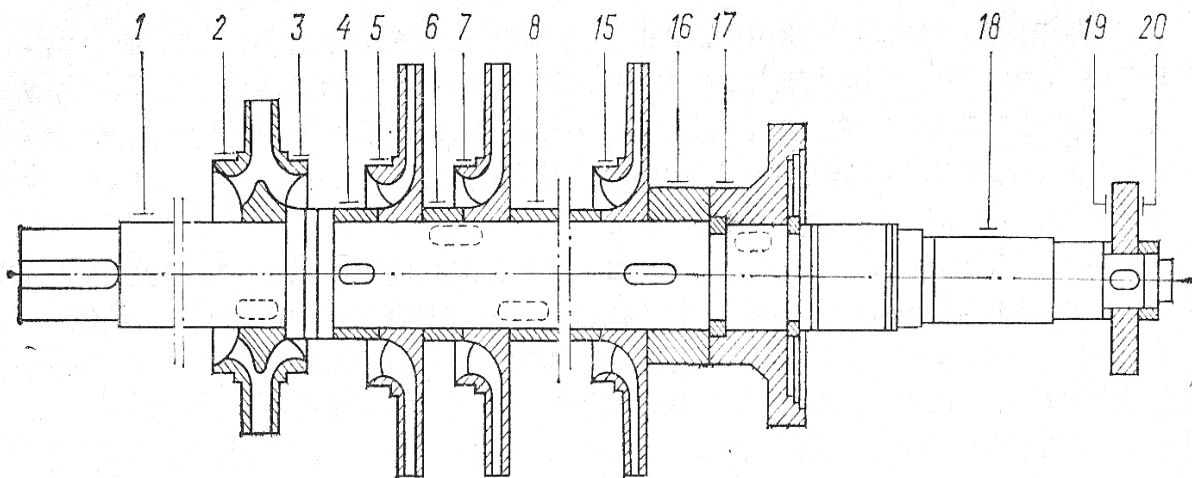


Рис. 9.8. Ротор компрессора с рабочими колесами

Таблица 9.4

Формуляр контроля биения ротора в сборе с колесами

Место проверки биения	1	2	3	4	5	6	7	8	...
Допустимая величина биения									
Фактическая величина биения									

Плотность посадки рабочих колес и упорного диска на ротор проверяют по звуку путем обстукивания медным молотком массой 0,2 – 0,3 кг. Признаки неработоспособности ротора приведены в табл. 9.5

Таблица 9.5

Контроль работоспособности ротора

Контролируемый параметр	Признаки неработоспособности	Рекомендации по восстановлению
Состояние шеек	Отклонение формы шеек (овальность, конусность) более 0,015 для шеек диаметром до 100 мм и 0,020 для шеек диаметром более 100 мм	Царапины и забоины зачистить, проточка, шлифовка шеек до 38% от их первоначальной величины
Биение упорного диска и геометрия его плоскости	Осевое биение более 0,01 – 0,02 мм, меньшее значение относится к насадным дискам. Отклонение от плоскости поверхности упорного диска более 0,01 – 0,02 мм на 100 мм радиуса диска	Шлифовать и шабрить поверхность упорного диска пастой ГОИ с помощью чугунного притира
Биение ротора	Биение ротора более 0,03 – 0,06 мм	Шлифовать шейки ротора
Динамическая балансировка ротора	Дисбаланс более 25 г·см	Устранить дисбаланс снятием металла
Плотность посадки рабочих колес на роторе	Натяг менее 0,01 – 0,03 мм	Заменить рабочие колеса

Обнаруженные риски и шероховатость на шейках вала ротора зачищают с помощью мелкозернистого наждачного полотна, подкладываемого под брезентовую ленту, а затем полируют тонкой пастой *ГОИ*. Чистота поверхности шеек ротора должна соответствовать указаниям чертежа, а при отсутствии его должна быть не хуже 0,32. Риски и шероховатости на рабочей поверхности упорного диска удаляют шлифованием пастой *ГОИ*.

При шлифовании пастой *ГОИ* применяют чугунные притиры. На рабочую поверхность притира наносят тонкий слой грубой пасты *ГОИ*, прижимают к шлифуемой поверхности диска и поворачивают на угол 30 – 40° в ту и другую сторону, одновременно поворачивая ротор через равные промежутки времени.

Шлифование начинают грубой пастой, затем переходят к средней и тонкой. После шлифования рабочей плоскости ее проверяют на биение и на правильность геометрии. Чистота поверхности упорного диска должна быть не хуже 0,32.

Проверку рабочей поверхности упорного диска на биение производят двумя индикаторами, закрепленными на плоскости разъема корпуса подшипника около диска с двух сторон. Диск делят на восемь равных частей, измерительные лапки индикаторов устанавливают на проверяемой плоскости на расстоянии 10 – 15 мм от обода диска. Медленно поворачивая ротор, записывают показания индикаторов в таблицу одновременно для двух точек, расположенных на одном диаметре. Величина биения равна половине алгебраической разности показаний индикаторов.

Проверку на биение осуществляют не менее двух раз, причем при каждой последующей проверке планки индикаторов смещают на 5 – 10 мм к центру диска.

Геометрию рабочей плоскости упорного диска проверяют, накладывая на нее контрольную линейку и замеряя щупом зазор между плоскостью и линейкой. При удовлетворительном состоянии плоскости диска щуп толщиной 0,015 мм не должен проходить между линейкой и проверяемой поверхностью.

Если отклонения от нормы биения диска и его геометрии незначительны, исправить поверхность можно шабровкой и шлифованием, т.е. пастой *ГОИ* с помощью чугунного притира. В этом случае шлифуют не всю поверхность диска, а те места, с которых необходимо снять металл, с последующей проверкой по плите.

Для проверки ротора на биение его укладывают на опорные подшипники и для устранения осевого смещения собирают упорный подшипник. Проверку производят индикатором, устанавливаемым на плоскости горизонтального разъема корпуса или подшипников, в зависимости от места замера. Замеры производят по сечениям вала, находящимся на расстоянии 300 – 500 мм. Сечение выбирают у шеек вала, концевых уплотнений, между рабочими колесами, по окружности полумуфта и

опорного диска. Для определения характера прогиба по окружности каждого сечения производят 4 – 6 замеров. Для этого окружность вала делят на 4 – 6 участков, либо на число участков, кратное числу отверстий для болтов в полумуфте. Эти отверстия маркируют, что позволяет сравнить результаты, получаемые при последующих проверках.

После ремонта с проточкой или шлифовкой величина биения шеек вала, полумуфт и упорного диска не должна превышать следующих значений:

Детали ротора	Предельная величина биения, мм
Шейка вала	0,02
Втулка уплотнений	0,05
Полумуфты	
по окружности	0,03 – 0,05
по торцу	0,02
Упорный диск по окружности и торцу	0,02

Перед ревизией лабиринтных уплотнений их следует очистить, снятые лабиринты выправить и заострить, сработанные и накрошенные уплотнения заменить новыми.

Замер зазоров в лабиринтных уплотнениях производится с помощью набора длинных ленточных щупов. Замеры в горизонтальной плоскости выполняются с обеих сторон уплотнения, а при измерении зазора в нижней части уплотнения пластины щупа следует опускать на половину нижней полуокружности.

Проверка зазоров в уплотнениях может быть выполнена также с помощью свинцовой проволоки, укладываемой на уплотнения в нижней части корпуса или на уплотнение ротора перед закрытием крышки корпуса компрессора. После подъема крышки замеряют свинцовые оттиски и определяют зазоры. Зазоры в мелкозубных уплотнениях должны быть в пределах 0,20 – 0,55 мм. Данные заносят в формуляр (рис.9.9а).

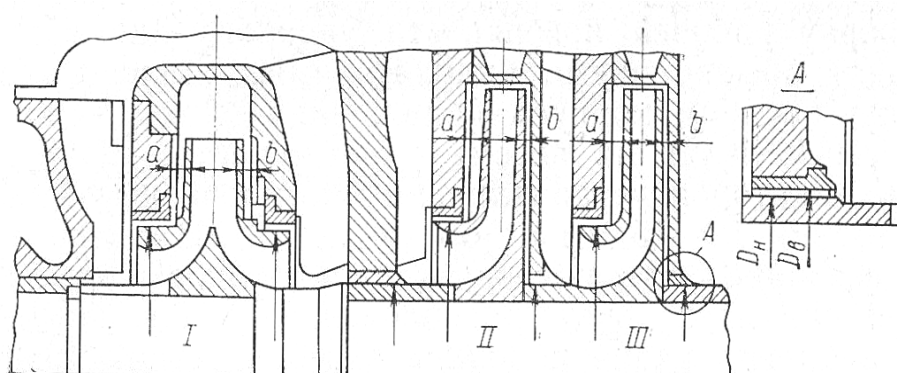


Рис. 9.9. Места замера зазоров в уплотнениях ротора

Формуляр замера зазоров в проточной части компрессора или насоса
(стрелками показаны места замера диаметров)

Обозначение точек замера	сечение 1				Сечение 11			
	<i>a</i>	<i>b</i>	D_H	D_B	<i>a</i>	<i>b</i>	D_H	D_B
Допустимые значения								

После установки ротора в корпус компрессора проверяют взаимное положение каналов рабочих колес и диффузоров. Отклонения не должны превышать паспортных данных машины.

При сборке компрессора обычно разъем уплотняют с помощью мастики, которую накладывают ровным слоем толщиной около 1 мм на чистый фланец нижней половины корпуса. Чтобы мастика не выдавливалась внутрь корпуса, ее снимают по внутреннему периметру на ширину 5 – 6 мм.

Крышку с хорошо притертым фланцем медленно опускают с помощью траверсы с тельерепами по смазанным направляющим шпилькам, постоянно контролируя ее горизонтальное положение. Когда расстояние между поверхностями разъема составит 4 – 5 мм, устанавливают контрольные штифты, которые после окончательного опускания крышки забивают свинцовым или медным молотком. После того как крышка встала на место, ротор проворачивают, проверяя на слух, не задевает ли он крышку, после чего выполняют легкую затяжку болтов. Окончательную затяжку проводят до того как мастика окончательно затвердеет. Затем вторично проверяют, не задевают ли детали проточной части за корпус. Чтобы уплотнить горизонтальный разъем, применяют мастики, тип которых выбирают в зависимости от температуры, давления, рабочей среды и т. д. Широкое распространение получила мастика, приготовленная следующим образом: 50% свинцовых белил и 50% свинцового сурика затирают на натуральной олифе до сметанообразной массы, которая затем фильтруется через три слоя марли. Для специальных компрессоров применяют иные средства и способы уплотнения; например, разъемы кислородных компрессоров уплотняют с помощью «герметика». Разъемы некоторых компрессоров, работающих на агрессивных средах, уплотняют лентой из фторопласта-4.

В любой конструкции компрессора предусматривают возможность свободной (относительно корпуса) термической деформации диафрагмы. Поэтому, устанавливая их в корпус, оставляют необходимые осевые и радиальные зазоры между расточкой корпуса и ободом агрегата.

Перед установкой диафрагмы осматривают и, если необходимо, зачищают пазы корпуса и крышки, а также обода диафрагм, чтобы обеспечить необходимые температурные зазоры. При несовпадении разъемов следует убедиться, что выступ одной половины диафрагм (относительно плоскости разъема корпуса) соответствует такому же заглублению другой его половины. После установки новых диафрагм в корпусе выявляют, нет ли смещения верхней половины диафрагмы относительно нижней, а также проверяют центровку диафрагм относительно ротора.

ГЛАВА 10. КЛАССИФИКАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

Технологическими трубопроводами называют такие трубопроводы промышленных предприятий, по которым транспортируют сырье, полупродукты и готовые продукты, пар, воду, топливо и другие материалы, обеспечивающие ведение технологического процесса и эксплуатацию оборудования.

Таблица 10.1

Классификация технологических трубопроводов

Группа	Среда	Категории									
		1 - ая		2-ая		3-ая		4-ая		5-ая	
		$P_{раб}$	$t, ^\circ C$	$P_{раб}$	$t, ^\circ C$	$P_{раб}$	$t, ^\circ C$	$P_{раб}$	$t, ^\circ C$	$P_{раб}$	$t, ^\circ C$
А	Продукты с токсичными свойствами ядовитые	Независимо	от 70 до 700	-							
	Прочие продукты	более 16	от 70 до 700	не более 16	от 70 до 350						
Б	Горючие и активные газы, горючие жидкости	Независимо	350 - 700	25 - 64	-70 - 0, 250-350	16-25	-70 - 0, 120-250	не более 16	от 70 до 120	-	-
В	Перегретый пар	то же	450 - 600	до 39	350 - 450	до 22	250 - 350	до 16	120 - 250	-	-
Г	Горячая вода и насыщенный водяной пар	до 184	до 120	80 - 184	до 120	16 - 18	до 120	2 - 16	до 120	-	-
Д	Негорючие жидкости и пары, инертные газы	Независимо	450 - 700	64 - 100	- 70 - 0, 350 - 450	25 - 64	- 70 - 0, 250 - 350	до 25	-70 - 0, 120 - 250	до 16	до 120
<p>Примечание: Рабочее давление дано в $кг / см^2$. Трубопроводы, транспортирующие сжиженные газы, классифицируются по группе <i>Б</i>, но относятся к категории на одну категорию выше.</p>											

В зависимости от свойств и параметров транспортируемого продукта, все технологические трубопроводы делят на пять групп и пять категорий табл.10.1.

В зависимости от рабочего давления технологические трубопроводы делятся на:

- вакуумные - давление ниже 0,1 МПа;
- низкого давления - от 0,1 до 1,5 МПа;
- среднего давления - от 1,6 до 10,0 МПа;
- безнапорные - работающие без избыточного давления.

В настоящее время типоразмеры трубопроводных изделий определяются двумя стандартами: ГОСТ 355 - 67 и ГОСТ 356 - 68.

В ГОСТ 355-68 установлены величины проходов для трубопроводов, арматуры и соединительных деталей, а также для тех частей технологического оборудования и приборов, к которым присоединяются трубы и арматура.

Под **условным проходом** трубопроводной арматуры, соединительных частей и трубопроводов следует понимать номинальный внутренний диаметр трубопровода. Условный проход обозначается буквами D_y с добавлением размера условного прохода в миллиметрах. В табл.10.2 указаны условные проходы трубопроводов, арматуры и соединительных частей.

Таблица 10.2

Условные проходы арматуры, фитингов и трубопроводов (мм)

D_y	Трубная резьба, дюйм	D_y	Трубная резьба, дюйм	D_y	Трубная резьба, дюйм	D_y
6	-	(60)	-	(275)	11	(900)
(8)	$1/4$	70	$2\frac{1}{2}$	300	12	1000
10	$3/8$	80	3	(325)	-	(1100)
(13)	-	100	4	(350)	-	1200
15	$1/2$	125	5	(375)	-	1300
20	$3/4$	150	6	400	-	1400
25	1	(175)	7	(450)	-	1500
32	$1\frac{1}{4}$	200	8	500	-	1600
40	$1\frac{1}{2}$	225	9	600	-	
50	2	250	10	(700)	-	

В ГОСТ 356 - 68 установлены давления условные, пробные и рабочие для арматуры и соединительных частей трубопроводов.

Под **условным давлением** понимается наибольшее избыточное рабочее давление, создаваемое средой при 20 °С, при котором обеспечивается длительная работа арматуры и соединительных частей трубопровода и обоснованная расчетом на прочность при выбранных материалах и характеристиках их прочности при 20 °С.

Арматуру и соединительные части трубопроводов изготавливают на следующие избыточные условные давления (МПа): 0,1; 0,25; 0,4; 0,6; 1,0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,4; 10,0; 16,0; 20,0; 25,0; 32,0; 40,0; 50,0; 60,0; 80,0; и 100,0 .

Под **пробным давлением** понимается избыточное давление, при котором арматура и соединительные части трубопроводов подвергаются гидравлическому испытанию на прочность и плотность материала при температуре не выше 100 °С.

Под **рабочим давлением** подразумевается наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается длительная работа арматуры и соединительных частей трубопровода при рабочей температуре проводимой среды.

Выбор материалов для изготовления технологических трубопроводов зависит от свойств, температуры и давления перекачиваемого продукта и назначения трубопроводов.

По способу изготовления стальные трубы подразделяются на бесшовные и сварные.

Допускаемое внутреннее давление в стальных трубах зависит в основном от марки стали, толщины стенки трубы и качества термообработки.

Трубы бесшовные, как наиболее качественные, используются для трубопроводов ответственного назначения; сварные трубы применяют при низких и средних давлениях.

Основная характеристика стальных труб, применяемых для технологических трубопроводов, приведена в табл.10.3.

Таблица 10.3

Характеристика стальных труб

Трубы	ГОСТ	D_n мм	Марка стали	Условия применения	
				Тем-ра, °С	Давление
Стальные бесшовные горячекатаные	8732 - 58 (сортамент) 8731-66 (технические требования)	25 - 820	Углерод-ая ГОСТ 380-80, Легиров-ая ГОСТ 4543 — 81	не более 450 570	Определяется расчетом
Стальные бесшовные холоднотянутые и холоднокатанные	8734 -78 (сортамент), 8733 - 86 (технические условия)	1 - 200	Углерод-ая ГОСТ 380-80 Легиров-ая ГОСТ 4543 - 81	не более 450 570	То же
Бесшовные горячекатанные из нержавеющей стали	9940 - 82	57 - 325	Высоколегированная ГОСТ 5632 - 81	700	То же
Бесшовные холоднотянутые, холоднокатанные и теплокатанные из нержавеющей стали	9941 - 82	5 - 120	Высоколегированная ГОСТ 5632 - 81	700	То же

Стальные крекинговые горячекатан- ные, холод- нокатанные и холоднотя- нутые	550 - 78	по ГОСТ 8732 -78	Угл. Ст. 10 и Ст.20 (ГОСТ 1050 - 80), Легированная 19Г2, 12МХ, 12ХМФ, Х5, Х5М, Х5ВФ	570	То же
Стальные электросвар- ные	10707 - 83	0,5- 1620	Углерод. (ГОСТ 380-80 1050-80)	200 300	$P_y = 16$ $P_y = 25$
Стальные электросвар- ные со спиральным швом	8696 - 82	426 - 1220	Углер. Ст.2, МСт.2кп, Ст.3 Вст.2кп, ВСт.3, МСт.3кп, 10Г2С1	300	$P_y = 16$
Стальные электросвар- ные из нержавейки	11068 - 84	8 - 102	008Х18Н10Т 08Х18Н10Т, 8 Х18Н12Т, Х18Н10Т, Х17Н13М2Т		
Стальные водогазо- проводные; легкие, обыкновен- ные, усиленные	3262 - 82	10 - 162	Углеродис-тая ГОСТ 380 - 80, и 9543 - 80	200	$P_y = 10$ $P_y = 16$

Стальные трубы поставляют заказчику партиями одного размера по диаметру и толщине стенки, одной марки и плавки стали. На каждой трубе на расстоянии не более 150 мм от одного из ее концов должна быть маркировка краской - товарный знак, марка стали и номер партии. Каждая партия труб сопровождается сертификатом.

Сортамент бесшовных стальных холоднотянутых и холоднокатанных труб (ГОСТ 8734 - 78) приведен в табл.10.4.

Таблица 10.4

Сортамент бесшовных стальных холодноотянутых и холоднокатаных труб
(ГОСТ 8734 - 78)

D_e мм	D_n , мм	Толщина стенки, мм							
		1,6	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0
		Масса 1 пог. м., кг							
8	12	0,42	0,49	0,59	0,67	0,73	0,79	-	-
10	14	0,49	0,59	0,71	0,81	0,91	0,99	-	-
10	15	0,53	0,64	0,77	0,89	0,99	1,09	1,17	1,23
10	16	0,57	0,69	0,83	0,96	1,08	1,18	1,28	1,35
13	18	0,65	0,79	0,96	1,11	1,25	1,35	1,50	1,60
20	25	0,92	1,13	1,39	1,63	1,86	2,07	2,28	2,48
25	32	1,20	1,48	1,76	2,15	2,46	2,76	3,05	3,33
32	38	1,44	1,78	2,19	2,59	2,98	3,37	3,72	4,07
40	45	1,71	2,12	2,62	3,11	3,58	4,04	4,49	4,93
40	50	1,91	2,37	2,93	3,48	4,01	4,54	5,05	5,55
50	57	2,18	2,71	3,36	4,00	4,62	5,23	5,83	6,41
70	76	2,94	3,65	4,53	5,40	6,26	7,10	7,93	8,75
80	89	3,45	4,29	5,33	6,36	7,38	8,38	9,38	10,36
80	100	3,88	4,83	6,00	7,17	8,32	9,46	10,59	11,71
80	108	4,21	5,23	6,50	7,77	9,02	10,26	11,49	12,70
100	125	—	6,06	7,54	9,02	10,50	11,91	13,37	14,80
125	133	—	—	8,05	9,59	11,18	12,75	14,26	15,75
125	150	—	—	—	10,85	12,65	14,39	16,11	17,85
150	160	—	—	—	—	13,51	15,28	17,25	19,09
175	180	—	—	—	—	15,20	17,30	19,50	21,59
175	200	—	—	—	—	—	19,37	21,65	24,00

Таблица 10.5

Сортамент труб стальных бесшовных горячекатаных (ГОСТ 8732 - 78)

Dy мм	Dн мм	Толщина стенки труб, мм										
		2,5	3	3,5	4	4,5	5,0	6	7	8	9	10
		Масса 1 пог. м., кг										
20	25	1,39	1,63	1,86	2,07	2,28	2,47	2,81	3,11	3,35	—	—
25	32	1,76	2,15	2,46	2,76	3,05	3,33	3,85	4,32	4,74	—	—
32	38	2,19	2,59	2,98	3,35	3,72	4,07	4,74	5,35	5,92	—	—
40	45	2,62	3,11	3,58	4,04	4,49	4,93	5,77	6,56	7,30	7,99	8,63
50	57	—	4,00	4,62	5,23	5,83	6,41	7,55	8,63	9,67	10,65	11,59
70	76	—	5,40	6,26	7,10	7,93	8,75	10,36	11,91	13,42	14,87	16,28
80	89	—	—	7,38	8,38	9,38	10,36	12,28	14,16	15,98	17,76	19,48
100	108	—	—	—	10,26	11,49	12,70	15,09	17,44	19,73	21,97	24,17
100	114	—	—	—	10,85	12,15	13,44	15,98	18,47	20,91	23,31	25,65
125	133	—	—	—	12,73	14,26	15,78	18,79	21,75	24,60	27,52	30,33
150	159	—	—	—	—	17,15	18,99	22,64	26,24	29,79	33,29	36,75
175	194	—	—	—	—	—	23,31	27,82	32,28	36,70	41,06	45,38
200	219	—	—	—	—	—	—	31,52	36,60	41,63	46,61	51,54
225	245	—	—	—	—	—	—	—	41,09	46,76	52,38	57,95
250	273	—	—	—	—	—	—	—	45,92	52,28	58,60	64,86
275	299	—	—	—	—	—	—	—	—	57,41	64,37	71,27
300	325	—	—	—	—	—	—	—	—	62,54	70,14	77,68
350	377	—	—	—	—	—	—	—	—	—	81,68	90,51
400	426	—	—	—	—	—	—	—	—	—	92,55	102,6
500	530	—	—	—	—	—	—	—	—	—	115,6	128,2
600	630	—	—	—	—	—	—	—	—	—	137,8	153,9
700	720	—	—	—	—	—	—	—	—	—	157,8	175,1
800	820	—	—	—	—	—	—	—	—	—	179,9	199,7

Таблица 10.6

Механические свойства бесшовных труб (ГОСТ 8731 - 86 и 8733 - 86)

Марка стали	σ_t , не менее МПа	σ_b , не менее МПа	Относительное удлинение, %	Марка стали	σ_t , не менее МПа	σ_b , не менее МПа	Относительное удлинение, %
Ст. 10	210	340	24	Ст.20Х	—	440	16
20	250	420	21	40Х	—	670/630	9/14
35	300	520	17	30ХГСА	—	700/500	11/18
45	330	600	14	15ХМ	330	440	21
10Г2	270	480	21	30ХМА	400	600	13
15Х	—	420	19	12ХН2А	400	550	14

Таблица 10.7

Механические свойства бесшовных труб (ГОСТ 550 - 85)

Марка стали	σ_B , не менее МПа	σ_T , не менее МПа	δ , %	ψ , %	a_n , кг·м/см ²	НВ	Состояние поставки
Ст.10	360	220	25	50	8	137	горячекатаные
10Г2	480	270	21	50	12	197	без отжига
20	440	260	22	50	8	156	—
10	340	200	26	50	8	137	холоднотянутые и
20	420	240	23	50	8	156	холоднокатаные
12МХ	420	250	21	45	7	156	после отжига
X5	400	220	24	50	10	170	после отжига
X5М	400	220	22	50	12	170	—
X5ВФ	400	220	22	50	12	170	—
12ХМФ	450	250	21	50	6	170	—

Таблица 10.8

Сортамент бесшовных горячекатаных труб из нержавеющей стали (ГОСТ 9940 - 82)

D _y мм	D _n мм	Толщина стенки, мм													
		4,5	5	5,5	6	7	8	9	10	11	12	14	15	16	20
		Вес 1 пог. м, кг													
50	57	5,86	6,45	7,09	7,59	8,69	9,73	—	—	—	—	—	—	—	—
70	76	7,99	8,81	9,62	10,4	12,0	13,5	15,0	16,4	—	—	—	—	—	—
80	89	9,44	10,4	11,4	12,4	14,2	16,1	17,9	19,6	21,3	22,9	26,0	—	—	—
100	108	—	12,8	14,0	15,2	17,5	19,0	22,1	24,3	26,5	28,6	32,6	34,6	36,5	43,7
100	114		13,5	14,8	16,1	18,6	21,0	23,4	25,8	28,1	30,4	34,7	36,8	38,9	46,6
125	133		15,9	17,4	18,9	21,9	21,8	27,7	30,5	33,3	36,0	41,3	43,9	46,4	56,1
150	159		—	—	22,8	26,4	30,0	33,5	37,0	40,4	43,8	50,4	53,6	56,8	69,0
175	194				—	—	—	41,3	45,6	50,0	54,2	62,5	66,6	70,6	86,3
200	219							—	51,8	56,8	61,6	71,2	75,9	80,6	98,7
225	245								—	64,9	70,5	81,6	87,1	92,5	114
250	273									71,5	77,7	90,0	96,0	102	125
300	325									—	39,2	108	115	123	151

Таблица 10.9

Сортамент труб бесшовных из нержавеющей стали холодноотянутых,
холоднокатаных и горячекатаных (ГОСТ 9941 - 82)

D_y , мм	D_n , мм	Толщина стенки, мм							
		1,0	1,4	1,5	1,8	2,0	2,5	3,0	3,5
		Вес 1 пог. м, кг							
10	14	0,32	0,44	0,46	0,54	0,60	0,71	0,82	—
15	18	0,42	0,58	0,61	0,72	0,79	0,96	1,12	1,26
20	25	0,60	0,82	0,87	1,04	1,14	1,40	1,64	1,87
25	32	0,77	1,06	1,13	1,35	1,49	1,83	2,16	2,48
32	38	0,92	1,27	1,36	1,62	1,79	2,20	2,61	3,00
40	45	1,09	1,51	1,62	1,93	2,13	2,64	3,13	3,60
50	57	1,39	1,93	2,07	2,47	2,73	3,38	4,02	4,65
70	76	—	—	—	—	—	—	5,44	6,30
80	89				—			6,40	7,43
100	108							—	9,08

Продолжение таблицы 10.9

D_y , мм	D_n , мм	Толщина стенки, мм								
		4	4,5	5	5,5	6	7	8	9	10
		Вес 1 пог. м, кг								
10	14	—	—							
15	18	—	—	—						
20	25	2,08	2,29	—	—					
25	32	2,78	3,07	3,35	3,62	—				
32	38	3,37	3,74	4,09	4,44	4,78				
40	45	4,07	4,52	4,96	5,39	5,81	—	—		
50	57	5,26	5,86	6,45	7,03	7,59	8,69	9,73	—	—
70	76	7,15	7,99	8,81	9,62	10,4	12,0	13,5	—	—
80	89	8,44	9,44	10,4	11,4	12,4	14,2	16,1	—	—
100	108	10,3	11,6	12,8	14,0	15,2	17,5	19,9	22,1	24,3

Трубы по ГОСТ 9940 - 82 и 9941 - 82 изготавливаются из высоколегированной стали, механические свойства которых указаны в табл.10.10

Механические свойства металла труб

Марка стали	Трубы бесшовные горячекатаные (ГОСТ 9940 - 82)		Трубы бесшовные холоднотянутые, холоднокатаные и теплокатаные (ГОСТ 9941 - 82)	
	σ_b , МПа	σ_t , МПа	σ_b , МПа	σ_t , МПа
	не менее			
1X13	400	210	400	220
0X13	380	220	350	250
X17	450	170	По согласованию	
0X17T	По согласованию		То же	
X25T	450	150	470	170
X28	450	170	—	—
0X20H14C2	По согласованию		По согласованию	
0X21H5T	То же		То же	
1X21H5T	То же		То же	
1X14H18BP2	550	400	550	350
X17H13M2T	540	350	540	350
0X17H16M3T	500	350	540	400
00X18H10	450	400	460	550
0X18H10	520	400	540	370
X18H9	540	400	560	370
2X18H9	580	400	580	350
0X18H10T	520	400	540	370
X18H10T	540	400	560	350
0X18H12T	520	400	540	370
X18H12T	540	400	560	350
0X18H12Б	520	380	540	350
0X23H18	500	370	По согласованию	

В химической, нефтехимической и химической промышленности для установок высокого давления (от 20,0 до 100,0 МПа) применяют стальные бесшовные трубы, изготавливаются (ЧМТУ УкрНИТИ 518-83) из стали 20 (ГОСТ 1050 - 80); 14ХГС (ГОСТ 5058 - 85); 18ХГ, 30ХМА, 15ХФ (ГОСТ 4543 - 81); 18Х3МВ, 20Х3МВФ (ГОСТ 1050 - 83) и 1Х8ВФ 9ГОСТ 5632 - 61).

Таблица 10.11

Сортамент стальных бесшовных труб для установок высокого давления
(ЧМТУ 518 - 83)

D_n , мм	Толщина стенки трубы, мм	D_n , мм	Толщина стенки трубы, мм
12	3	102	16, 20, 22
15, 20	4,5	114	14, 20
25	5,7	127	14, 18, 28
35	5,9	140	20, 25
38,5	10,75	159	18, 28, 36
45	5, 6, 9, 10	180	28, 40
50	9, 12	194	20, 36
47	7, 12	219	32, 48
68	12, 14, 16	245	25, 45
76	9	273	38, 60
83	14, 19		
89	11		

Таблица 10.12

Механические свойства труб (ЧМТУ УкрНИТИ 518 - 83)

Марка стали	σ_b , при 20 °С, МПа	σ_m , при 20 °С, МПа	Относительное удлинение, %, не менее	a_n , при 20 °С, кг м/см ²	НВ
Ст. 20	420	240	23	5	111 - 156
14ХГС	500	340	—	19	≥ 137
18Х3МВ	650	450	18	12	197 - 241
20Х3МВФ	800	500	14	6	241 - 285
18ХГ	550	350	20	12	≥ 179
1Х8ВФ	650	400	15	6	200 - 247
30ХМА	600	400	—	8	169 - 217
15ХФ	450	250	20	—	≥ 187

Применение большого числа типоразмеров осложняет комплектацию и своевременную поставку труб для трубопроводов. С целью сокращения типоразмеров труб, применяемых для технологических трубопроводов, ВНИИ по нормализации в машиностроении разработал нормали. Так, нормалью МН 2566 - 81 установлен сортамент труб технологических трубопроводов из углеродистой стали на условное давление до 10, 0 МПа.

Сортамент стальных водо-газопроводных труб (ГОСТ 3262 - 82)

D_y , мм	D_n , мм	Трубы					
		легкие		обыкновенные		усиленные	
		Толщина стенки, мм	Вес 1 пог.м кг	Толщина стенки, мм	Вес 1 пог.м кг	Толщина стенки, мм	Вес 1 пог.м кг
6	10,2	1,8	0,37	2,0	0,40	2,5	0,47
8	13,5	2,0	0,57	2,2	0,61	2,8	0,74
10	17,0	2,0	0,74	2,2	0,80	2,8	0,98
15	21,3	2,5	1,16	2,8	1,28	3,2	1,43
20	26,8	2,5	1,50	2,8	1,66	3,2	1,86
25	33,5	2,8	2,12	3,2	2,39	4,0	2,91
32	42,3	2,8	2,73	3,2	3,09	4,0	3,78
40	48,0	3,0	3,33	3,5	3,84	4,0	4,34
50	60,0	3,0	4,22	3,5	4,88	4,5	6,16
70	75,5	3,2	5,71	4,0	7,05	4,5	7,88
80	88,5	3,5	7,34	4,0	8,34	4,5	9,32
90	101,3	3,5	8,44	4,0	9,60	4,5	10,74
100	114,0	4,0	10,85	4,5	12,15	5,0	13,44
125	140,0	4,0	13,42	4,5	15,04	5,5	18,24
150	165,0	4,0	15,88	4,5	17,81	5,5	21,63

Для нефтяной, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности разработан ограничительный сортамент труб для технологических трубопроводов из углеродистой стали и стали 10Г2, рассчитанных на условное давление до 10 Мпа, а проектирование, строительство трубопроводов регламентируется строительными нормами и правилами - СНиП 11-Г. 14 -82 и СНиП 111-Г9 -82.

Таблица 10.14

Ограничительный сортамент бесшовных труб из углеродистой стали

D_y , мм	$D_n \times S$, мм	Вес 1 пог. м, кг	ГОСТ или ТУ	D_y , мм	$D_n \times S$, мм	Вес 1 пог. м, кг	ГОСТ или ТУ
10	14 x 1,6	0,49		125	133 x 7	21,75	
	14 x 3	0,81			133 x 8	27,52	
	18 x 1,6	0,65	Сорта-	150	159 x 4,5	17,15	
15	18 x 3	1,11	мент по		159 x 6	22,64	
	25 x 3	0,92	8734-78		159 x 8	29,79	Сорта-
20	25 x 3	1,63	ТУ		159 x 10	36,75	мент по
	32 x 2	1,48	8733 -86	200	219 x 7	36,60	8732 -78
25	32 x 3,5	2,46			219 x 10	52,54	ТУ
	38 x 2	1,78			219 x 12	61,26	8731 -86
32	38 x 4	3,35		250	273 x 8	52,28	
	45 x 2,5	2,62			273 x 12	77,68	
40	45 x 4	4,04			273 x 14	89,42	
50	57 x 3,5	4,62		300	325 x 8	62,54	
	57 x 5	6,41			325 x 10	77,68	
70	76 x 3,5	6,26			325 x 14	107,38	
	76 x 4,5	7,93			325 x 16	121,93	
	76 x 6	10,36		350	377 x 9	81,68	
80	89 x 3,5	7,38			377 x 12	108,02	
	89 x 4,5	8,38			377 x 14	125,33	
	89 x 6	12,28			377 x 18	159,36	
100	108 x 4	10,26		400	426 x 10	102,59	
	108 x 5	12,70			426 x 12	122,52	
	108 x 7	17,44			426 x 14	142,25	
125	133 x 4	12,73					

Ограничительный сортамент электросварных труб из углеродистой стали

D_y , мм	$D_n \times S$, мм	Вес 1 пог. м, кг	ГОСТ или ТУ	D_y , мм	$D_n \times S$, мм	Вес 1 пог. м, кг	ГОСТ или ТУ
10	14 x 1,6	0,49		150	159 x 4,5	17,15	
15	18 x 2	0,79	Сорта-	200	219 x 6	31,52	Сорта-
20	25 x 2	1,13	мент по	250	273 x 7	45,92	мент по
25	32 x 2	1,48	10704-83	300	325 x 7	54,89	10704-83
32	38 x 2	1,78	ТУ	400	426 x 7	72,33	ТУ
40	45 x 2	2,12	10705-83	500	530 x 7	90,28	10705-83
50	57 x 3	4,00		500	530 x 8	102,98	
65	76 x 3	5,40		600	630 x 7	107,54	
80	89 x 3	6,36		600	630 x 10	152,89	
100	108 x 3	7,77		700	720 x 8	140,50	
100	114 x 4	10,85		700	720 x 12	209,50	
800	820 x 8	160,2		1100	1120 x 9	246,6	
	820 x 12	239,1			1120 x 12	300,8	
900	920 x 8	179,9		1200	1220 x 9	268,8	
	920 x 14	312,8			1220 x 12	357,5	
1000	1020 x 9	224,4		1400	1420 x 10	347,7	
	1020x10	249,1			1420 x 14	485,4	
Примечание: Материалы: Ст. 20 (ГОСТ 1050 - 80) и Ст. 3сп. (ГОСТ 380 - 80) для труб $D_n \leq 426$ мм; для труб $D_n \geq 530$ мм — Ст. 3сп. (ГОСТ 380 - 80).							

Трубы можно выбрать в зависимости от внутреннего давления, среды и категории трубопровода.

Степень агрессивности среды при выборе труб определяется нормами и правилами проектирования, действующими в соответствующих отраслях промышленности.

Неагрессивными и малоагрессивными считаются среды в которых скорость коррозии достигает 0,1 мм / год, среднеагрессивными — от 0.1 до 0,5 мм / год.

Таблица 10.16

Степень агрессивности среды при выборе труб

D_y , мм	$D_{иxS}$ мм	Вес 1 пог. м, кг	ГОСТ	Для неагрессивных и малоагрессивных сред			Для неагес сивных сред			
				Р _y , Мпа						
				≤ 4,0	≤ 6,4	≤ 10	≤ 4,0	≤ 6,4	≤ 10	
10	14 x 1,6	0,49	Сорта- мент по ГОСТ 8734-78 ТУ	+	+	+	—	—	—	
	14 x 3	0,81		—	—	—	+	+	+	
	18 x 1,6	0,65		+	+	+	—	—	—	
15	18 x 3	1,11		—	—	—	+	+	+	
	25 x 3	0,92		+	+	+	—	—	—	
20	25 x 3	1,63		—	—	—	+	+	+	
	32 x 2	1,48		+	+	+	—	—	—	
25	32 x 3,5	2,46		—	—	—	+	+	+	
	38 x 2	1,78		+	+	+	—	—	—	
32	38 x 4	3,35		—	—	—	+	+	+	
	45 x 2,5	2,62		+	+	+	—	—	—	
40	45 x 4	4,04		8733 - 86	—	—	—	+	+	+
50	57 x 3,5	4,62		+	+	+	—	—	—	
	57 x 5	6,41		—	—	—	+	+	+	
70	76 x 3,5	6,26		+	+	—	—	—	—	
	76 x 4,5	7,93		—	—	+	+	—	—	
	76 x 6	10,36		—	—	—	—	+	+	
80	89 x 3,5	7,38		+	+	—	—	—	—	
	89 x 4,5	8,38		—	—	+	+	—	—	
	89 x 6	12,28		—	—	—	—	+	+	
100	108 x 4	10,26		+	+	—	—	—	—	
	108 x 5	12,70	—	—	+	+	—	—		
	108 x 7	17,44	—	—	—	—	+	+		
125	133 x 4	12,73	+	+	—	—	—	—		
125	133 x 7	21,75	—	—	+	+	+	—		
	133 x 8	27,52	—	—	—	—	—	+		
150	159 x 4,5	17,15	+	—	—	—	—	—		
	159 x 6	22,64	—	+	—	+	—	—		
	159 x 8	29,79	—	—	+	—	+	—		
	159 x 10	36,75	—	—	—	—	—	+		
200	219 x 7	36,60	8732-78	+	+	—	+	—	+	
	219 x 10	52,54	Сорта- мент по ГОСТ 8731 - 86	—	—	+	—	+	—	
	219 x 12	61,26	—	—	—	—	—	+		
250	273 x 8	52,28	+	+	—	+	—	—		
	273 x 12	77,24	—	—	—	—	+	—		
	273 x 14	89,42	—	—	+	—	—	+		
300	325 x 8	62,54	+	—	—	—	—	—		
	325 x 10	77,68	—	+	—	+	—	—		
	325 x 14	107,38	—	—	—	—	+	—		
	325 x 16	121,93	—	—	+	—	—	+		
350	377 x 9	81,68	+	—	—	—	—	—		
	377 x 12	108,02	—	+	—	+	—	—		
	377 x 14	125,33	—	—	+	—	+	—		

	377 x 18	159,36		—	—	+	—	—	+
400	426 x 10	102,59		+	—	—	—	—	—
	426 x 12	122,52		—	—	—	+	—	—
	426 x 14	142,25		—	+	—	—	+	—

Примечание: Знаком + обозначены применяемые трубы. Рекомендуются для технологических трубопроводов при температуре стенки трубы от — 70 до 450 °С. Материалы: Ст. 20 и Ст. 10Г2 для труб $D_n \leq 219$ мм

Таблица 10.17

Трубы стальные электросварные

Dy, мм	D x S, мм	Вес 1 пог. м, кг	ГОСТ	Условное давление, P _y , МПа		
				≤ 1,0	≤ 1,6	≤ 2,5
10	14x1,6	0,49	Сорта- мент по ГОСТ 10704-83 ТУ 10706-83 группа поставки А	+	+	+
15	18x2	0,79		+	+	+
20	25x3	1,13		+	+	+
32	38x2	1,78		+	+	+
40	45x2	2,12		+	+	+
50	57x3	4,00		+	+	+
65(70)	76x3	5,40		+	+	+
80	89x3	6,36		+	+	+
100	108x3	7,77		+	+	+
100	114x4	10,85		+	+	+
150	159 x 4,5	17,15		+	+	+
200	219 x 6	31,52		+	+	+
250	273 x 7	45,92		+	+	+
300	325 x 7	54,89		+	+	+
400	426 x 7	72,33		+	+	+
500	530 x7	90,28		+	+	—
500	530 x 8	102,98		—	—	+
600	630 x 7	107,54		+	+	—
600	630 x10	152,89		—	—	+
700	720 x 8	140,50		+	+	—
700	720 x 12	209,50		—	—	+
800	820 x 8	160,2		+	+	—
	820 x12	239,1		—	—	+
900	920 x 8	179,9		+	+	—
	920 x14	312,8		—	—	+
1000	1020 x 9	224,4		+	—	—
	1020x10	249,1	—	+	—	
1100	1120 x 9	246,6	+	—	—	
	1120 x12	300,8	—	+	—	
1200	1220 x 9	268,8	+	—	—	
	1220 x12	357,5	—	+	—	
1400	1420 x10	347,7	+	—	—	
	1420 x14	485,4	—	+	—	

Примечание: Рекомендуются для технологических трубопроводов, транспортирующих неагрессивные и малоагрессивные среды при температуре стенки трубы от — 30 до 300 °С. Коэффициент прочности сварного шва трубы ψ принят равным 0,8.

10.1. Ремонт трубопроводов

Различают внутрицеховые и межцеховые коммуникации. К внутрицеховым относятся трубопроводы, соединяющие отдельные аппараты, машины и агрегаты, расположенные на территории данного цеха – внутри зданий или на открытых площадках.

К межцеховым относятся трубопроводы, соединяющие установки (отделения), аппараты, емкости, машины и агрегаты, находящиеся в границах разных цехов.

В период эксплуатации обслуживающий персонал должен вести постоянное наблюдение за состоянием трубопроводов. В определенные сроки (не реже 1 раза в год) служба технического надзора должна проводить наружный осмотр трубопровода и его отдельных деталей и узлов с оформлением акта.

При наружном осмотре трубопровода проверяют состояние сварных швов, фланцевых соединений (включая крепежные детали), опорные конструкции, подвесок, правильность работы подвижных и неподвижных опор, состояние компенсаторов и дренажных устройств, арматуры, состояние изоляционных и антикоррозионных покрытий.

Трубопроводы подвергают ремонту, если остаточная толщина стенки трубы достигла предельной отбраковочной величины; если при обстукивании молотком стенок трубы остаются вмятины; если имеются пропуски через сигнальные отверстия и обнаружены дефекты в сварных соединениях или изменения механических свойств материала трубы. После ремонта трубопровода оформляется удостоверение о качестве ремонта.

Общие положения и основные технические требования к технологическим трубопроводам в части их эксплуатации, испытания, ревизии, отбраковки и ремонта приведены в «Руководящих указаниях» РУ -2005. Они распространяются на все стальные технологические трубопроводы НПЗ и НХЗ, транспортирующие жидкие и газообразные неагрессивные и агрессивные среды (включая огне-взрывоопасные и сжиженные газы) в пределах рабочих давлений от 1 *кПа* (вакуум) до 10 *МПа* и рабочих температур от 150 до = 700 °С.

Сроки проведения ревизии трубопроводов зависят от скорости их коррозионно-эрозионного износа, результатов предыдущего наружного осмотра и ревизии и должны соответствовать специальным указаниям.

При ревизии особое внимание следует уделять участкам, работающим в наиболее тяжелых условиях, где наиболее вероятен максимальный износ трубопровода вследствие коррозии, эрозии, вибрации и других причин. К ним относятся участки, где изменяются направление и величина потока (колена, тройники, врезки, дренажные устройства, запорная арматура и др.) и где возможно скопление влаги и продуктов, вызывающих коррозию (тупиковые и временно не работающие участки).

При обнаружении неплотностей разъемных соединений давление в трубопроводе следует снизить до атмосферного, температуру горячих трубопроводов – до + 60°С и дефекты устранить с соблюдением необходимых мер техники безопасности.

Для внутреннего осмотра следует выбирать участок, работающий в неблагоприятных условиях. Демонтаж участка при наличии разъёмных соединений проводят путем их разборки, а на цельносварном трубопроводе этот участок вырезают.

Во время осмотра проверяют наличие коррозии, трещин, уменьшения толщины стенок труб и деталей трубопроводов, состояние прокладок, сварных швов, фланцев, арматуры.

Толщину стенки трубопровода определяют с помощью ультразвуковых толщиномеров или путем сквозных засверловок с последующим завариванием отверстий. Замер толщины стенок выполняют на участках, работающих в наиболее тяжелых условиях (колена, тройники, врезки, места сужения трубопроводов, перед запорной арматурой и после нее, в застойных зонах), а также на прямых участках внутрицеховых трубопроводов (через каждые 10 м) и междцеховых коммуникаций (через каждые 50 м).

Если при ревизии качество сварных швов вызывает сомнение, проводят рентгено - или гамма просвечивание, либо ультразвуковую дефектоскопию. Число стыков, подлежащих проверке, определяет технадзор.

На горячих участках трубопроводов при температуре выше 400°C для углеродистых сталей и выше 450°C – для легированных сталей проводят замеры деформаций по состоянию на время проведения ревизии.

Результаты ревизии сопоставляют с первоначальными данными (результатами приемки после монтажа или предыдущей ревизии), после чего составляют акт ревизии трубопровода. Акт утверждается главным механиком завода. Работы, указанные в акте ревизии, подлежат обязательному исполнению.

В паспорте или эксплуатационном журнале трубопровода делается запись о проведенной ревизии с указанием даты проведения и ссылкой на соответствующий акт.

Нормы отбраковки. Трубы, детали трубопроводов и сварные швы, работающие при температуре до 430°C , подлежат отбраковки в следующих случаях:

а) Если в результате ревизии окажется, что под действием коррозии и эрозии толщина стенки их уменьшилась и достигла величины, определяемой по специальным формулам;

б) Если в результате коррозии и эрозии за время работы до очередной ревизии толщина стенки выйдет за пределы отбраковочных размеров;

в) Если при ударе молотком массой 1,0-1,5 кг на трубе остаются вмятины;

г) если на трубе имеются пропуски через контрольные отверстия;

д) если механические свойства материала труб изменились, и требуется отбраковка;

е) если при просвечивании сварных швов обнаружены дефекты, не подлежащие исправлению;

ж) если трубопровод не выдержал гидравлического испытания.

Трубы, детали трубопроводов и сварные швы, работающие при температуре выше 430 °С, подлежат отбраковки во всех указанных выше случаях, а также, если в результате ревизии окажется, что под действием коррозии и эрозии толщина стенки их уменьшилась и достигла величины, определяемой по специальной формуле.

Фланцы отбраковывают при неудовлетворительном состоянии привалочных поверхностей; при наличии трещин, раковин и других дефектов; при уменьшении толщины стенки воротника фланца до отбраковочных размеров трубы.

Крепежные детали трубопроводов отбраковывают при появлении трещин, срыва или коррозионного износа резьбы; в случае изгиба болтов или шпилек; при остаточных деформациях, приводящих к изменению профиля резьбы; в случае износа боковых граней головок болтов и гаек.

Резьбовые соединения трубопроводов отбраковывают при появлении срыва или коррозионного износа резьбы.

В процессе эксплуатации трубопроводы и их элементы изнашиваются. Характер износа определяется условиями эксплуатации, свойствами материала, из которого выполнен трубопровод, его конструктивными особенностями, качеством изоляции и т.д. В основном трубопроводы подвержены коррозионному износу, а нарушение условий эксплуатации трубопровода приводит к разрыву трубы, отрыву фланца, выбиванию прокладки, ослаблению болтовых соединений.

Тщательная ревизия трубопроводов осуществляется при плановых ремонтах. Пропуски в действующих трубопроводах определяют визуально, по появлению запаха или изменению режима перекачивания (например, снижению давления в трубопроводе, изменению количества принимаемого и расходуемого продукта и т.д.).

На ответственных трубопроводах, работающих при высоком давлении, практикуется система “сверления безопасности”, при которой на участках трубопроводов, где износ наиболее вероятен, до пуска в эксплуатацию высверливают несквозные отверстия. Остаточная толщина труб должна обеспечивать безаварийную работу. По мере износа трубопровода в процессе эксплуатации наиболее вероятен пропуск продукта через эти ослабленные сверлением стенки трубопровода. Отверстия забивают пробкой и накладывают хомут, трубопровод тщательно ремонтируют при первом плановом ремонте.

Во время ревизии трубопроводов проводят контрольную сквозную засверловку с измерением остаточной толщины стенки. Дефекты могут быть обнаружены при измерении толщины стенки ультразвуковыми дефектоскопами. Ликвидация пропусков на поверхности трубы или в сварных швах на действующем трубопроводе возможна наложением хомутов или скоб с накладками. Их ставят на дефектный участок так, чтобы при стягивании хомутов или скоб прокладка (поранит, резина, свинец, фторопласт и др.) оставалась зажатой между трубой и хомутом (накладкой) и заполняла неплотности в трубе или сварном шве.

Хомут и накладка должны обладать достаточной жесткостью и прочностью, в соответствии с этим выбирается их толщина.

При разрыве сварного шва шов вырубается и после зачистки заваривается вновь.

Если участок дефекта большой или образовавшийся дефект нельзя устранить наложением хомутов (например, разрыв трубы по образующей), такой участок заменяют.

Плановый ремонт трубопроводов предусматривает замену определенных участков с трубами, фланцами и крепежными деталями. Трубы отбраковывают, если их толщина в результате износа более не обеспечивает заданные параметры эксплуатации. Для каждого трубопровода должны быть установлены отбраковочные нормы. Технологические трубопроводы диаметром более 75 мм при остаточной толщине 2 мм и менее бракуются без предварительного расчета. При плановых ремонтах проверяют опоры и подвески трубопроводов; плотность прилегания трубы к подушке, подвижность опор, целостность поверхностей скольжения и т.д.

Пропуски во фланцевых соединениях являются результатом плохой подгонки соприкасающихся поверхностей, поврежденности этих поверхностей, некачественной прокладки и недостаточной подтяжки болтов и шпилек. Для ликвидации пропуска сначала подтягивают болты (особенно это эффективно для горячих трубопроводов, где регулярная подтяжка является обязательной). Если таким способом пропуск не устраняется, меняют прокладку.

За 2–3 ч до разборки фланцевых соединений трубопроводов резьбовую часть крепежных деталей необходимо смочить керосином. Отворачивание гаек проводится в два приема: сначала все гайки ослабляются поворотом на 1/8 оборота, затем отворачиваются полностью в любой последовательности. При разборке трубопроводов с целью замены прокладок весьма трудоемка раздвижка фланцев. Винтовое приспособление для раздвижки фланцев показано на (рис.10.1). Для раздвижки фланцев на трубопроводах высокого давления используется приспособление с гидроцилиндром (рис.10.2).

Для вырезки прокладок используются разнообразные приспособления. Вариант простейшего из них показан на (рис.10.3). Конус 1 имеет сквозные отверстия, в которых стопорными болтами крепятся четырехгранные ножи 2. Приспособление вставляется в патрон сверлильного станка.

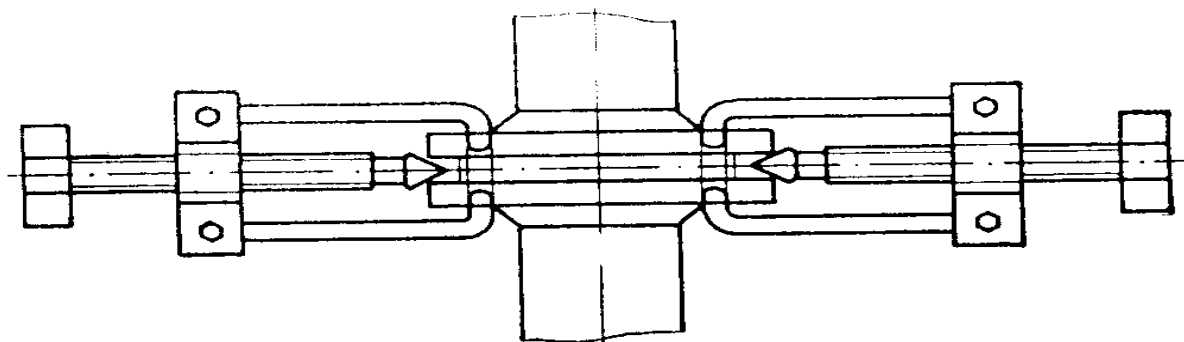


Рис. 10.1. Винтовое приспособление для раздвижки фланцев

При ремонте технологических трубопроводов изношенные участки заменяются новыми, дефектные сварные стыки удаляются, а взамен их ввариваются катушки. Перед удалением участка трубопровода необходимо закрепить разделяемые участки так, чтобы предупредить их смещение. Участок, подлежащий удалению, крепится в двух местах.

После демонтажа участка трубопровода свободные концы оставшихся труб необходимо закрыть пробками или заглушками. При установке нового участка его сначала укрепляют на опорах, а затем сваривают.

При ремонте фланцевых соединений зеркало фланца, находившегося в эксплуатации, очищается от старой прокладки, следов коррозии, графита и проверяется на отсутствие на них раковин и забоин. Если фланцы имеют дефекты, они должны быть заменены.

Приспособление для контроля приварки нового фланца к трубопроводу показано на (рис.10.4).

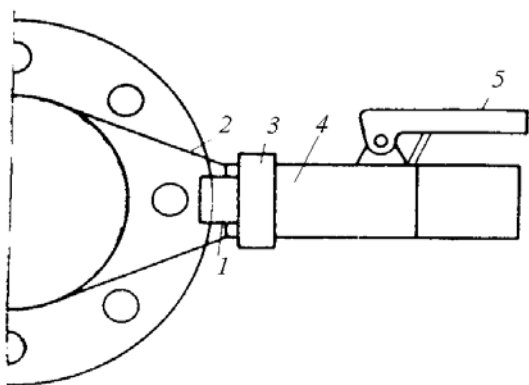


Рис. 10.2. Гидравлическое приспособление для раздвижки фланцев:
1 – клин; 2 – цепь; 3 – съемная головка;
4 – гидроцилиндр с масляным блоком;
5 – рукоятка плунжерного насоса

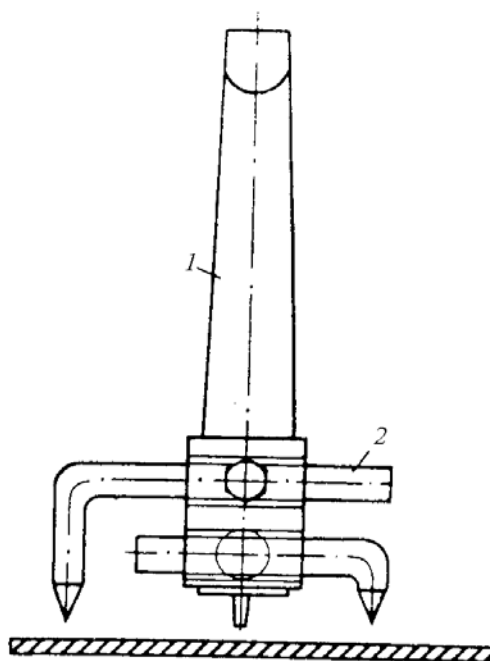


Рис. 10.3. Приспособление для вырезки прокладок:
1 – конус; 2 – нож

При ремонте фланцевых соединений зеркало фланца, находившегося в эксплуатации, очищается от старой прокладки, следов коррозии, графита и проверяется на отсутствие на них раковин и забоин. Если фланцы имеют дефекты, они должны быть заменены.

Приспособление для контроля приварки нового фланца к трубопроводу показано на (рис.10.4).

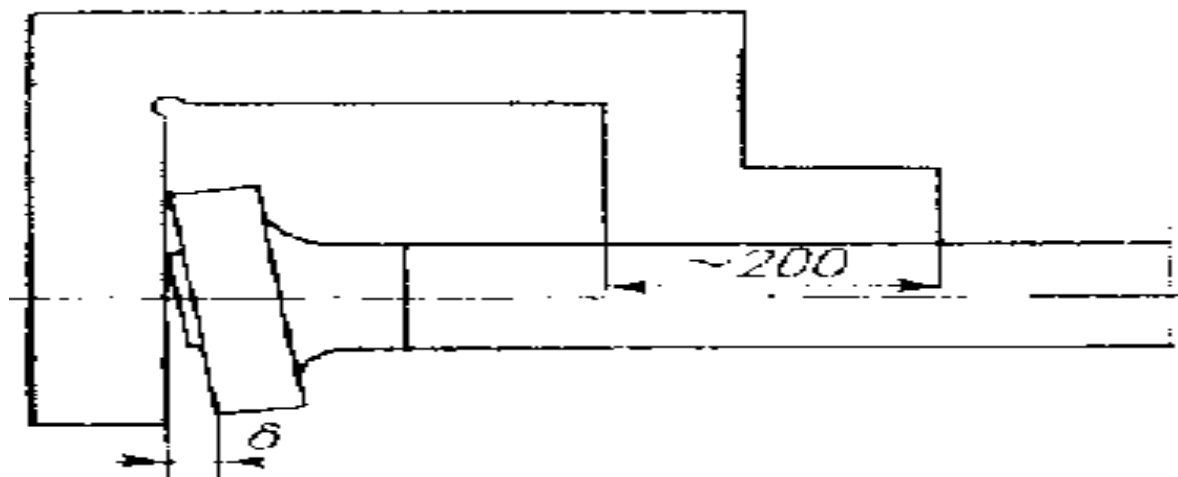


Рис. 10.4. Проверка перпендикулярности уплотнительной поверхности фланца к оси трубы

При ремонте межцеховых трубопроводов замена изношенных участков надземных трубопроводов может осуществляться потрубно. Возможна также сборка участков из секций, которые собирают и сваривают из отдельных труб и их элементов вблизи трассы или в трубозаготовительной мастерской.

При замене участков трубопроводов, работающих при высокой температуре, а также при прокладке дополнительных линий проводится растяжка компенсаторов температурных удлинений. Величину растяжки можно найти по формуле:

$$l = \alpha t \cdot L,$$

где l – удлинение трубопровода;

α – коэффициент линейного удлинения;

t – температура среды;

L – длина трубопровода.

Линзовые компенсаторы ставятся на трубопроводах, имеющих продольное и поперечное перемещения. Для предотвращения разрыва линз при сдвиге трубопровода в поперечном направлении на компенсаторах ставятся стяжки (рис.10.5). Линзовые компенсаторы растягиваются на половину их компенсирующей способности.

Основным видом ремонта подземных трубопроводов является замена изношенного участка новым. При этом способе извлеченный из траншеи трубопровод разрезается на отдельные части и увозится на ремонтную базу. Новая секция вваривается в коллектор.

При подъеме и опускании трубопровода в траншею наиболее напряженные сварные стыки усиливают муфтами или планками. При усилении планками (рис.10.6) используется угловой или полосовой профиль. Для лучшего прилегания планок к трубопроводу в середине планок делается выгиб. При усилении муфтами (рис.10.7) их длина принимается равной 300 мм для труб диаметром 200–377 мм и 350 мм для труб диаметром 426–529 мм. Диаметр муфты принимается на 50 мм больше диаметра трубопровода. Толщина стенки муфты и трубопровода должны быть одинаковы. Допускаемый зазор между муфтой и трубой $\delta = 2$ мм.

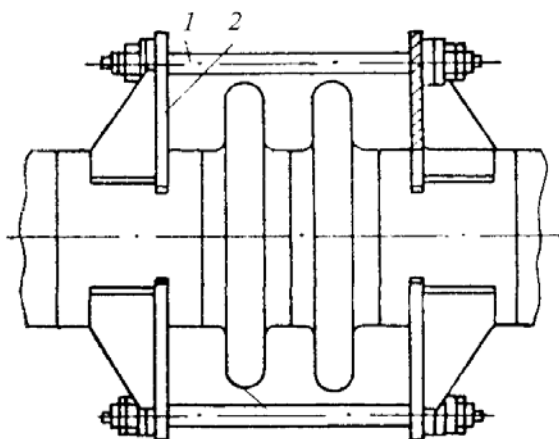


Рис. 10.5. Линзовые компенсаторы со стяжками:
1 – тяга; 2 – лапа

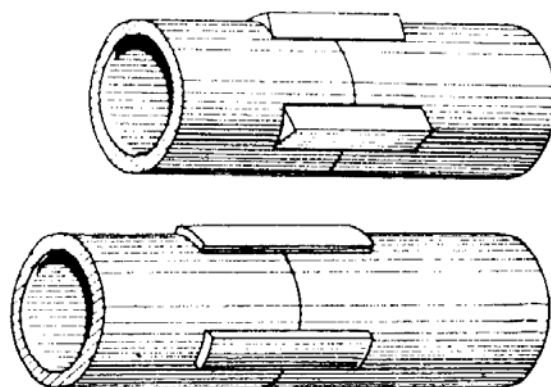


Рис. 10.6. Усилительные планки из полосовой и угловой стали, привариваемые на ослабленный сварной стык

При ремонте иногда нужно подключиться к действующим трубопроводам соседних цехов. Такая необходимость возникает и при подключении нового аппарата к действующим цеховым трубопроводам. Подобные врезки чаще всего осуществляются в период остановочных ремонтов. Врезка в действующий трубопровод проводится с использованием приспособления, представленного на рис. 10.8. К трубопроводу 1 в месте врезки подгоняется и приваривается патрубок 5 с фланцем 6. К этому фланцу на шпильках присоединяется задвижка 8 требуемой серии. К задвижке на фланце 9 крепится приспособление, состоящее из сверла 2 и коронки 4, на которой укреплены резцы 3, штока 7, сальника 10, грундбуксы 11, упорного шарикоподшипника 12 и штурвала 13.

Вращением коронки 4 при помощи штурвала 13 в стенке основного трубопровода вырезается отверстие требуемого диаметра. После этого шток 7 с коронкой 4 поднимается выше клина задвижки и последняя закрывается. Затем с задвижки снимается приспособление, и к отводящему патрубку присоединяется новый трубопровод.

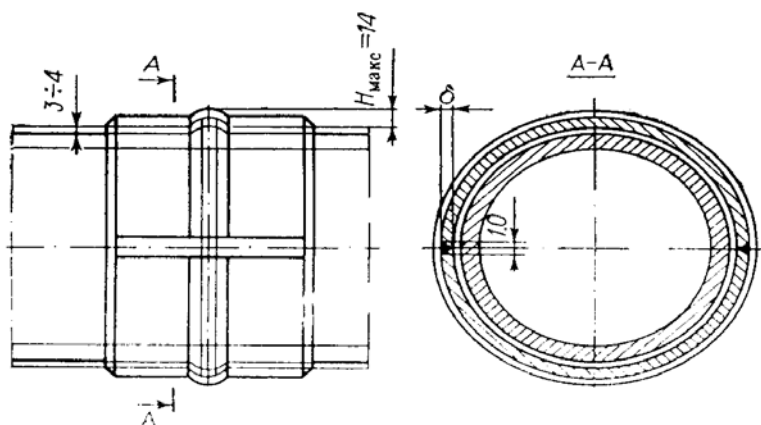


Рис. 10.7. Муфта со штампованной галтелью

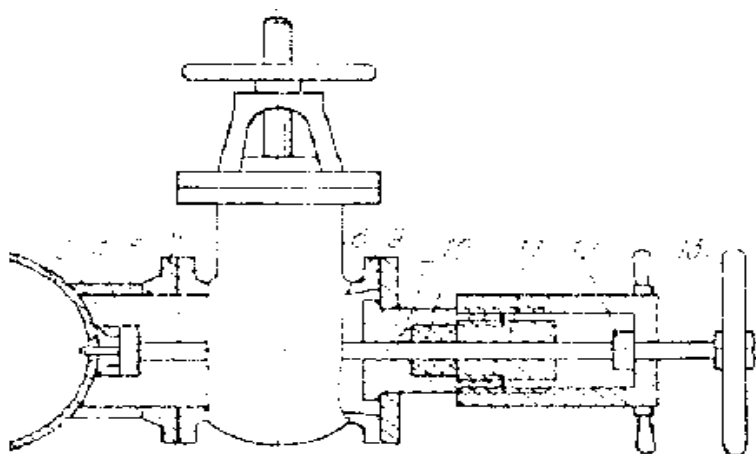


Рис. 10.8. Приспособление для врезки отвода в действующий трубопровод:
 1 – трубопровод; 2 – сверло; 3 – резец; 4 – коронка; 5 – патрубок;
 6,9 – фланцы; 7 – шток; 8 – задвижка; 10 – сальник; 11 – грундбукса;
 12 – упорный шарикоподшипник; 13 – штурвал

После окончания капитального ремонта трубопроводов проводится проверка качества работ, промывка или продувка, а затем испытание на прочность и плотность. Технологическая аппаратура перед испытанием отключается, концы трубопровода закрываются заглушками. Заглушаются все врезки для контрольно-измерительных приборов. В самых низких точках ввариваются штуцеры с арматурой для спуска воды при гидравлическом испытании, а в самых высоких – воздушки для выпуска воздуха. В начальных и конечных точках трубопровода, а также на насосах и компрессорах устанавливаются манометры с классом точности измерения не ниже 1,5.

Гидравлическое испытание на прочность и плотность обычно проводится до покрытия тепловой и антикоррозионной изоляцией. Величина испытательного давления должна быть равна 1,25 максимального рабочего давления, но не менее 0,2 МПа для стальных, чугунных, виниловых и полиэтиленовых трубопроводов.

ГЛАВА 11. ТРУБОПРОВОДНАЯ АРМАТУРА

Арматурой называют устройства, предназначенные для управления потоками жидкостей и газов, движущихся по трубопроводам. В зависимости от назначения различают:

- 1) арматуру запорную, предназначенную для полного перекрытия потока;
- 2) регулируемую, предназначенную для регулирования расхода или давления передаваемой среды;
- 3) клапаны предохранительные и перепускные, служащие для выпуска избытка среды при повышении давления, и обратные, назначение которых – не допускать движения среды в обратном направлении;
- 4) специальную арматуру – указатели уровня, конденсатоотводчики, пробно-спускные краны и др.

Основные параметры арматуры – условный диаметр прохода D_y и условное давление P_y . Арматуру устанавливают на трубопроводах, непосредственно на аппаратах, в некоторых случаях она является неотъемлемой составной частью аппарата. По способу соединения с трубопроводом или аппаратом различают фланцевую, приварную, муфтовую и цапковую арматуру, а по способу приведения в действие – приводную с ручным или механическим приводом и самодействующую, приводимую в действие перемещаемой средой.

Запорная арматура является наиболее применяемой на предприятиях нефтепереработки и нефтехимии.

В зависимости от принципа действия и формы запорного устройства различают вентили, краны и задвижки.

11.1. Запорная управляемая арматура

Запорные задвижки (рис.11.1) – вид арматуры, в которой запирающий орган перемещается перпендикулярно к оси прохода задвижки и представляет собой шибер с наклонными рабочими поверхностями (клиновые задвижки) или диск, цельный или составной, с параллельными рабочими поверхностями (параллельные задвижки). Перемещение шибера в вертикальном направлении производится поворотом шпинделя вручную или посредством привода (механического, моторного, пневматического). От способа перекрытия потока зависит конструкция запирающего органа (шибера) и, следовательно, всей задвижки.

Если шибер имеет форму клина, то по обе стороны от него в корпусе задвижки имеются наклонно расположенные седла, на которые шибер целиком садится своими поверхностями при полном опускании. Привалочные поверхности клина скошены соответственно седлам в корпусе. Плотность обеспечивается в результате сильного прижатия клина к седлам; такие задвижки называют клиновыми.

Если шибер составной; он состоит из двух плашек, которые после опускания посредством кинематической пары клин-клин расходятся и прижимаются к седлам внутри корпуса; такие задвижки называют параллельными.

Перемещение шибера в вертикальном направлении осуществляется посредством вращения маховика от руки или посредством привода.

На НПЗ и НХЗ широко применяют задвижки с выдвижным шпинделем, перемещающимся вместе с шибером. В таких задвижках нарезка шпинделя не омывается проходящей агрессивной средой и меньше корродирует.

Преимущества задвижек:

- плавность и точность регулирования количества проходящей среды;
- малое гидравлическое сопротивление по сравнению с вентилями;
- возможность применения задвижек при перекачке густых и вязких продуктов;

- возможность применения условных проходов до $D_y=2000$ мм, условных давлений $P_y= 32,0$ МПа и температур 600 °С;

- возможность направления потока в обе стороны через задвижку.

Недостатки задвижек:

- дороже других видов запорной арматуры;
- трудность поддержания герметичности уплотнительных поверхностей вследствие быстрого их износа под влиянием коррозии и абразивного действия осадков;

- трудность восстановления контактных рабочих поверхностей без специальных приспособлений.

По конструкции присоединительных концов задвижки могут быть фланцевые (наиболее распространенные), резьбовые, (сравнительно мало применяемые) и приварные (применяются на глухих линиях, не допускающих разъединения из-за высокого давления или вредности среды).

Фланцевые стальные задвижки выпускаются на давление P_y от 1,6 до 16,0 МПа и проходы D_y от 50 до 450 мм. Резьбовые задвижки выпускаются на P_y от 4,0 до 16,0 МПа и D_y от 15 до 40 мм.

Стальные задвижки изготавливаются по одному из нижеуказанных вариантов:

- из углеродистой стали марки 20Л или 25Л для неагрессивных сред и температур не выше 450 °С, с уплотнительными поверхностями колец и клиньев из хромистой стали марок 2Х13 и 3Х13;

- из хромомолибденовой стали марки Х5М-Л для сред средней степени агрессивности. Уплотнительные поверхности в этих задвижках в зависимости от температуры среды выполняются с наплавкой сталью марки 3Х13 или 2Х13 для сред с температурой 450 °С, сормайтот №1 для сред с температурой $475-500$ °С и стеллитом ВЗК для сред с температурой $525-600$ °С;

- из хромоникелевой стали марки 1Х18Н9Т-Л для агрессивных сред и температуры до 600 °С с наплавкой уплотнительных поверхностей стеллитом ВЗК.

Чугунные параллельные задвижки выпускаются на давления $P_y=1,6$ МПа, для условных проходов D_y от 50 до 350 мм и для проходов $D_y=600-1000$ мм и $P_y = 0,6-1,0$ МПа.

Вентили запорные представляют собой вид арматуры с запирающим проход органом в виде тарелки, диска, иглы, перемещающимися вдоль оси седла в вертикальной плоскости (нормальный вентиль) или наклонной (прямоточный вентиль) (рис.11.2).

Предусмотрен выпуск вентилях общепромышленного назначения для проходов D_y до 300 мм, P_y до 200,0 МПа и температуры 570 °С.

Вентили отличаются от задвижек значительно большим сопротивлением, так как расположение рабочего органа (золотника) поперек потока препятствует плавному прохождению среды и способствует возникновению гидравлических ударов. От других видов арматуры (задвижек, кранов) вентили отличаются более высокой герметичностью, легкостью управления, простотой изготовления и ремонта, более длительным сроком службы и меньшей стоимостью.

Поток жидкости, проходящий через вентиль, чаще всего направляют под клапан (золотник), поэтому сальник при закрытом вентиле давления не испытывает.

Наибольшее применение вентили получили при установке на трубопроводах диаметром до 300 мм и, главным образом, для перекачки насыщенного и перегретого пара и воды при давлениях P_y до 1,6 МПа

Литые стальные вентили из углеродистой стали применяются при P_y до 4,0 МПа и температурах среды до 425°С, из ковanej стали – при P_y до 16,0 МПа и температурах до 500 °С, из легированных сталей для более тяжелых условий.

Чугунные вентили рекомендуется использовать при температуре среды до 300 °С и давлениях до 1,0 МПа.

Бронзовые вентили с D_y более 80 мм и P_y до 1,0 – 1,6 МПа для воды устанавливают на трубопроводах насыщенного пара при температурах до 250 °С.

Краны состоят из конической, цилиндрической или шаровой пробки, пригнанной к соответствующему гнезду в корпусе. Пробка имеет сквозное отверстие, ось которого совпадает с общей осью присоединительных концов крана (рис.11.3).

Для запираания крана пробку рычагом поворачивают в одну или другую сторону на 90°. Добиться точного регулирования расхода краном весьма трудно, поэтому его применяют главным образом как запорную. Рекомендуется устанавливать краны на сжимаемых жидкостях (воздух, азот, пар, газы). В зависимости от количества отростков краны могут быть проходными при двух отростках, трех ходовыми или четырехходовыми при трех и четырех. По присоединительным концам отростков краны называются фланцевыми, резьбовыми или с гладкими концами под сварку.

Достоинства кранов – малое гидравлическое сопротивление, легкость ремонта, быстрота переключения, удобство обслуживания. Недостатки – трудность проворачивания пробки в кранах больших размеров, возможность заедания и защемления пробки.

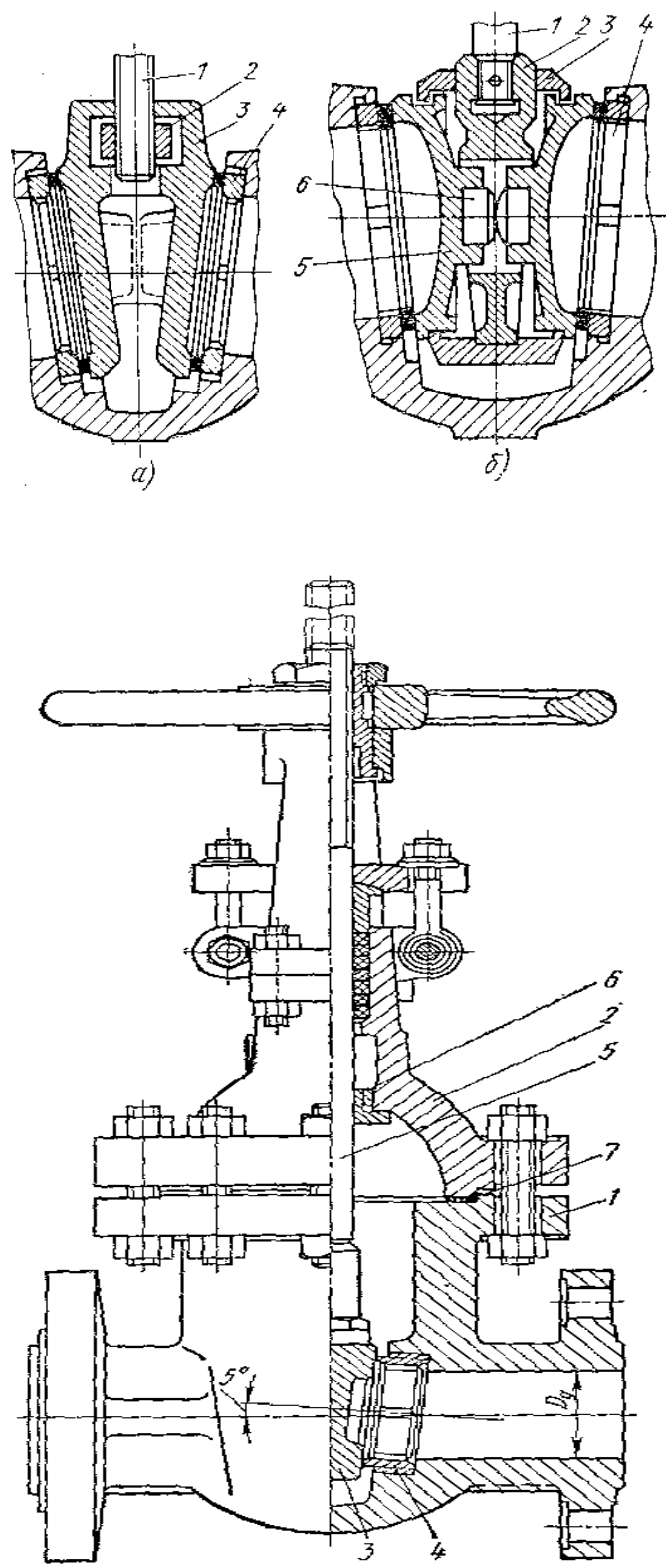
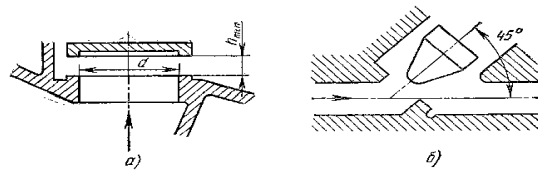
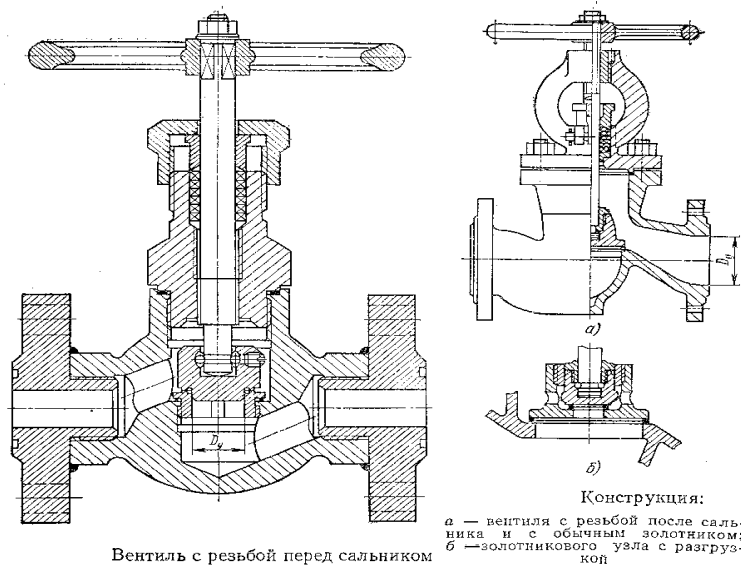
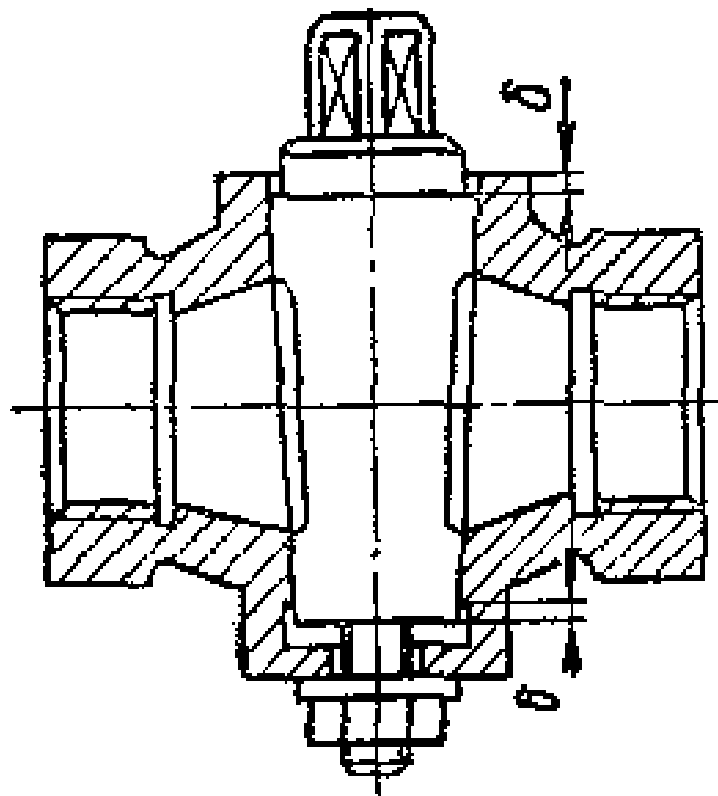


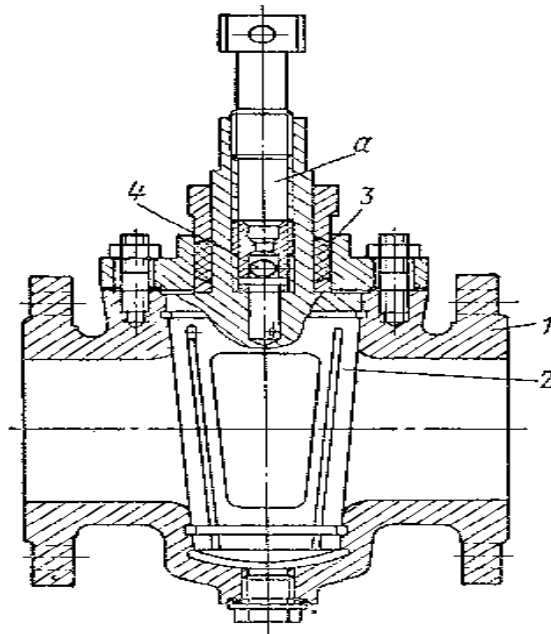
Рис. 11.1. Задвижки



Схемы расположения золотника вентиль перпендикулярно (а) и под углом (б) к оси потока

Рис. 11.2 Вентили





Сальниковый кран со смазкой:

1 — корпус; 2 — пробка; 3 — набивка сальника; 4 — обратный шариковый клапан; а — камера для смазки

Рис. 11.3. Кран натяжной

Обратные клапаны. На нефтеперерабатывающих установках часто возникает необходимость предотвратить движение среды по трубопроводу в обратном направлении, что может произойти при нарушении каких-либо параметров или при выходе из строя оборудования. Для этой цели служат обратные клапаны, пропускающие среду только в одном направлении (рис.11.4).

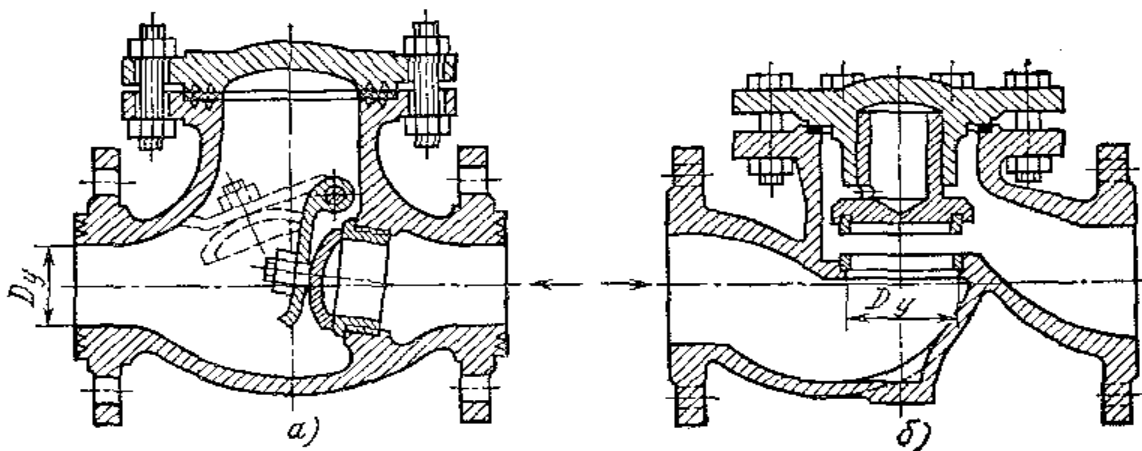


Рис. 11.4 Обратные клапаны

По принципу действия различают клапаны обратные подъемные и обратные поворотные. При изменении направления движения среды клапан под действием собственного веса или под давлением среды садится уплотняющей поверхностью на стакан и запирает проход. Подъемные клапаны устанавливаются таким образом, чтобы ось клапана была строго вертикальна, жидкость при этом подводится снизу под клапан. Подъемные клапаны обеспечивают большую герметичность, чем поворотные, однако они создают значительные гидравлические сопротивления.

Общим недостатком обратных клапанов является возникновение гидравлических ударов при закрытии прохода. При больших размерах и тяжелом весе клапана это может вызвать поломки и нарушение герметичности.

Обратные клапаны изготавливаются: чугунные с D_y до 100 мм и на P_y до 1,6 МПа; стальные (углеродистые и легированные) с D_y до 350 мм и на P_y до 16,0 МПа.

Предохранительные клапаны. В аппаратах технологических установок давление не должно подниматься выше допустимого. С этой целью на них устанавливают предохранительные клапаны, выпускающие из аппарата избыточное количество среды, создающее давление. После достижения в аппарате допустимого давления, клапан вновь закрывается.

Различают рычажные и пружинные предохранительные клапаны (рис.11.5). Грузовые рычажные клапаны используются для работы на паровых котлах и паропроводах. Они малоподъемны, поэтому имеют небольшую пропускную способность.

На аппаратах нефтеперерабатывающих установок применяют пружинные предохранительные клапаны, исключающие утечку выпускаемой среды в атмосферу. Избыточная среда из клапана поступает на факел, в котором сжигается. В зависимости от высоты подъема тарелки клапана над седлом различают клапаны трех типов: малоподъемные, среднеподъемные и полноподъемные – с высотой подъема соответственно 1/40; 1/20 и 1/10; 1/6 и 1/4 диаметра прохода в седле.

Пружинные клапаны выпускают на диаметры условных проходов 15; 25; 40; 50; 80; 100; 150 мм и на условные давления 1,6; 2,5; 4,0; 6,4; 10,0; 16,0 МПа.

Порядок расчета и выбора, правила установки и регистрации, сроки ревизии предохранительных клапанов, устанавливаемых на аппаратах, работающих под давлением, оговорены соответствующими правилами Госгортехнадзора. Одно из этих положений гласит, что число предохранительных клапанов, устанавливаемых на аппарате, их размеры и пропускная способность должны быть выбраны с таким расчетом, чтобы в аппарате не могло создаваться давление, превышающее рабочее более чем на 0,05 МПа – для аппаратов под давлением до 0,3 МПа включительно; более чем на 15% - для аппаратов под давлением от 0,3 до 6 МПа; более чем на 10% - для аппаратов под давлением выше 6 МПа.

Перед пуском в эксплуатацию все предохранительные клапаны регулируют на специальных стендах на установочное давление с одновременной проверкой плотности запираания и разъемных соединений.

Пружинные клапаны изготавливаются: для малоагрессивных сред и температуры до 450 °С с корпусами и крышками из углеродистой стали 25Л или 20Л; для агрессивных сред и температуры не более 550 °С - из хромомолибденовой стали марки Х5МЛ; для агрессивных сред и температуры не более 600 °С – из хромоникелевой стали марки 1Х18Н9ТЛ.

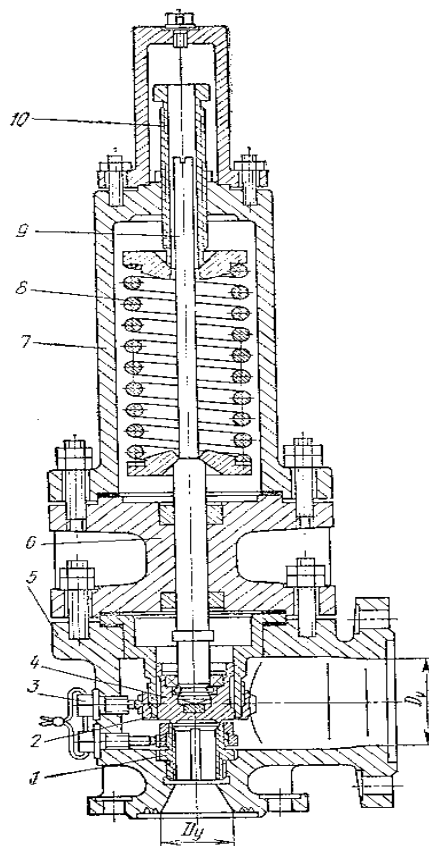


Рис. 11.5. Предохранительный клапан типа СПК

Разрывные предохранительные мембраны применяют в тех случаях, когда установка предохранительных клапанов по каким-либо причинам невозможна – из-за образования отложений на клапане или из-за выделения больших объемов газа при взрыве. Предохранительное мембранное устройство представляет собой комплект фланцев, между которыми зажата сама мембрана – тонкий лист из какого-либо металла или пластмассы.

Вся арматура, применяемая в системе трубопроводов или на отдельных аппаратах, должна подвергаться периодической ревизии независимо от того, наблюдались ли в системе неисправности в процессе эксплуатации или она работала надежно. Арматура, подвергаемая ревизии, не снимается с трубопровода, если в этом нет необходимости. Прежде всего, проверяют легкость открывания и закрывания задвижек, вентилях и кранов. Затем разбирают крышку, извлекают маховик вместе со штоком (шпинделем) и запорным органом (клином, плашками, клапаном или пробкой) и проверяют состояние уплотняющих поверхностей. В случае необходимости, перебивают сальниковое уплотнение.

Требующую ремонта арматуру демонтируют, промывают и в собранном виде отправляют в ремонтную мастерскую. Здесь ее разбирают и путем осмотра и замеров устанавливают дефекты.

11.2. Ремонт трубопроводной арматуры

Вся арматура, применяемая в системе трубопроводов или на отдельных аппаратах, должна подвергаться периодической ревизии независимо от того, наблюдались ли в системе неисправности в процессе эксплуатации или она работала надежно. Арматура, подвергаемая ревизии, не снимается с трубопровода, если в этом нет необходимости. Прежде всего проверяют легкость открывания и закрывания задвижек, вентиля и кранов. Затем разбирают крышку, извлекают маховик вместе со штоком (шпинделем) и запорным органом (клином, плашками, клапаном или пробкой) и проверяют состояние уплотняющих поверхностей. В случае необходимости перебивают сальниковое уплотнение.

Требующую ремонта арматуру демонтируют, промывают и в собранном виде отправляют в ремонтную мастерскую. Здесь ее разбирают и путем осмотра и замеров устанавливают дефекты.

Наиболее распространенными причинами выхода арматуры из строя являются нарушения герметичности вследствие коррозии, забоин, вмятин от инородных тел на уплотняющих поверхностях, а также из-за деформации корпуса задвижек под действием внешних нагрузок и температурных напряжений.

Виды ремонта и применяемые приспособления для задвижек, вентиля и предохранительных клапанов несколько отличаются друг от друга.

Внутренняя полость корпуса осматривается для выявления раковин, трещин и других дефектов. При этом применяется просвечивание рентгеновскими лучами и гамма-лучами, которые позволяют выявить пустоты, шлаковые включения и мелкие трещины, невидимые при наружном осмотре.

Прочность корпуса проверяется гидравлическим испытанием. Несквозные дефектные места в корпусе разделяются на всю глубину до чистого металла. Перед разделкой трещин на их концах сверлятся отверстия диаметром 8–10 мм. Кромки, прилегающие к местам вырубки, зачищаются напильником и металлической щеткой. После протравливания 10% раствором азотной кислоты трещина заваривается электродуговой сваркой и термически обрабатывается.

При осмотре деталей затвора проверяется плотность запрессовки уплотнительного кольца (седла) в корпусе и чистота его поверхности. На наличие забоин, задирав, царапин и других повреждений проверяются клапан (диски, тарелки, золотники), шпиндель, втулка, полости сальниковой коробки, грундбуксы и крепежные детали. Поврежденные детали восстанавливаются.

Различные раковины, каверны, задиры и другие повреждения уплотнительных поверхностей устраняются путем обточки, шлифовки и притирки на станке. На уплотнительной поверхности дефекты глубиной более 0,5 мм устраняются предварительной разделкой дефектного места и наплавкой на не-

го металла с последующей обработкой. Если глубина повреждений менее 0,5 мм, то проводится шлифовка абразивным кругом и притирка. Неплотности между корпусом и седлом устраняются в зависимости от типа крепления. Если седло закреплено в корпусе запрессовкой, то оно вытачивается из корпуса и заменяется новым, которое приваривается к корпусу с предварительной разделкой места посадки. Если седло посажено на резьбе, то его вывинчивают с помощью специальных ключей и приспособлений. При наличии нормально сохранившейся резьбы ввертывается новое седло тем же приспособлением, но с большим усилием затяжки. Если резьба под седло имеет значительный износ, то она растачивается на больший размер с одновременной расточкой фаски под сварку. На это место запрессовывается и приваривается новое кольцо.

Если кольца вварены в задвижку, то проточка их осуществляется на токарном станке в специальном приспособлении, где за одну установку протачиваются обе поверхности. После этого корпус задвижки поступает на шлифовку и притирку колец. Обе стороны клина в этом случае наплавляются и протачиваются в приспособлении за одну установку. Подгонка клина осуществляется по корпусу задвижки на горизонтально-заточном и притирочном станках. Обработка уплотнительных колец клиновых задвижек может проводиться не только на токарном, но и на горизонтально-расточном станке. Используемое при этом приспособление показано на (рис.11.6).

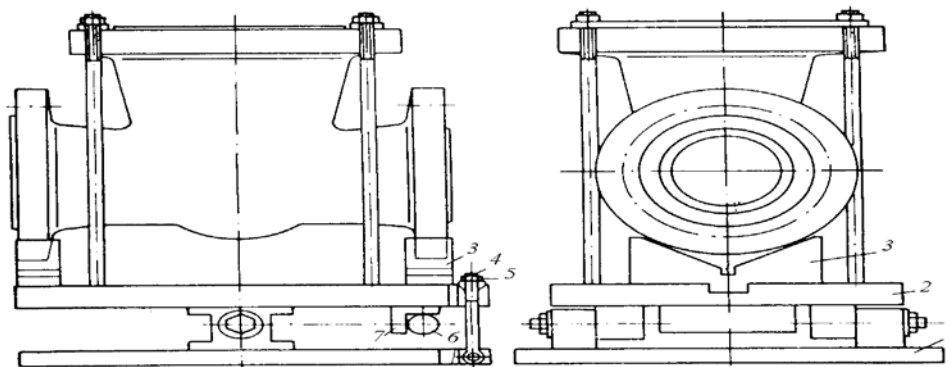


Рис. 11.6. Приспособление для проточки зеркал клиновых задвижек:
1 – основание; 2 – синусный стол; 3 – призма; 4 – накидной болт;
5 – гайка; 6 – ролик; 7 – опорная планка

Уплотнительная поверхность шпинделя должна быть зеркально гладкой. Перед ремонтом шпиндель очищается от следов старой сальниковой набивки, ржавчины, нагара и грязи, промывается в керосине или бензине.

Неглубокие вмятины и задиры, глубиной не более 0,08–0,15 мм устраняются притиркой пастой ГОИ или шлифовальными порошками, разведенными в масле. При этом применяется приспособление, изображенное на (рис.11.7). Внутренние поверхности деталей, сопрягаемых со шпинделем, также проверяются на чистоту и отсутствие овальности.

После замены прокладки и сальниковой набивки собранная задвижка поступает на опрессовку.

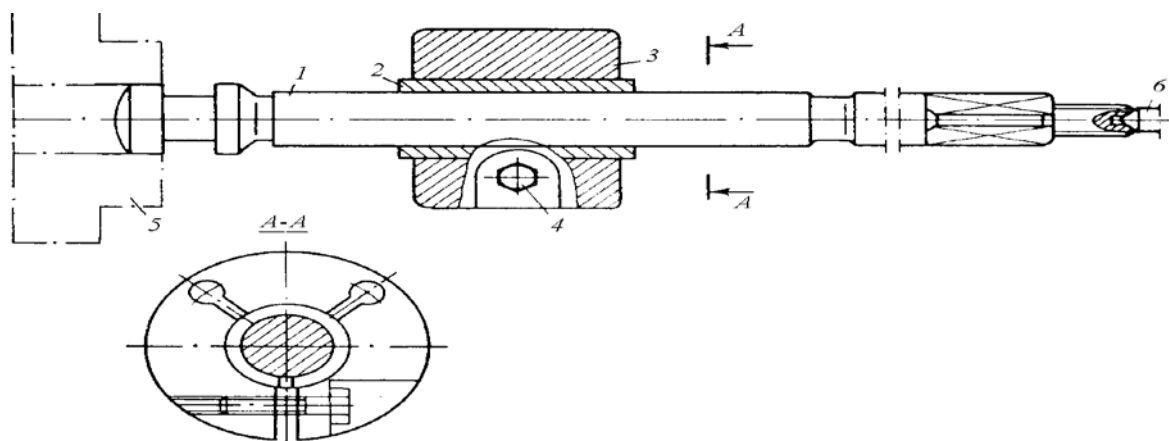


Рис. 11.7. Приспособление для притирки уплотнительных поверхностей шпинделя:
 1 – шпиндель; 2 – притир; 3 – обойма (держатель) притира; 4 – болт;
 5 – трехкулачковый патрон токарного станка; 6 – центр задней бабки токарного станка

Аналогично ремонтируются вентили. Сначала на стенде вентиль разбирают по соединению корпус–крышка. Затем проводится ремонт корпуса и всех деталей крышки методами, которые используются для задвижек.

Одной из трудоемких операций при ремонте арматуры является притирка уплотнительных поверхностей. Притирка плоских деталей арматуры (седла и клиньев) осуществляется по плите. Конструкция притиров выбирается в зависимости от формы притираемых поверхностей и величины условного прохода. Конструкции притиров уплотнительных поверхностей трубопроводной арматуры показаны на (рис.11.8 – 11.9). Притирка может осуществляться как вручную, так и механизированным способом.

При ручном способе притир плавно вращают по уплотнительной поверхности 5–8 раз попеременно вправо и влево на 90° , а затем поворачивают на 180° и из этого положения приводят во вращение 6–7 раз попеременно вправо и влево на 90° . Затем притир вынимают, а обрабатываемую поверхность промывают бензином и протирают. Притирку проводят до светло-матового цвета уплотнительной поверхности.

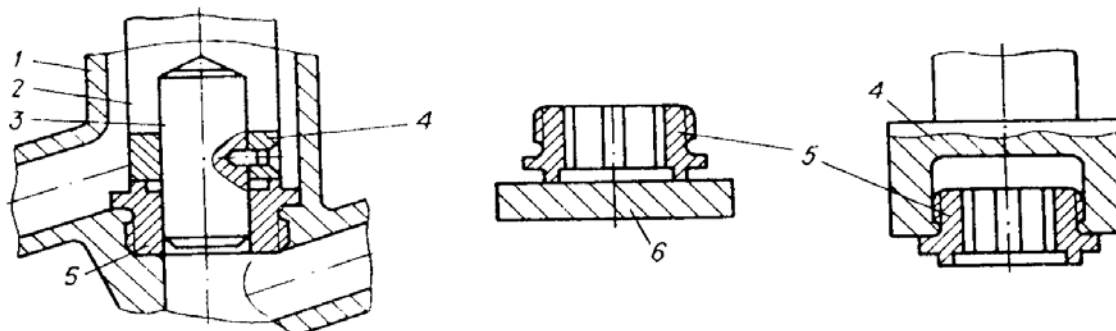


Рис. 11.8. Конструкции притиров для притирки уплотнительных поверхностей седел вентилей ($D_y = 10 \div 100$ мм):
 1 – корпус; 2 – оправка; 3 – направляющая; 4 – притир; 5 – седло; 6 – притирочная плита

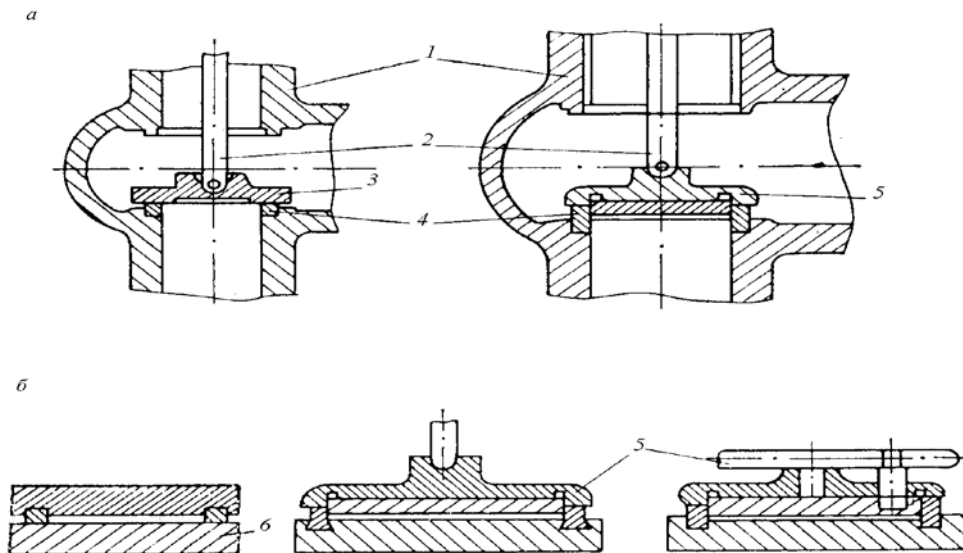


Рис. 11.9. Конструкции притиров для притирки уплотнительных поверхностей дисков, клиньев и корпусов задвижек:

а – для корпусов задвижек ($D_y \leq 400$ мм);

б – для дисков и клиньев задвижек ($D_y \geq 500$ мм):

1 – корпус; 2 – оправка; 3 – притир без направления;

4 – плоские уплотнительные кольца;

5 – притир с направлением; 6 – притирочная плита

Применяемый на практике способ проверки “на карандаш” заключается в том, что на подготовленных поверхностях плашек, клапана, клина или пробки (для кранов) наносят тонкие поперечные риски. Если после сопряжения притираемых поверхностей и их взаимного перемещения риски везде окажутся стертymi, то считают, что достигнута хорошая притирка.

При механизированной притирке уплотняющих поверхностей используются притирочные станки или приспособления к сверлильным станкам (рис.11.10). Притирочные станки имеют возвратно-вращательное движение притира с опережающим его вращением в одном направлении. В притирочную пасту вводится электрокорунд или карбид кремния различной зернистости.

При эксплуатации пружинных предохранительных клапанов могут иметь место, например, следующие неполадки: загрязнение или повреждение уплотнительных поверхностей, нарушение соосности деталей, деформация пружин и т.д. При этом возможна утечка продукта через затвор клапана при давлении более низком, чем рабочее.

Небольшие повреждения уплотнительных поверхностей устраняются притиркой. Довольно большие повреждения исправляются проточкой поверхности на станке и последующей притиркой.

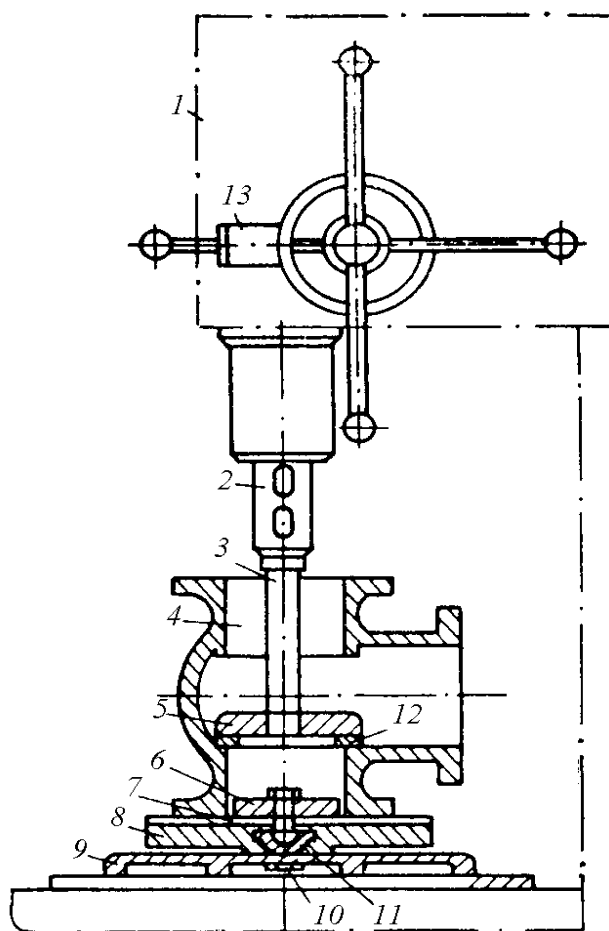


Рис. 11.10. Приспособление для притирки уплотнительной поверхности корпуса задвижки на сверлильном станке:

- 1 – сверлильный станок; 2 – шпиндель станка; 3 – оправка;
- 4 – корпус задвижки; 5 – притир; 6 – направляющая шайба;
- 7 – резиновая прокладка; 8 – установочный диск;
- 9 – плита; 10 – ось диска; 11 – шарикоподшипник;
- 12 – уплотнительное кольцо задвижки; 13 – груз

Пружины не должны иметь вмятин, трещин, забоин и т.п. Опорные поверхности пружины обязаны быть плоскими на длине не менее $3/4$ винта. Пружины с трещинами бракуются. Испытание пружин заключается в трехкратном сжатии статической нагрузкой, вызывающей максимальный прогиб, с целью выявления остаточной деформации и сжатии статической нагрузкой, равной максимальной рабочей нагрузке, с одновременным контролем величины сжатия пружины. Для безопасного испытания пружин используются различные приспособления, в том числе с гидравлическим приводом, серийно выпускаемые промышленностью.

Вариант простейшего приспособления с ручным приводом через винтовую пару показан на (рис.11.11).

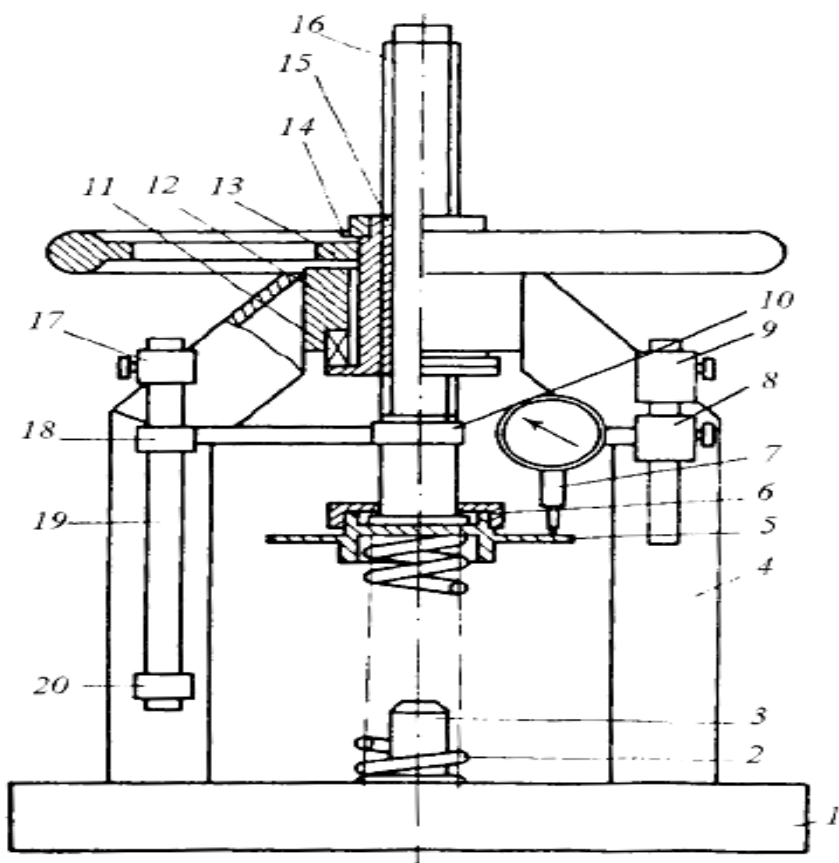


Рис. 11.11. Приспособление для испытания пружин предохранительных клапанов:

- 1 – основание; 2 – пружина; 3 – палец;
- 4 – стойка; 5 – специальная крышка;
- 6, 14 – накидные гайки; 7 – индикатор;
- 8, 9, 12, 17, 18, 20 – втулки; 10 – хомут;
- 11 – упорный подшипник; 13 – маховик;
- 15 – вращающаяся гайка; 16 – шпindelь;
- 19 – штанга

После ремонта арматуру необходимо испытать на прочность материала корпуса и крышки и герметичность затвора, сальниковых набивок и прокладочных соединений. Для испытания арматуры используются специальные стенды, в том числе серийно выпускаемый стенд для проверки запорной фланцевой арматуры с $D_y = 50 \div 250$ мм.

Испытание на прочность и плотность проводится водой. Проверка герметичности арматуры может выполняться керосином в течение 5 мин; просачивание керосина не допускается. Используется также проверка герметичности в водяной ванне. Клапан через регулятор давления присоединяется к системе сжатого воздуха и погружается в ванну с водой. Отсутствие всплывающих пузырьков воздуха свидетельствует о герметичности клапана.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ведерников, М. И. Компрессорные и насосные установки химической промышленности. [Текст], изд. 3-е, М., «Высшая школа», 1974 г.
2. Владимиров, А. И., Перемячкин, А. И. – Ремонт аппаратуры нефтегазопереработки и нефтехимии. [Текст], М., Изд-во «Нефть и газ» РГУ им. И. М. Губкина, 2000 .
3. Берлин, М. А. –Ремонт и эксплуатация насосов НПЗ. [Текст], М., Химия, 1970
4. Ермаков, В. И., Шеин, В. С. – Технология ремонта химического оборудования [Текст], - Л., Химия, 1977.
5. Рахмилевич, З. З. и др. Компрессорные установки в химической промышленности. [Текст], М., Химия, 1977, 280с.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
ГЛАВА 1. КЛАССИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ, НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ И ХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ.....	6
1.1. Система планово-предупредительного ремонта.....	6
ГЛАВА 2. ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ И НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ЗАВОДОВ	13
2.1. Ректификация, сущность процесса. Тарельчатые ректификационные колонны	15
2.2. Конструкции и типы тарелок	19
2.3. Насадочные ректификационные колонны.....	30
2.4. Абсорберы.....	33
2.5. Адсорберы.....	37
2.6. Ремонт колонной аппаратуры	40
2.6.1. Подготовка колонной аппаратуры к ремонту	41
2.6.2. Технология ремонта.....	42
2.6.3. Ремонт внутренних устройств вертикальных аппаратов.....	45
ГЛАВА 3. ТЕПЛООБМЕННАЯ АППАРАТУРА, ИСПОЛЬЗУЕМАЯ НА ОБЪЕКТАХ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ, ГАЗА И НЕФТЕХИМИИ.....	47
3.1. Теплообменники смешения.....	59
3.2. Ремонт теплообменных аппаратов	62
3.2.1. Подготовительные работы	62
3.2.2. Гидроиспытание (опрессовка)	63
3.2.3. Разборка.....	64
3.2.4. Чистка	66
3.2.5. Механическая чистка	66
3.2.6. Гидромеханическая чистка	69
3.2.7. Физико-химическая чистка	71
3.2.8. Чистка при эксплуатации и предупреждение отложений.....	72
3.3. Развальцовка и приварка труб	76
3.4. Ремонт трубных пучков.....	79
3.5. Ремонт корпусов.....	82
ГЛАВА 4. НАСОСЫ НЕФТЯНЫЕ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ НА НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДАХ	84
4.1. Консольные центробежные насосы типа К.....	85
4.2. Насосы типа С и СД.....	88
4.3. Насосы типа Н	90
4.4. Насосы типа НД.....	91
4.5. Насосы типа НК и НКЭ	92
4.6. Насосы типа НА и НВ.....	94
4.7. Торцовые уплотнения центробежных насосов	99
4.8. Насосы для перекачки кислот и щелочей.....	101

ГЛАВА 5. РЕМОНТ ОТДЕЛЬНЫХ УЗЛОВ И ДЕТАЛЕЙ НАСОСОВ....	106
5.1. Ремонт центробежных насосов.....	110
5.2. Особенности ремонта насосов консольного типа.....	118
5.3. Особенности ремонта насоса с двухсторонним рабочим колесом ..	119
5.4. Ремонт и изготовление деталей центробежных насосов	121
5.5. Центровка насосов.....	136
5.6. Ремонт специальных насосов	137
5.6.1. Ремонт шестеренчатых насосов.....	139
5.6.2. Вихревые насосы и их ремонт	142
5.6.3. Винтовые насосы и их ремонт	144
5.6.4. Пластинчатые насосы и их ремонт.....	146
5.6.5. Водокольцевые насосы и их ремонт	147
ГЛАВА 6. ПОРШНЕВЫЕ НАСОСЫ.....	151
6.1. Принцип действия приводных поршневых насосов.....	151
6.2. Трехплунжерные приводные насосы	154
6.3. Дозировочные насосы.....	157
6.4. Ремонт поршневых насосов	159
6.5. Испытание насосов	165
ГЛАВА 7. КОМПРЕССОРЫ, ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ В РАЗЛИЧНЫХ ОТРАСЛЯХ ПРОМЫШЛЕННОСТИ.....	167
7.1. Принцип действия поршневых компрессоров	168
7.2. Компрессоры, используемые на предприятиях нефтегазопереработки и нефтехимии.....	170
7.3. Ремонт поршневых насосов и компрессоров	171
7.4. Ремонт машин для сжатия газов.....	173
ГЛАВА 8. РЕМОНТ НАСОСНО - КОМПРЕССОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ	185
8.1. Ремонт сальников	197
8.2. Ремонт клапанов поршневых компрессоров	199
8.3. Ремонт цилиндров	202
8.4. Ремонт поршней и поршневых колец	203
8.5. Ремонт элементов кривошипно—шатунного механизма	210
8.5.1. Ремонт валов и подшипников	211
8.5.2. Подшипники качения и их ремонт	216
8.5.3. Ремонт лабиринтных уплотнений и думмисов	220
8.5.4. Ремонт маслонасосов и маслосистемы	221
8.6. Ремонт вспомогательного оборудования.....	224
8.7. Центровка поршневых и центробежных машин.....	226
8.8. Восстановление типовых деталей и узлов.....	230
ГЛАВА 9. ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ МАШИНЫ, ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ И ПРИМЕНЕНИЕ.....	232

9.1. Принцип действия центробежной компрессорной машины	233
9.2. Основные детали и узлы центробежных компрессорных машин.....	234
9.3. Системы смазки центробежных компрессорных машин.....	237
9.4. Регулирование производительности центробежных компрессорных машин	237
9.5. Турбокомпрессоры.....	238
9.6. Возможные неполадки в работе турбокомпрессоров.....	240
9.7. Ремонт центробежных компрессоров	242
ГЛАВА 10. КЛАССИФИКАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ	251
10.1. Ремонт трубопроводов.....	266
ГЛАВА 11. ТРУБОПРОВОДНАЯ АРМАТУРА	274
11.1. Запорная управляемая арматура	274
11.2. Ремонт трубопроводной арматуры.....	282
ЛИТЕРАТУРА	288