

Зубчатые передачи и соединительные муфты

Общие сведения. У турбоприводов между турбиной и приводным механизмом устанавливают зубчатую передачу, благодаря которой можно применять турбины с большой частотой вращения, т. е. турбины экономичные, компактные и легкие. При этом частота вращения механизма выбирается соответственно наиболее выгодным условиям его работы.

Зубчатые передачи состоят из ведущих шестерен, вращаемых ротором, и ведомого зубчатого колеса, вращающего приводной механизм.

Для передачи вращающего момента от турбины к генератору и уменьшения частоты вращения генератора до 3000—1500 об/мин применяют, как правило, одноступенчатые передачи. Они просты по устройству, однако могут использоваться при передаточных числах менее 20. У некоторых турбонасосов применяют двухступенчатую передачу, благодаря которой можно увеличить частоту вращения турбины, уменьшить ее размеры и массу.

Зубчатые колеса и шестерни судовых передач имеют скошенные (наклонные) зубья, расположенные по винтовой линии (рис. 14.1). Благодаря этому зубья получаются большей длины, значительно увеличивается число одновременно сцепляющихся зубьев и достигается непрерывное и плавное вхождение зубьев в зацепление. Для уравнивания осевого давления, создаваемого наклонными зубьями, рабочая поверхность зубчатых колес 1 и шестерен 2 у турбоприводов иногда делается двойной, т. е. состоящей из двух совершенно одинаковых зубчатых венцов, расположенных рядом и имеющих наклонные зубья, направленные в противоположные стороны.

Зубчатые колеса состоят из вала, зубчатых венцов и средней части, соединяющей вал с венцами. Обычно зубчатые венцы изготавливаются отдельно и насаживаются на среднюю часть колеса. У главных и относительно мощных вспомогательных турбин зубчатые колеса имеют составную конструкцию; отдельно отковывается вал, на нем закрепляется средняя часть, а на последнюю насаживаются венцы. Заготовки венцов изготавливаются из качественной углеродистой или легированной стали.

Шестерни представляют собой поковки в виде длинных валиков с центральным сверлением или расточкой, предназначенных для облегчения массы и для контроля качества поковки. Шестерни обычно отковываются из материала, имеющего большую прочность и твердость, чем венцы, так как за одно и то же время работы зубчатой передачи каждый зуб шестерни находится в зацеплении в несколько раз дольше, чем каждый зуб колеса. Наиболее распространенным материалом, применяемым для изготовления шестерен, является никелевая сталь.

Для защиты зубчатой передачи от ударных нагрузок в современных турбоприводах применяют торсионные (гибкие) валики, которые проходят через пустотелую шестерню и передают вращающий момент от ротора турбины этой шестерне. На рис. 14.2 показано жесткое соединение вала ротора турбины турбогенератора с торсионным валиком 1, проходящим через шестерню 2.

Для уменьшения нагревания и изнашивания зубьев, а также для уменьшения шума и смягчения толчков масло подается к местам зацепления шестерен под давлением 0,15— 0,20 МПа. Подвод масла осуществляется по системе трубок. Масло должно подводиться так, чтобы вращающимися зубьями оно затягивалось в зацепление.

Зубчатые колеса помещаются в закрытом корпусе. Корпус делается разъемным по горизонтали, причем верхняя и нижняя его части соединяются между собой фланцами на болтах.

Части корпуса обычно делают сварными из листовой стали, усиленной для жесткости приваренными ребрами из профильной стали. Подкладные опоры изготавливаются коваными или литыми.

В корпусе редуктора устанавливаются подшипники шестерни и вала колеса. Конструкция вкладышей этих подшипников не отличается от конструкции вкладышей жестких опорных подшипников турбины. В верхней части корпуса обычно имеются предохранительный клапан или тонкие пластины, разрывающиеся при определенном

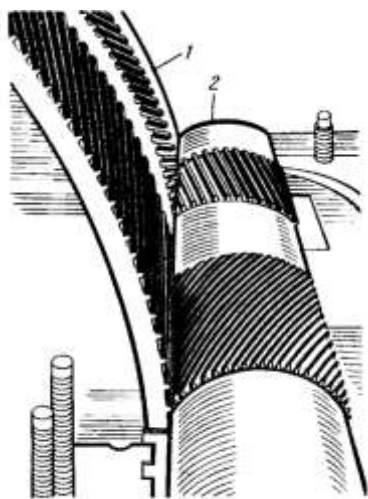


Рис. 14.1. Зубчатое зацепление редуктора

повышении давления в корпусе и выпускающие из него избыток масляных паров и газов.

Рассмотрим редуктор турбогенератора ТД-500 (рис. 14.3). Передача редуктора состоит из шестерни 5, присоединенной к ротору турбины через эластичную муфту (на рис. 14.3 не показана), и зубчатого колеса 10. Колесо отковано вместе с валом и на него после проточки насажена заготовка зубчатого венца 2, откованная в виде обода из легированной стали. Наклонные зубья колеса и шестерни расположены по винтовой линии. Осевое усилие, возникающее в косозубом зацеплении, воспринимается торцевыми поверхностями ступицы зубчатого колеса 10 и упорными буртами подшипников 11, залитых баббитом.

Зубчатое колесо и шестерня помещены в корпусе 1 и закрыты крышкой 3. Корпус редуктора сварной из листовой стали. Крышка отлита из алюминиевого сплава. Крышка крепится к корпусу болтами, а ее положение на корпусе фиксируется установочными шпильками. К полуфланцам корпуса и крышки присоединяется кожух соединительной муфты 12. Корпус не имеет днища.

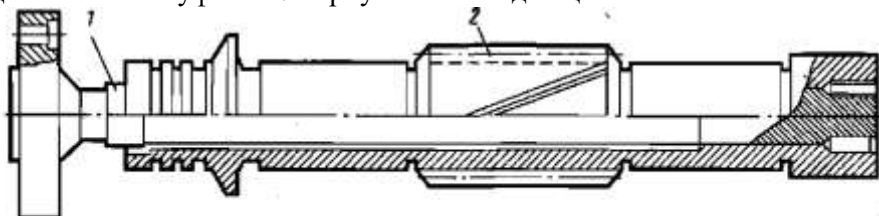


Рис. 14.2. Шестерня турбогенератора с торсионным валиком

Слив масла из подшипников и зацепления происходит в масляный бак, расположенный в фундаментной раме. На нижней части корпуса крепится коробка маслораспределителя 7, через которую маслопровод

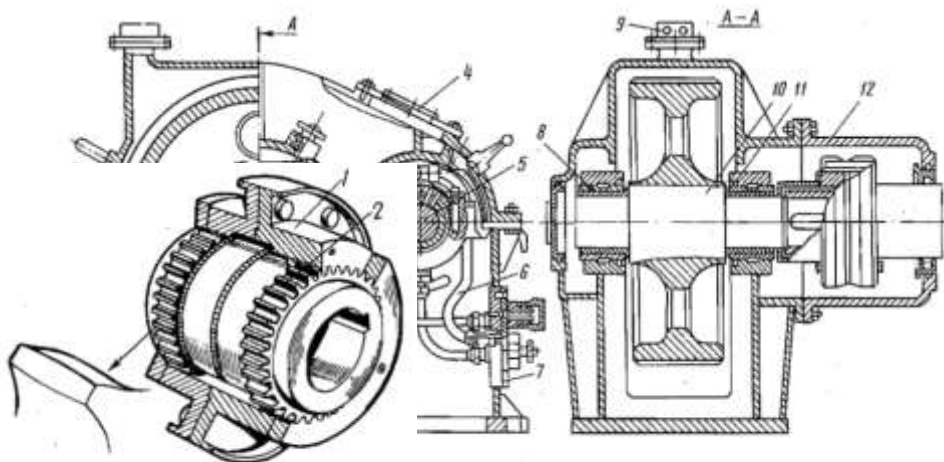


Рис. 14.4. Зубчатая муфта

6 редуктора соединен с общей смазочной системой. На верхней части крышки предусмотрены: люк 4 для осмотра зацеплений без вскрытия редуктора; дефлектор 9, служащий для выхода паров масла из корпуса; гнезда для установки микрометра, измеряющего проседания вала, и термометра, измеряющего температуру вкладышей подшипников. Вкладыши подшипников 8 и 11 установлены и закреплены в расточках опор корпуса и крышек. Отверстие дефлектора должно быть закрыто медной сеткой во избежание его повреждения.

Соединительные муфты. Для соединения турбинного вала с валом шестерни редуктора или непосредственно с валом приводного механизма применяют соединительные муфты, которые конструктивно разделяются на жесткие, зубчатые (подвижные) и эластичные.

Жесткие муфты состоят из двух фланцев, стягиваемых призонными болтами. Фланцы отковываются совместно с валами или отдельно. В последнем случае они крепятся к валам с помощью шпонок и торцевой гайки со стопорами. Для правильной центровки фланцев обычно в центральной части одного из фланцев располагается посадочный бурт (заточка), в другом—цилиндрическая выточка.

Зубчатые муфты применяются для соединения роторов турбин с шестернями редуктора, так как при этом допускаются некоторый излом осей соединяемых валов и небольшое их смещение, которое появляется вследствие изнашивания подшипников.

Зубчатая муфта (рис. 14.4) состоит из двух насаженных на концы соединяемых валов зубчатых звездочек 2 и соединительного барабана (зубчатого венца) 1, во впадины которого входят зубья звездочек. Такого типа муфты применяются у турбонасосов судов отечественной постройки.

Эластичные муфты плавно без толчков передают усилия при пуске или изменении нагрузки, а также уменьшают влияние небольших неточностей центровки.

Эластичные пружинные муфты (рис. 14.5) турбогенераторов, соединяющие шестерни редуктора с турбиной и зубчатого колеса с генератором, состоят из двух полумуфт 1 и 8, насаживаемых на соединяемые валы; зигзагообразной пружины 9, помещаемой между зубьями обеих полумуфт; двух крышек 5 и 6 пружины, присоединяемых к полумуфтам шпильками; четырех болтов 2 с гайками 3, стягивающих крышки пружины, и упорных шайб 4 и 7.

Для удобства сборки пружина выполнена из трех частей. В полу-муфте имеются сквозные отверстия, через которые подается смазка к

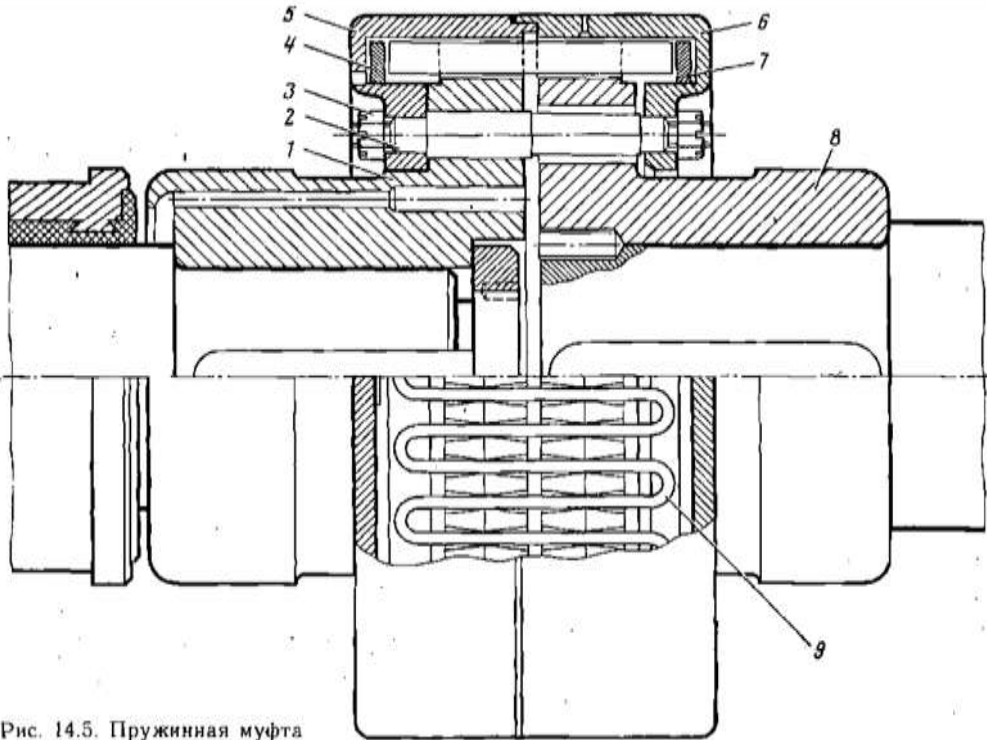


Рис. 14.5. Пружинная муфта

зубьям полумуфт.

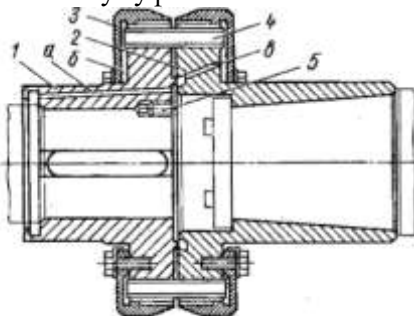


Рис. 14.6. Пластинчатая муфта

Наибольшее распространение в эластичных соединениях турбогенераторов получили пластинчатые муфты (рис. 14.6). Такая муфта состоит из двух полу муфт 1 и 2. Одна из полу муфт закреплена на колесе редуктора, другая — на валу генератора.

Полумуфта редуктора фиксируется от осевого сдвига на валу винтами

5, а полумуфта генератора — нажимной шайбой, закрепленной болтами. Передача вращающего момента осуществляется пластинами 4, уложенными в прорезях полу муфт. Пластины закреплены правой и

левой деками 3, которые застопорены на полумуфтах болтами. Смазываются пластины маслом, которое подводится к ним от кормового подшипника редуктора по каналам а, в и б.

Конденсационные устройства

Общие сведения. Полный замкнутый цикл паротурбинной установки включает следующие процессы: подача воды в паровой котел, в котором поддерживается определенное давление; нагрев воды, превращение ее в насыщенный пар и последующий перегрев этого пара в том же котле; получение механической работы в виде вращающего момента на валу турбины; конденсация отработавшего пара после выхода его из турбины.

Для получения воды из отработавшего пара (конденсации пара) служит конденсационная установка. Работа, получаемая от одного килограмма пара, действующего в паровой турбине, будет тем больше, чем более низким поддерживается давление за последней ступенью турбины. Поэтому конденсационная установка предназначена также для создания достаточно низкого остаточного давления в патрубке отработавшего пара (до 4—6 кПа).

Конденсация отработавшего в турбине пара происходит вследствие соприкосновения его с холодной поверхностью, а вакуум (разрежение) в конденсаторе образуется в результате значительного уменьшения удельного объема поступающего в него пара: Например, при абсолютном давлении 7 кПа объем пара более чем в 20 тыс. раз превышает объем конденсата. Глубина вакуума является одним из главнейших показателей качества работы конденсационной установки, так как ухудшение вакуума только на 1 % вызывает перерасход топлива на 1,2—2%. Кроме того, при недостаточном вакууме ограничивается располагаемая мощность турбины. Поэтому поддержанию глубокого вакуума в конденсаторе следует уделять большое внимание.

При работе паротурбинной установки неизбежно просачивание воздуха во внутренние полости устройства, находящиеся под разрежением. Присутствие воздуха в питательной воде вредно для сохранности паровых котлов и трубопроводов. Кроме того, воздух, попадая вместе с отработавшим паром в конденсатор, в случае скопления может повысить остаточное давление. Поэтому назначением конденсационной установки является также и удаление воздуха из конденсата. Таким образом, конденсационная установка, являясь неотъемлемой частью всякой судовой паровой установки, предназначена: а) конденсировать отработавший в турбине пар и тем

самым сохранять свободную от солей питательную воду для котлов; б) устанавливать и поддерживать низкое остаточное давление за турбиной и тем самым увеличивать степень расширения пара в турбине, благодаря чему можно получить дополнительную работу; в) удалять из конденсата кислород и другие газы, разрушающие трубки котлов и трубопровода.

Конденсационная установка состоит из следующих основных частей: конденсатора для конденсации пара; циркуляционного насоса для подачи охлаждающей воды; конденсатного насоса для откачивания конденсата; воздушного насоса для удаления паровоздушной смеси.

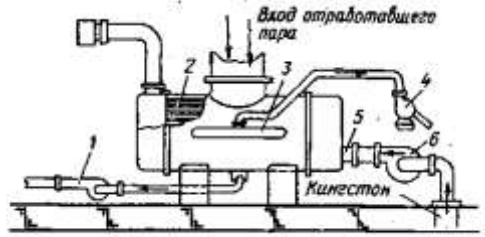


Рис. 14.7. Схема конденсационного устройства

В паротурбинных установках применяются поверхностные конденсаторы. Конденсация пара в них происходит на холодной поверхности пучка трубок, внутри которых циркулирует охлаждающая забортная вода. Поверхность трубок, называемая охлаждающей, делит конденсатор на паровое и водяное пространства. В качестве циркуляционных и конденсатных насосов в современных конденсационных установках применяются центробежные насосы и в качестве воздушных — пароструйные эжекторы.

Примерная схема судового конденсационного устройства показана на рис. 14.7. Отработавший пар из паровой турбины поступает в конденсатор, где он проходит между трубками 2, и, соприкасаясь с их холодными стенками, охлаждается и конденсируется. По трубкам циркулирует забортная охлаждающая вода, которая подается циркуляционным

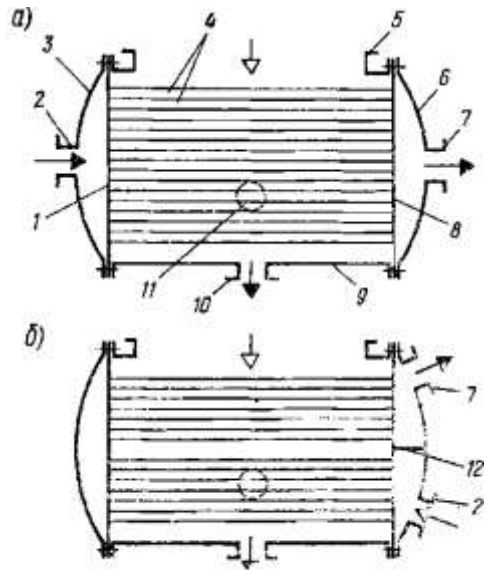


Рис. 14.8. Схемы конденсаторов: а — одноходового; б — двухходового

насосом 6 и направляется в конденсатор по трубе 5. Конденсат откачивается конденсатным насосом 1 и направляется через холодильник эжектора, регулятор уровня, подогреватель питательной воды и деаэратор в котел. Для удаления воздуха из конденсатора установлен пароструйный эжектор 4, отсасывающий паровоздушную смесь по трубопроводу 3 в атмосферу.

Схема одноходового поверхностного конденсатора показана на рис. 14.8, а. Корпус 9 закрыт с обоих концов крышками 3 и 6. Между корпусом и крышками установлены трубные доски 1 и 8, в которых закреплено большое количество трубок 4.

Забортная вода от циркуляционного насоса поступает по патрубку 2 в крышке 3 в водяную камеру, образуемую крышкой и трубной доской; затем вода проходит по трубкам 4 в правую водяную камеру и через патрубок 7 уходит за борт. Отработавший пар поступает в конденсатор из турбины через верхний патрубок 5 и от соприкосновения с холодными стенками трубок конденсируется. Конденсат стекает в нижнюю часть конденсатора, далее в сборник конденсата (на рис. 14.8, а не показан) и оттуда через патрубок 10 удаляется конденсатным насосом.

Воздух, а также незначительная часть несконденсировавшегося пара отсасываются из конденсатора пароструйным эжектором через патрубок 11, расположенный сбоку. Обычно для уменьшения длины конденсаторы выполняются двухходовыми (рис. 14. 8, б). Водяная камерасмолой или цементом с жидким стеклом. Разделительные перегородки в водяных камерах, отделяющие протоки воды, могут

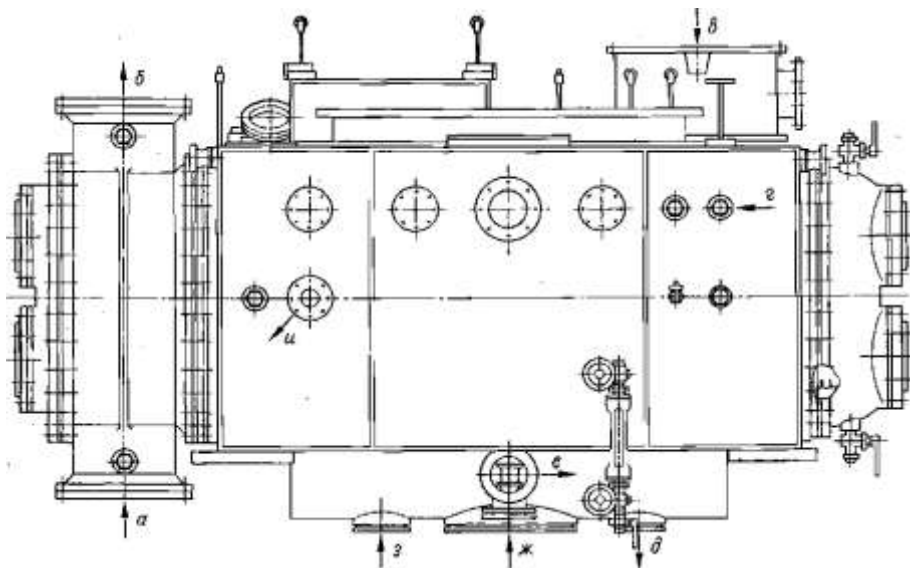


Рис. 14.9. Корпус конденсатора утилизационного турбогенератора ТД-400: *а* — вход охлаждающей воды; *б* — выход охлаждающей воды; *в* — вход отработавшего пара; *г* — вход конденсата от первой ступени эжектора; *д* — отвод конденсата; *е* — выход конденсата из регулятора уровня; *ж* — вход конденсата в регулятор уровня; *з* — вход пара при щелочении; *и* — отсос паровоздушной смеси

быть плоскими или иметь сложную форму. Камеры имеют патрубки для подвода и отвода охлаждающей воды, воздушные краники и горловины; последние служат для осмотра, глушения и частичной замены трубок.

Внутри камеры обычно устанавливают защитные пластины (протекторы) для защиты трубок, сальниковых втулок и трубных досок от разъедания. Эти пластины делают из цинкового сплава, они могут быть скреплены с корпусом водяной камеры или с концами связей. Действие пластин основано на том, что цинк и медь, из которых

изготовлены трубки, сальниковые втулки или трубные доски, образуют в морской воде гальваническую пару. В этой паре пластина является анодом, а трубки, втулки или трубная доска — катодом. Поэтому при действии воды разрушается пластина, а не детали конденсатора. С пластин необходимо периодически удалять пленки окислов.

Трубные доски конденсаторов изготавливают из катаной латуни с повышенным содержанием цинка, морской латуни с содержанием олова до 1,1 — 1,5%, свинцовой латуни. Толщина трубных досок составляет обычно 20—30 мм.

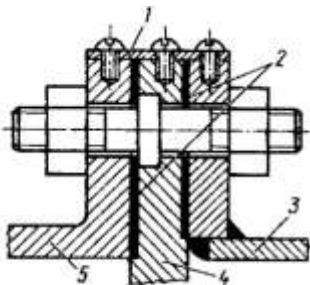


Рис. 14.10. Крепление трубной доски конденсатора.

1 — медная пластинка; 2 — прокладка; 3 — корпус конденсатора; 4 — трубная доска; 5 — водяная камера

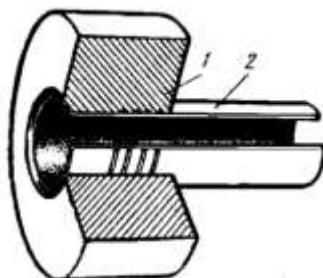


Рис. 14.11. Трубка, развальцованная в трубной доске

Соединение водяных камер с трубными досками и корпусом конденсатора показано на рис. 14.10. С помощью шпилек, имеющих заплечики, трубная доска притягивается к фланцу корпуса конденсатора. Для уплотнения этого соединения устанавливают на мастике паронитовую прокладку. Благодаря наличию заплечиков у шпилек можно снимать водяную камеру, не нарушая соединения трубной доски с корпусом конденсатора. Шпильки с заплечиками чередуют с обычными шпильками (через одну — три обычных). Для обеспечения центровки трубных досок с корпусом несколько шпилек калибруют. Для уплотнения соединения трубной доски с водяной камерой устанавливают резиновую прокладку. Для предохранения от электролитического разъедания трубок и трубной доски иногда к водяной камере, трубной доске и корпусу крепят латунными шурупами несколько медных планок, через которые устанавливается электрический контакт между доской и корпусом, а не через воду, являющуюся электролитом.

Диафрагмы (перегородки) служат для поддержания трубок, чтобы предохранить их от прогиба и вибрации. Кроме того, диафрагмы способствуют равномерному распределению пара по отсекам. Отверстия в диафрагмах соответствуют разбивке их в трубных досках, но осевые линии их смещены, чтобы избежать свободного положения трубок в диафрагме. В противном случае могут возникнуть колебания низкой частоты с большой амплитудой, что вызовет изнашивание трубок в местах их прохождения через диафрагму.

Диафрагма представляет собой сравнительно тонкий лист латуни, мунц-металла или мягкой нержавеющей стали, крепящийся с помощью угольников или косынок к корпусу конденсатора. Конденсатор может иметь несколько диафрагм. Для сообщения отсеков между собой в диафрагмах, кроме отверстий для трубок, делают дополнительные вырезы.

Конденсаторные трубки образуют основную активную поверхность охлаждения. В крупных судовых турбоустановках их может быть до тысячи. Стоимость трубок составляет до 10% стоимости турбины вместе с конденсатором.

Одним из основных требований, предъявляемых к трубкам конденсаторов, является их стойкость к коррозии. Поэтому трубки изготавливают из цветных металлов: мельхиора, оловянной, мышьяковой и алюминиевой латуни, монель-металла и титановых сплавов.

Монель-металл и мельхиор представляют собой медноникелевые сплавы. Наряду с высокой коррозионной стойкостью они обладают повышенной механической прочностью, благодаря чему можно уменьшить толщину стенки трубок до 1,25 мм.⁴ Однако стоимость этих сплавов высока.

В современных судовых конденсаторах крепление и уплотнение трубок в трубных досках осуществляют путем развальцовки обоих их концов (рис. 14.11). Отверстия в трубных досках 1 должны быть выполнены с большей точностью. Для предотвращения подрезки трубок 2 у отверстий в трубных досках до развальцовки должны быть сняты фаски или сделаны закругления.

Для повышения прочности и плотности концы трубок должны выступать из трубных досок на несколько миллиметров. После развальцовки эти выступающие концы отбуртовывают. Отбуртовка трубок способствует более равномерному распределению скоростей воды при входе в трубки. Реже применяют метод развальцовки трубок.

Конденсаторы снабжены арматурой и контрольно-измерительными приборами для контроля действия парового и водяного пространств.

В верхней части водяной камеры и на отливном трубопроводе устанавливают воздушные краны для удаления воздуха при включении конденсатора, в нижней части или приемном патрубке — спусковые краны или клапаны для осушения водяного пространства конденсатора. Все трубопроводы снабжены клапанами. На выпускном патрубке устанавливают гильзы с термометром для измерения температуры отработавшего пара и штуцер для вакуумметра.

Постоянный уровень конденсата в сборнике поддерживают с помощью регулятора поплавкового типа. Для наблюдения за уровнем конденсата устанавливают водоуказательные стекла. Кроме того, размещают приборы, предупреждающие аварию и нарушение нормального режима турбоустановки: вакуум-реле, отключающее турбину в случае чрезмерного повышения давления в конденсаторе; солемер, контролирующий качество конденсата; дифференциальный манометр, измеряющий разность давлений в водяных камерах для установления степени загрязнения конденсатных трубок; воздухомер на выпускном патрубке пароструйного насоса; прибор для замера парциального давления воздуха по разности абсолютного давления в конденсаторе и частичного давления пара в воздушной смеси; расходомер охлаждающей воды — селекторный контролер, производящий автоматические замеры. Контрольно-измерительные приборы могут иметь сигнальные устройства.

Вспомогательные устройства

Устройства для подъема крышек, подъема и перемещения роторов турбин. Для осмотра и ремонта внутренних частей и деталей турбин в судовых условиях последние снабжаются специальными подъемными устройствами. Эти подъемные устройства должны обеспечивать подъем крышки ротора и турбины точно параллельно плоскости разъема корпуса и предотвращать возможность их сдвига в поперечном и продольном направлениях. При этом будет исключена возможность задевания и заклинивания подвижных частей турбин о неподвижные, а следовательно, и их повреждения.

У турбин турбоприводов применяются подъемные устройства (рис. 14.12) с четырьмя гладкими неподвижными направляющими колонками. Эти колонки укрепляются при помощи гаек на фланце горизонтального разъема корпуса и пропускаются через отверстия во фланце крышки.

Подъем крышки выполняется таями с канатами, которые заводятся в рымы, установленные на обоих концах крышки, или канаты закрепляются на фланцах патрубков, как показано на рис. 14.12, а.

Для подъема ротора, кроме колонок и талей, используются поперечины, которые надеваются на колонки и соединяются с ротором при помощи скоб (рис. 14.12, б).

У некоторых турбин имеется устройство для минимального подъема ротора, необходимого при выкатывании нижних вкладышей подшипников без вскрытия крышки турбины.

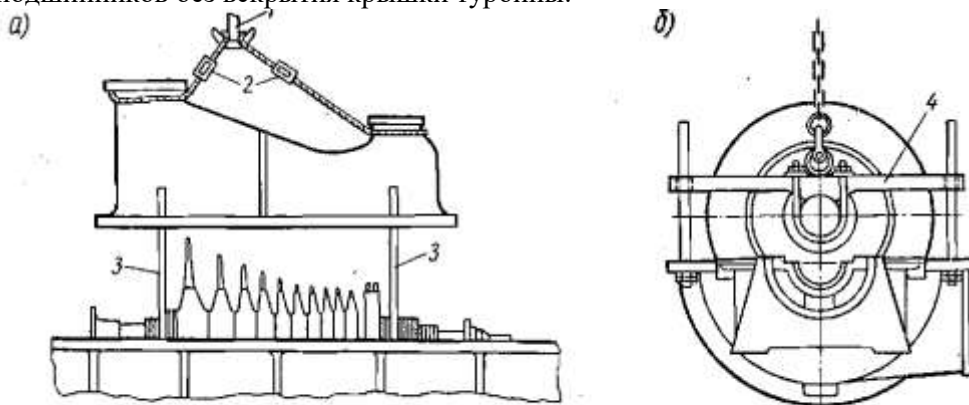


Рис. 14.12. Схемы подъема крышки и ротора турбины:
1 — крюк; 2 — талрепы; 3 — направляющие стойки; 4 — поперечины

Устройство (рис. 14.13) состоит из скобы 3, крепящейся шпильками к корпусу турбины, тяги 2, каната 4 и ограничительного упора 1. Одно приспособление ставят со стороны переднего подшипника и канатом охватывают ступицу упорного гребня ротора; другое приспособление устанавливают со стороны заднего подшипника и канатом охватывают ступицу соединительной муфты. Вращая гайку на тяге 2, ротор приподнимают на размер зазора между упором 1 и ротором. Подъем ротора во избежание случая уплотнений производят не более чем на 0,15—0,25 мм. Если у скобы нет ограничительного упора, то размер зазора контролируют индикатором.

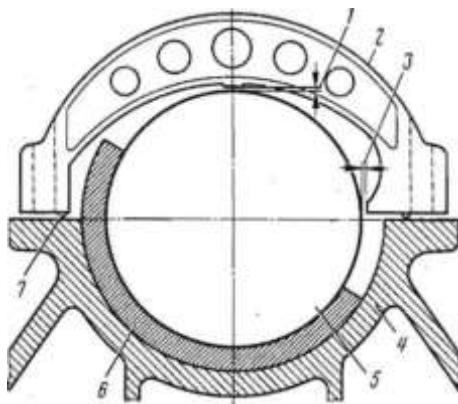


Рис. 14.15. Скоба для измерения износа вкладышей опорных

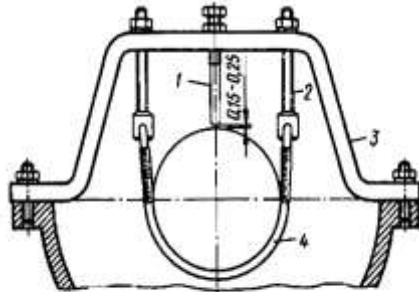
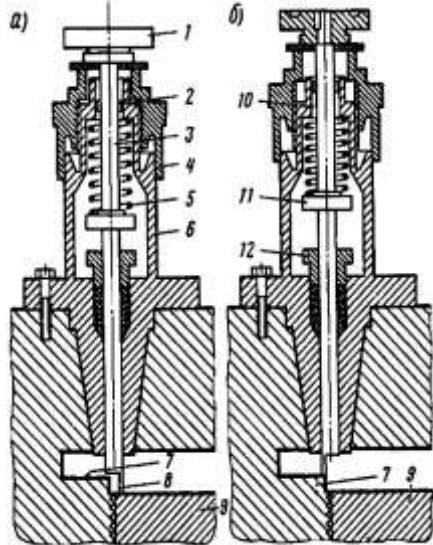


Рис. 14.13. Приспособление для оживления шейки при выкатывании вкладыша

Рис. 14.14. Микрометрическое устройство для измерения износа вкладышей опорных подшипников



Устройство для проворачивания турбины турбопривода. Обычно представляет собой штатный ключ, надеваемый на квадратную гайку в торцевой части вала ведущей шестерни редуктора, или круглые стержни, вставляемые в специальные гнезда соединительных муфт. При исправном состоянии турбомеханизма при снятии усилия ротор должен некоторое время вращаться по инерции. Если штатным ключом не удастся стронуть ротор, необходимо выяснить и устранить причину этого. Гнездо на корпусе редуктора, предназначенное для установки штатного ключа, должно быть закрыто специальным колпачком.

Устройства для измерения радиального и осевого положений ротора. На рис. 14.14 показано микрометрическое устройство для измерения износа опорных подшипников по положению вала ротора. В крышку подшипника 7 вставлен корпус 6 микromетра, со сквозным отверстием для шпинделя 3, снабженного уплотнением 12. Шпиндель 3 имеет заплечик 11, на который воздействует пружина 5. На верхнем конце шпинделя закреплена головка 1, соединенная с колпачковым указателем 4. Для направления при перемещениях шпиндель снабжен выступами 2, которые движутся внутри прорезей 10. На рис. 14.16, а микрометр находится в рабочем положении; его нижний конец 8 касается шейки ротора 9, и по нижней кромке указателя 4 определяется нужный размер для сверки с паспортом и проверки проседания ротора в подшипнике. Для перевода в нерабочее положение (рис. 14.14, б) шпиндель

3 оттягивается вверх и поворачивается на 180° . При этом конец 8 шпинделя оперт на выступ в крышке 7.

Для измерения осевого положения ротора применяются микрометры, аналогичные показанному на рис. 14.14. Их монтируют

на торцевой крышке турбины так, чтобы стержень приходился против торцевого среза вала ротора.

Износ баббита опорных подшипников измеряют также с помощью просадочных скоб. Из них некоторые рассчитаны на измерение зазоров щупом; в других, более удобных, имеется микрометр. Зазор, измеренный щупом, или показания микрометра сличают с установочными значениями зазоров, которые выбиты на самой скобе.

Для установки скоб предусматривают специальные места на плоскости разъема подшипников. В корпусе

4 подшипника (рис. 14.15) помещены нижний вкладыш 6 и вал 5. Скоба 2 ставится на подготовленную плоскость упорами 7, после чего замеряются зазоры в горизонтальной плоскости /ив вертикальной плоскости 3.

Устройства для контроля подачи масла к подшипникам. Они бывают различных конструкций, принципиально не отличающихся одно от другого. Показанное на рис. 14.16 устройство крепится к крышке 4 корпуса опорного подшипника. Устройство состоит из корпуса 3 с тремя каналами и прозрачного колпачка 2, через который наблюдают за поступлением масла. Масло поступает под колпачок по каналам д, г, б и сливается по боковым каналам а и в. Микрометаллическое устройство 1 служит для измерения просадки вала ротора или износа опорных подшипников.

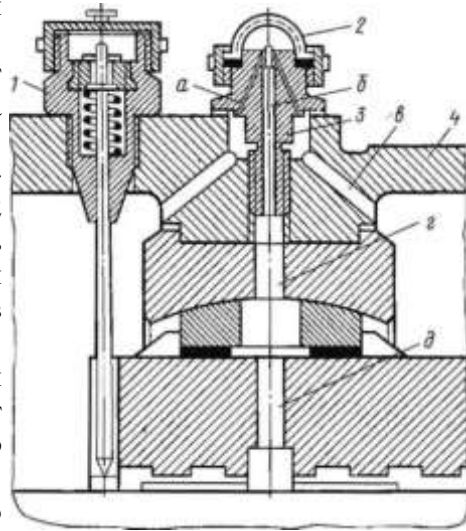


Рис. 14.16. Устройство для контроля подачи масла к подшипникам

Контрольные вопросы

1. Как устроена зубчатая передача паротурбопривода? Зачем в передачах применяют торсионные валики?
2. Зачем зубчатые передачи изготавливают с наклонными зубьями (косозубыми)? Как осуществляют смазывание зубчатых передач?
3. Какие соединительные муфты могут применяться у вспомогательных паровых турбин?
4. Каково назначение конденсационного устройства?
5. Из каких основных частей состоит конденсационное устройство? Каково их назначение?

6. Перечислите материалы для изготовления деталей конденсатора.
7. В чем заключается смысл регенеративного устройства конденсатора? Какую экономию можно получить от регенеративного устройства конденсатора?
8. Что предусматривают в конденсаторах для защиты от электрохимической коррозии?
9. Что такое переохлаждение конденсата? Как оно влияет на экономичность работы установки?
10. С помощью каких приборов и устройства выполняют замеры осевого и радиального положений ротора? Как производят эти замеры?

СИСТЕМЫ, ОБСЛУЖИВАЮЩИЕ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ ПАРОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ

Системы, обслуживающие паротурбоприводы

Смазочная система. Смазочная система судового турбопривода обеспечивает смазкой все подшипники и зацепления в зубчатой передаче и рабочим веществом органы регулирования.

Кроме бесперебойной подачи масла ко всем указанным частям турбопривода, устройство смазочной системы должно удовлетворять следующим условиям: а) предохранять масло от преждевременной порчи; б) предотвращать чрезмерное загрязнение и обводнение масла во время работы системы; в) обеспечивать минимальные утечки масла; г) облегчать очистку, удаление из системы загрязненного масла и пополнение ее новым маслом.

В турбоагрегатах применяют три вида смазочных систем: напорную (форсированную), гравитационную и напорно-гравитационную.

При напорной системе в магистрали, снабжающей маслом места смазывания, создается давление 0,3— 190

0,4 МПа непосредственно насосом, откачивающим масло из сточных цистерн. Такая система проста, имеет небольшую массу и занимает мало места. Масло совершает в такой системе примерно 10—12 круговоротов в час.

Паротурбоприводы имеют напорную смазочную систему, обычно объединенную с системой регулирования и защиты и обслуживаемую одними и теми же насосами и фильтрами.

Принципиальная схема такой системы показана на рис. 15.1.1

При пуске турбогенератора включается электрошестеренный насос 3, который забирает из цистерны (на рис. 15.1 не показана) масло и

подает его в общую смазочную систему через невозвратный клапан 2. При повышении давления за масляным насосом (например, при засорении фильтра) избыток масла сливается в масляный бак через предохранительный клапан 1. При установившемся режиме масло из цистерны подается в смазочную систему двумя шестеренными насосами 15, работающими параллельно от привода ротора турбины 13.

Пройдя фильтры 11, масло поступает к маслораспределительному клапану 10, который далее направляет масло двумя потоками: в систему регулирования и защиты под давлением 0,6 МПа и в смазочную систему под давлением 0,17 МПа. В смазочной системе масло охлаждается в маслоохладителе 8 и подается к подшипникам турбины, редуктора 4 и генератора 5, а также на смазывание и охлаждение зубчатых и червячных передач.

У маслоохладителя установлен терморегулирующий клапан 7, перераспределяющий количество масла, проходящее через маслоохладитель и мимо него таким образом, чтобы перед подшипниками поддерживалась температура масла в пределах 32—37 °С. В местах подвода масла к подшипникам и зубчатой передаче установлены дроссельные шайбы 6, 12, 14, регулирующие поступление масла; шайбы подбирают во время испытаний турбогенератора. Избыток масла из смазочной системы с помощью предохранительного клапана 9 перепускается в масляный бак. Масло в бак после смазывания сливается самотеком.

Некоторые смазочные системы, например турбопривод электрогенератора ТД-400, снабжают инжекторами, которые служат

для создания подпора масла на всасывании главного центробежного масляного насоса.

В гравитационной системе масло из сточной цистерны, обычно расположенной в междудонном пространстве, забирается масляным насосом и через маслоохладитель перекачивается в напорные (гравитационные) цистерны, расположенные на 10—12 м выше турбин.

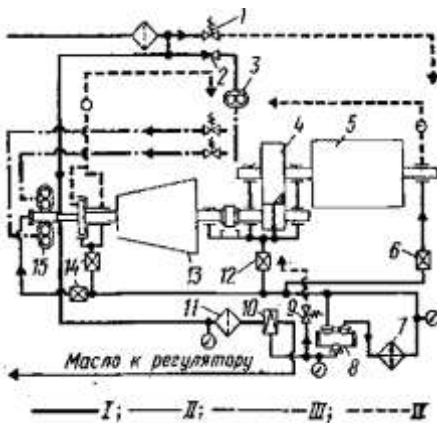


Рис. 15.1. Схема смазывания утилизационного турбогенератора:
 I — силовое масло; II — смазочное масло;
 III — всасывающий трубопровод; IV — слив масла

Из этих цистерн масло самотеком поступает в распределительные коллекторы, а из них — к местам смазывания (подшипникам, зубчатому зацеплению). Гравитационная система при нормальной эксплуатации турбинной установки более надежна, так как напорные цистерны при внезапной остановке масляного насоса обеспечивают смазывание в течение 5—7 мин; этого времени достаточно, чтобы остановить турбоагрегат, если невозможно запустить резервный масляный насос. В напорных цистернах происходит отстой масла и отделение от него газообразных включений, что улучшает качество смазки. Кроме того, в этой системе давление масла, поступающего к ТЗА, всегда постоянно и не зависит от режима работы установки. Гравитационная и напорно-гравитационная системы получили наибольшее распространение в ГТЗА.

При обслуживании смазочной системы необходимо обеспечить требуемые температуру масла после маслоохладителя и на выходе из подшипников и давление масла в системе (давление масла в маслоохладителе должно превышать давление заборной охлаждающей воды); нормальный предел перепада давления в масляных фильтрах; плотность соединения трубопроводов и масляных уплотнений; удаление воздуха из масляных полостей маслоохладителей и фильтров.

Смазочные масла. Для смазывания паротурбоприводов применяются турбинные масла марок: 22 (турбинное Л), 30 (турбинное УТ), 46 (турбинное Т).

Рекомендуемая марка смазочного масла обычно указывается в формуляре турбопривода заводом-изготовителем. Как правило, для турбоприводов насосов без редукторов применяют легкие сорта масел (меньшей вязкости), например, марок Л и УТ. Для паротурбоприводов с редукторами применяют более тяжелые сорта масел (большей вязкости), например, марки Т. Применение зарубежных марок масел оговаривается инструкциями.

Важнейшие качества всех турбинных масел:

а) высокая устойчивость противокисления кислородом воздуха при повышенной температуре; нагреваясь во время работы в смазочной системе до 45—60 °С, постоянно соприкасаясь с воздухом, масло не должно значительно повышать кислотность, а также выделять твердые продукты окисления, загрязняющие систему; это качество масла проверяют испытанием на окисляемость;

б) высокая деэмульгирующая способность, т. е. способность быстро и полностью отделяться от воды, попадающей в смазочную систему и

смешивающейся с маслом в подшипниках, насосах и в других ее узлах; это качество масла оценивают скоростью деэмульгации;

в) низкие начальные кислотность и зольность, а также полное отсутствие механических примесей; максимально допустимое содержание золы 0,005%.

Смазочные качества и срок службы масла значительно снижаются при попадании в него воды, которая, кроме того, вызывает коррозию смазочной системы. Вода попадает в масло через концевые уплотнения особенно интенсивно при больших зазорах в них; отстойные щитки обычно не полностью защищают подшипники от проникновения пара и конденсата. Причинами проникновения влаги в масло могут быть также запотевание стенок цистерн, засасывание подшипниками влажного воздуха, пропуск охлаждающей воды в маслоохладителях. Последнее особенно вредно, так как морская вода вызывает образование шлама, оседающего в различных участках смазочной системы.

В смазочной системе при сильном волнении от интенсивного поглощения пузырьков воздуха образуется пена, что может явиться причиной выбрасывания масла из системы и вибрации в редукторах. При больших давлениях пузырьки, попадая в упорные или опорные подшипники, могут разорвать жидкостный клин или пленку и вызвать серьезное повреждение.

В процессе эксплуатации в масле происходят большие изменения: теряются первоначальные свойства, меняется цвет, повышается вязкость, образуются шламы — липкие коричневые осадки, смолы и продукты окисления, появляется способность к образованию стойких эмульсий с водой. Такие изменения свойств масла принято называть «старением». Металлы и особенно их окислы ускоряют процесс старения. Кроме того, старению масла способствует наличие воды, загрязнение смазочной системы, попадание в масло пыли и грязи, высокая температура (более 70 °С). При обслуживании турбинной установки необходим регулярный контроль качества масла.

Для улучшения антикоррозионных свойств, повышения деэмульгирующей способности и стойкости против окисления в масло добавляют присадки.

В отечественные масла для предохранения деталей от коррозии в масло добавляют 0,2% олеиновой кислоты.

Высокие требования, предъявляемые к смазочным маслам в турбинных установках, обязывают личный состав машинной команды тщательно наблюдать за работой всей смазочной системы. Прежде чем

начать какие-либо работы по пуску, необходимо проверить смазочную систему, прокачать в ней масло и поднять его давление до рабочего.

Правильная эксплуатация, обеспечение абсолютной чистоты всей смазочной системы являются лучшим способом экономии масла. Масло на судне должно находиться в емкостях, очищенных от грязи, ржавчины, шлама и остатков отработавшего масла, насухо протертых стираной подрубленной полотняной ветошью. Все приемные трубы, пробки, воронки, фильтры должны быть совершенно чистыми.

Поступившее масло проверяют в лаборатории пароходства, а проба хранится на судне не менее 3 мес. Через каждые 3 мес масло повторно проверяют в лаборатории пароходства. На судах (экспресс-лаборатория) содержание воды в масле проверяют сначала через каждые 150 ч работы, а затем через каждые 250 ч; наличие воды и шлама по внешнему виду (прозрачность масла), а также соленость отстоянной воды контролируют не реже одного раза в сутки.

При появлении в масле кислоты, взвешенного шлама или эмульсии масло промывают подогретым до температуры 95—100 °С конденсатом, который подают в маслоприемник сепаратора. Сепарацию всегда производят до полного удаления воды из масла.

В случае засоления масла устанавливают источник попадания морской воды в смазочную систему, устраняют неисправность, масло сепарируют. Если соленость отсепарированной воды превышает 50 мг/л, выводят установку из действия, засоленное масло перекачивают в отстойную цистерну.

При наличии ржавчины на деталях и отложений шлама в масляных карманах и трубопроводах вскрывают все подшипники, зубчатую передачу, органы регулирования и защиты для очистки и промывки.

В целях экономии отработавшее, непригодное для дальнейшей эксплуатации масло по указанию службы судового хозяйства пароходства сдают на регенерацию (восстановление).

Отечественная многолетняя практика показала, что при технически грамотном обслуживании турбоприводов масло служит свыше 20 тыс. ч.

При эксплуатации смазочной системы должно быть исключено попадание масла за борт и в трюмные воды.

Система укупорки и отсоса пара от коробок наружных уплотнений.

В коробках наружных уплотнений устанавливают по две камеры (см. рис. 13.26). Внутренние камеры, расположенные ближе к корпусу турбины и называемые паровыми, соединены с системой укупорки, наружные, называемые камерами отсоса, соединены с системой отсоса.

Система укупорки отводит пар из паровой передней камеры, расположенной со стороны впуска свежего пара в сопла, где давление выше атмосферного, и подводит пар в заднюю паровую камеру, расположенную со стороны выпуска отработавшего пара, где давление ниже атмосферного. Отвод пара из передней паровой камеры предотвращает выход его наружу. Подвод пара (иначе укупорка) к задней паровой камере предотвращает подсос воздуха внутрь корпуса турбины. Современные турбины снабжены системами автоматического регулирования давления пара в коробках наружных уплотнений.

Система отсоса своими трубами сообщает наружные камеры отсоса с вакуумным конденсатором, в котором поддерживается разрежение 3—10%, и этим предотвращает выход пара наружу — в машинное отделение.

Схема системы укупорки и отсоса пара с автоматическим регулированием его давления в наружных уплотнениях турбопривода 1 электрогенератора ТД-400 показана на рис. 15.2.

Сплошными тонкими линиями показаны трубопроводы укупорки, сообщающиеся с уравнительным коллектором 3, в котором поддерживается избыточное давление 0,01—0,02 МПа. Изменения давления в коллекторе воспринимаются мембраной 8 сервомотора авторегулятора, управляющей сливом масла, поступающего от импеллера 2. Если давление пара в уравнительном коллекторе понизится, то мембрана передвинется вверх и откроет слив масла из верхней полости сервомотора. При этом дифференциальный поршень 7 также передвинется вверх, переместит сидящий с ним на одном штоке распределительный золотник 6 и откроет доступ свежего пара в уравнительный коллектор «3. При повышении давления в коллекторе сверх заданного мембрана передвинется вниз и излишки пара из коллектора поступят в охладитель (конденсатор) 4 эжектора 5 отсоса. Требуемое давление p в уравнительном коллекторе устанавливается с помощью регулировочного винта, изменяющего положение мембраны,

Схема трубопровода отсоса показана штриховыми линиями. Воздух, засасываемый через зазоры уплотнений в наружные камеры отсоса уплотнительных коробок, вместе с паром уходит в конденсатор. Эжектор отсоса, создавая разрежение в камерах отсоса, также отводит в охладитель 4 паровоздушную смесь от штока быстрозапорного клапана, предотвращая выход пара в машинное отделение.

Системы конденсационного устройства

Циркуляционная система. Служит для прокачивания через трубки конденсатора забортной охлаждающей воды.

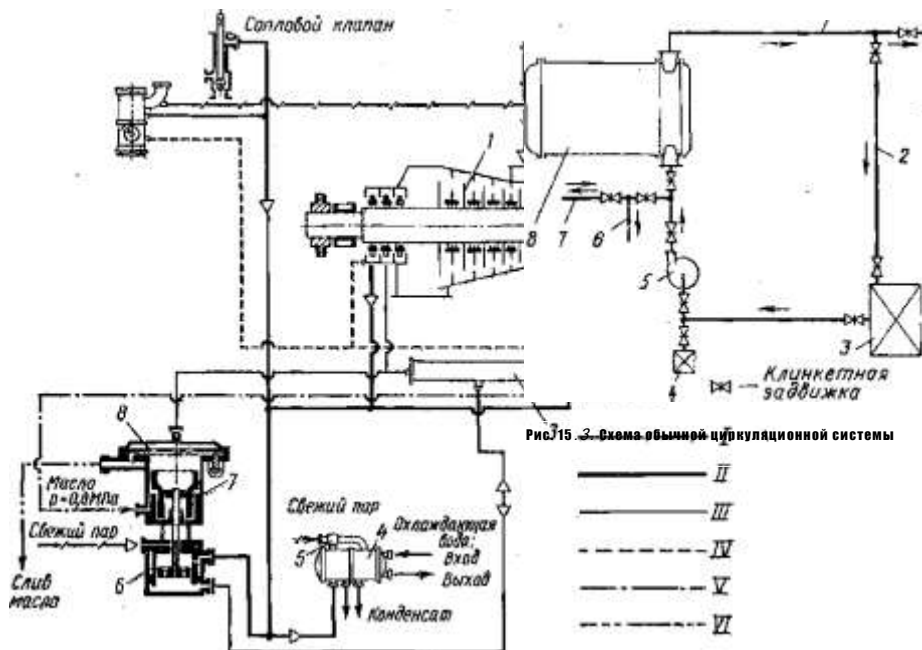


Рис. 15.2. Схема системы укупорки и отсоса пара от наружных уплотнений турбопривода электрогенератора ТД-400;

I — свежий пар; II — пар к конденсатору эжектора; III — пар для укупорки уплотнений; IV — отсос пара; V — силовое масло; VI — слив масла

В циркуляционной системе, показанной на рис. 15.3, циркуляционный насос 5 принимает забортную воду через кингстон 4 или бортовой ледовый ящик 3 и подает ее в конденсатор 8, откуда вода удаляется за борт по отливному трубопроводу 1. По трубе 6 часть охлаждающей воды может подаваться в маслоохладители. По рециркуляционной трубе 2 при низкой температуре забортной воды (плавание в ледовых условиях) нагретая в конденсаторе вода может поступать в ледовый ящик 3, откуда она вновь забирается циркуляционным насосом.

В приведенной схеме конденсатор обслуживается одним циркуляционным насосом. В этом случае при прекращении действия

циркуляционного насоса предусматривается возможность подачи в конденсатор по трубопроводу 7 заборной воды каким-либо иным насосом.

Конденсатно-питательная система. Простейшей конденсатно-питательной системой является так называемая открытая система питания, при которой конденсат из конденсатора подается в открытый, т. е. сообщенный с атмосферой, теплый ящик, В этот же теплый ящик поступают дренажные конденсаты из подогревателей питательной воды, из систем отопления и др. В теплом ящике конденсат насыщается кислородом, что отрицательно влияет на работу котла.

Чтобы исключить увеличение количества кислорода в конденсате, удаляемом из конденсатора, в современных паротурбинных установках (ПТУ) применяют закрытую систему питания, при которой на всем пути от конденсатора до котла вода не соприкасается с атмосферным воздухом. При этом подача конденсатного насоса регулируется в зависимости от количества пара и конденсата, поступающего в конденсатор, а подача питательного насоса — в зависимости от уровня воды в котле. Поэтому в разные промежутки времени подача этих насосов может существенно различаться. Конденсатно-питательные системы в таких случаях должны обеспечивать безотказную работу обоих насосов и питание котлов.

На рис. 15.4 показана конденсатно-питательная система без деаэра-тора, при которой весь конденсат, включая дренажный, т. е. вся пита-тельная вода деаэрируется в конденсаторе /. Конденсатным насосом 10 конденсат подается во всасывающую магистраль питательного насоса 6. На напорной магистрали конденсатного насоса установлены охладитель 9 (конденсатор) эжекторов и подогреватель 7 питательной воды. Дренажные конденсаты из этих теплооб-менных аппаратов по трубопроводам направляются в конденсатор.

В конденсаторе имеется регулятор уровня конденсата. При повышении уровня воды в конденсаторе часть конденсата из напорной магистрали конденсатного насоса по трубопроводам 5 и 4 сбрасывается в уравнительную цистерну 3. При падении уровня конденсата в сборнике вода по трубопроводам 4 и 2 поступает в конденсатор из уравнительной цистерны. Для обеспечения надежной работы эжектора на режимах малых нагрузок установки предусматривается ре-циркуляция конденсата, осуществляемая вручную или автоматически по рециркуляционному трубопроводу 8.

Воздушная система.

3) Для всасывания паровоздушной смеси из конденсатора в современных судовых конденсационных установках применяют поддерживать переохлаждение конденсата согласно значению, указанному в инструкции, обычно при температуре около 1°C (при увеличении переохлаждения возникает дополнительный расход теплоты на подогрев питательной воды, направленной в котел);

4) следить за соленостью конденсата и содержанием в нем кислорода; 5) поддерживать необходимое давление пара перед эжектором и не допускать отклонений от рекомендуемых давлений на всасывании и нагнетании конденсатного и циркуляционного насосов на всех режимах работы.

Системы автоматической защиты турбоприводов

Общие сведения. При эксплуатации судовых турбоприводов могут возникнуть ненормальные условия их работы: сброс нагрузки при отключении электрогенератора в результате неисправности, падение давления масла, повышение противодействия в турбине, осевой сдвиг ротора, повышение температуры приводного насоса. Все это может вызвать аварию турбины. Поэтому турбоприводы снабжены защитными устройствами для немедленной аварийной остановки: выключателями предельной частоты вращения и предельного сдвига ротора, масляными выключателями и вакуум-реле.

Выключатели предельной частоты вращения (регуляторы безопасности) прекращают доступ пара в турбину при превышении частоты вращения на 12—15% сверх нормального, благодаря чему предотвращается разгон ротора турбины.

Выключатели предельного сдвига ротора прекращают доступ пара в турбину, когда при осевом перемещении ротора минимальный осевой зазор в проточной части турбины достигнет размера 0,1—0,3 мм или в случае, если толщина баббита на упорных подушках упорного подшипника станет меньше 0,1—0,3 мм.

Масляные выключатели прекращают доступ пара в турбину при снижении давления масла в смазочной системе из-за остановки масляных насосов, разрыва маслопровода, его засорения и подобных причин.

Вакуум-реле прекращают доступ пара в турбину при резком ухудшении вакуума в конденсаторе, благодаря чему предотвращается разрыв конденсатора в случае внезапного повышения давления за турбиной при срыве эжектора, остановке циркуляционного насоса и т. п.

Все упомянутые выключатели воздействуют при помощи специальной передачи на БЗК, установленный на паропроводе перед турбиной, и закрывают его. Совокупность выключателя БЗК и передачи от выключателя к клапану образует систему защиты турбины, которая называется быстрозапорным устройством (БЗУ).

Все существующие БЗУ подразделяются на механические, гидромеханические и гидродинамические.

Быстрозапорное устройство механического типа состоит из центробежного выключателя предельной частоты вращения, БЗК и рычажной передачи от выключателя к клапану.

Быстрозапорное устройство гидромеханического типа также имеет центробежный выключатель и БЗК, но передача от выключателя к БЗК гидравлическая, а сам клапан управляется гидравлическим сервомотором.

Гидродинамическое быстрозапорное устройство отличается от гидромеханического наличием (вместо центробежного выключателя) небольшого масляного насоса (импеллера), вращаемого валом турбины; к всасывающей части насоса подводится масло из смазочной системы. Напор этого насоса пропорционален.

квадрату частоты вращения турбины. При превышении на 12—15% максимальной рабочей частоты вращения под действием давления масла преодолевается натяжение пружины и закрывается быстрозапорный клапан непосредственно или с помощью золотника.

В случае гидравлической передачи от выключателя к БЗК система защиты включается в общую систему регулирования и смазки турбопривода. На всех турбоприводах предусмотрена возможность экстренного закрытия БЗК вручную путем удара по кнопке или рычагу БЗУ, которое воздействует на защелку или на слив масла из сервомотора БЗК, и последний немедленно закрывается.

В турбоприводах обычно применяются два типа выключателей предельной частоты вращения: центробежноударного действия и гидродинамические.

Центробежные выключатели предельной частоты вращения бывают бойковыми и с эксцентричным кольцом.

Схематическое устройство бойкового центробежного выключателя показано на рис. 15.6, о. В поперечном отверстии, просверленном в конце вала турбины, помещен цилиндрический боек. Центр тяжести бойка смещен от оси вращения, вследствие чего масса бойка при вращении создает центробежную силу, которая стремится выдвинуть

боек из отверстия и через передачу оказывает нужное воздействие на быстрозапорный клапан.

У выключателя ударного действия второго вида вместо цилиндрического бойка имеется эксцентричное кольцо (рис. 15.6, б), удерживаемое в определенном положении пружиной; при достижении предельной частоты вращения кольцо смещается в сторону и ударяет по соответствующему рычагу, воздействующему на быстрозапорный клапан.

При эксплуатации турбины центробежный выключатель регулируют. Для уменьшения частоты вращения, при которой срабатывает

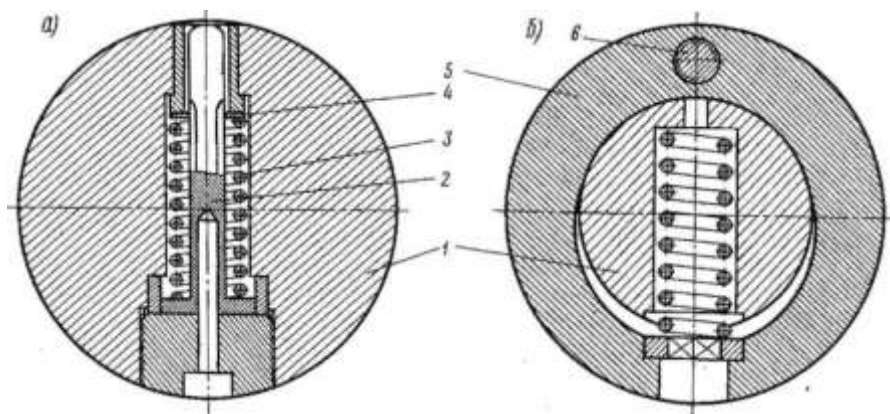


Рис. 15.6. Механические выключатели по предельной частоте вращения:

а — бойкового типа; *б* — с эксцентричным кольцом; 1 — ротор; 2 — боек; 3 — пружина; прокладка; 5 — кольцевой боек; 6 — груз

автоматический выключатель, пружину ослабляют, а для увеличения — затягивают. Нажатие пружины регулируется различными способами, зависящими от конструкции.

Быстрозапорные устройства механического типа. Установлены в турбоприводе насоса ПТ 40-20 (рис. 15.7).

Быстрозапорный клапан удерживается во взведенном положении системой рычагов 5, 5, 6, 7, крайний из которых упирается в защелку 11. При достижении турбонасосом предельной частоты вращения боек 2 центробежного выключателя преодолевает натяжение пружин, смещается от опорной гайки 1 и, ударя по левому плечу рычага 3, через рычаги 3, 5, 6, 7 выводит защелку 11 из зацепления. В результате освобождается втулка 8 БЗК, и пружина 9, перемещая ее, закрывает клапан 12, прекращая доступ пара в турбину. Для открытия БЗК

необходимо предварительно взвести втулку 8. Для этого нужно вращать маховик в сторону его закрытия (по часовой стрелке). При этом втулка 8, сжимая пружину 9, будет подниматься по резьбе штока до тех пор, пока защелка не зайдет за выступ шпонки 10, закрепленной на втулке 8. Когда втулка займет свое взведенное положение и будет удерживаться защелкой, открывают клапан 12, вращая маховик против часовой стрелки. Для немедленного закрытия БЗК вручную нажимают на кнопку 4 защитного устройства.

Следует учесть, что при длительном бездействии механического БЗУ возникают заедания, прикипания и другие неисправности деталей устройства, поэтому при эксплуатации турбопривода необходимо производить периодические проверки состояния устройства. Проверки действия БЗК выполняют путем его ручного сброса. Для проверки действия центробежного выключателя нужно довести частоту вращения турбины до предельной.

Быстрозапорные устройства гидромеханического типа, БЗУ гидромеханического типа установлено у турбопривода электрогенератора ТД-400. Силовое масло из системы регулирования подводится под поршень 7 (рис. 15.8) сервомотора БЗК, вследствие

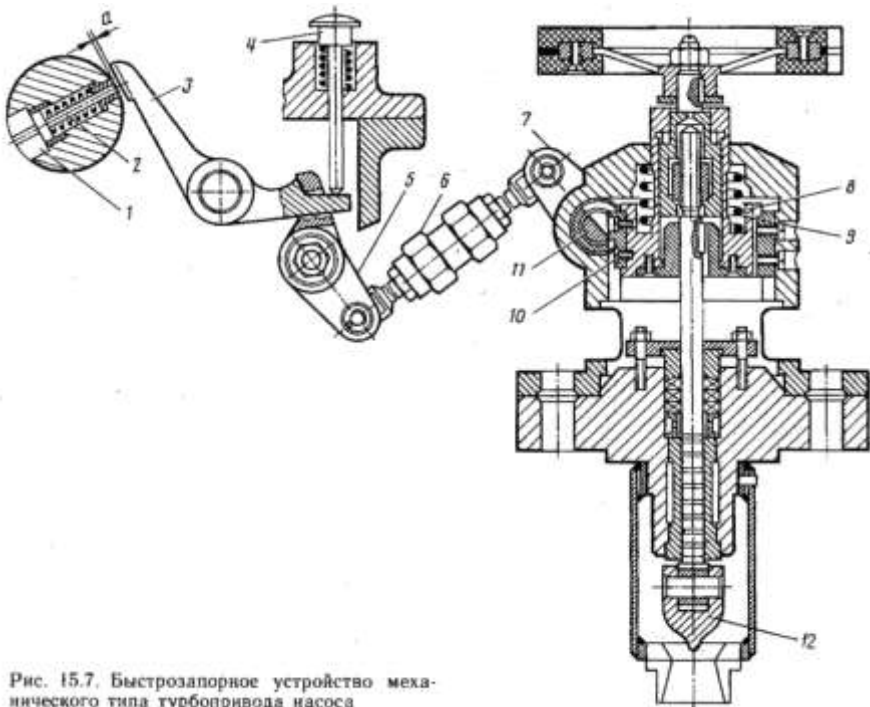
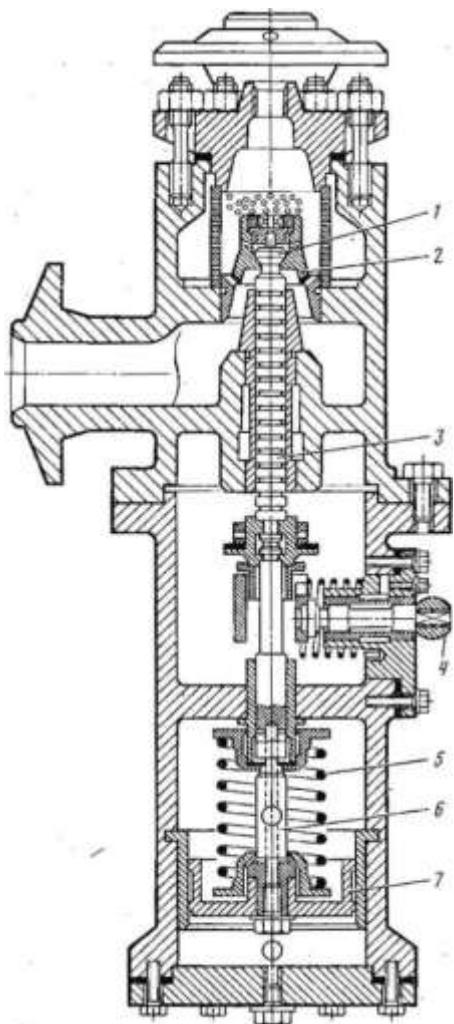


Рис. 15.7. Быстрозапорное устройство механического типа турбопривода насоса

чего клапан держится открытым. При этом свежий пар, пройдя паровое сито, поступает в сопловую коробку турбины. При срабатывании

центробежного регулятора или другого защитного устройства прекращается подача масла в нижнюю полость сервомотора и находящееся под поршнем масло направляется на слив. Под действием пружины 5 БЗК закрывается. Шток 6 поршня сервомотора связан со штоком 3 клапана, который выполнен заодно с пусковым (разгрузочным) клапаном 1. Для подъема пускового клапана предусмотрена специальная рукоятка 4. Цифрой 2 обозначен основной клапан БЗК.



Быстрозапорные устройства гидродинамического типа. У БЗУ гидродинамического типа обычно все защитные устройства комплектуются в одном блоке, что упрощает их обслуживание. В блоке защиты турбопривода электрогенератора (рис. 15.9) смонтированы три выключателя 4, 2 и 8 соответственно по предельной частоте вращения, падению давления в системе смазки и падению разряжения в конденсаторе.

При достижении предельной частоты вращения турбопривода, соответствующего 113—115% номинального, давление масла, поступающего от импеллера (центробежного масляного насоса, вращаемого валом турбопривода) через окно з в блок защиты, преодолевает натяжение пружины 3, перемещает золотник 5

Рис. 15.8. Быстрозапорный клапан турбопривода электрогенератора

вверх и сообщает между собой окна е, л, м. Астатический золотник 7 перемещается вниз, закрывает окно н и сообщает между собой окна о и «. При этом масло из-под поршня

сервомотора БЗК (см. рис. 15.8) пойдет на слив. Под действием пружины БЗК закроется, прекратив доступ пара в турбину.

При пуске турбины открытие (взвод) БЗК осуществляется перемещением золотника 5 (см. рис. 15.9) в верхнее положение рукояткой б. Этой же рукояткой закрывают (выключают) БЗК для аварийной остановки.

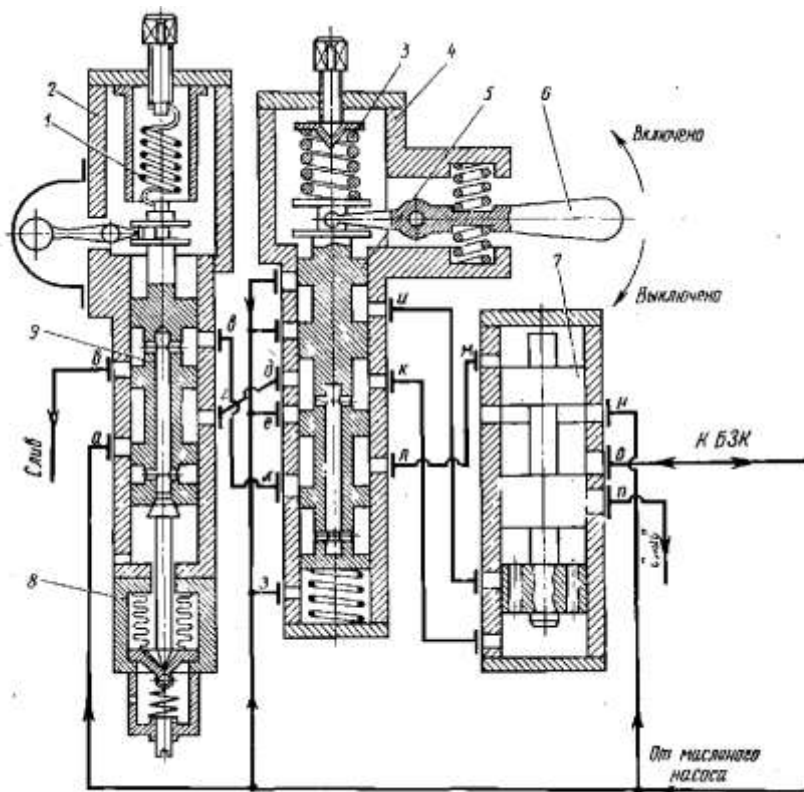


Рис. 15.9. Блок защиты турбопривода электрогенератора

При падении давления масла в системе смазки золотник 9 масляного выключателя 2 под действием растянутой пружины / переместится вверх, разобьёт окна а и г, через которые силовое масло поступало под астатический золотник 7, удерживая его в верхнем положении. При этом масло из-под астатического золотника через окна к, д, г, б направляется на слив, а через окна а, сверление в золотнике 9 и окна в, ж, л, м — в полость над золотником. Золотник переместится вниз. Это, как и в предыдущем случае, вызывает слив масла из-под поршня сервомотора БЗК, и последний закроется.

При падении вакуума в конденсаторе золотник 9 переместится вверх, так как повысится давление пара в сильфоне выключателя 8, который импульсной трубкой связан с паровым пространством конденсатора. Остальное произойдет так же, как и в предыдущих случаях.

Системы автоматического регулирования турбоприводов

Турбоприводы электрогенераторов должны иметь особую систему, сохраняющую постоянную частоту вращения (в пределах неравномерности), при которой обеспечиваются постоянными напряжение и частота тока в судовой цепи с отклонением не более $\pm 2,5\%$. Заданная частота вращения при изменении нагрузки поддерживается изменением количества подводимого пара к сопловым или дроссельному клапанам, которое прямо пропорционально изменению мощности.

В современных турбоприводах применяется непрямая система регулирования, которая имеет следующие основные органы: датчик — регулятор (измеритель) частоты вращения турбины; органы парораспределения — сопловые или дроссельный клапаны; исполнительный механизм — гидравлический сервомотор, с помощью которого датчик-регулятор частоты вращения прикрывает дроссельный или закрывает сопловые клапаны; задающее устройство — синхронизатор, устанавливающий и изменяющий заданную частоту вращения.

В отечественных турбоприводах электрогенераторов в основном используются гидродинамические системы регулирования, в которых в качестве датчика служит импеллер. Большинство турбоприводов электрогенераторов иностранной постройки оснащены гидромеханическими системами регулирования, где датчиком является центробежный регулятор механического типа.

Схема гидромеханической системы регулирования показана на рис. 15.10. При частоте вращения, соответствующей

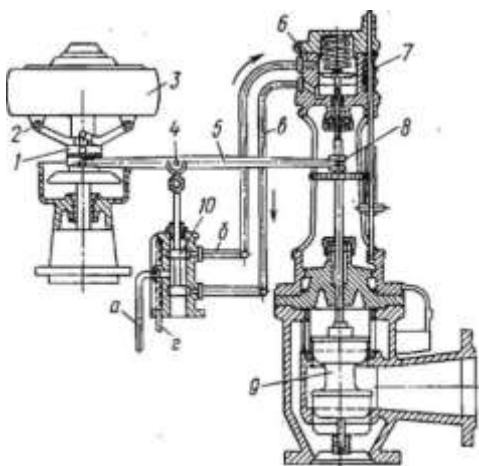


Рис. 15.10. Схема гидромеханической системы регулирования турбопривода электрогенератора

установившемся режиму, давление масла под поршнем 7 сервомотора б, воздействующее на дроссельный клапан 9, уравнивается пружиной. При нормальной частоте вращения турбины дроссельный клапан 9 открыт на определенный размер. При этом поршень 7 сервомотора б и его распределительный золотник 10 находятся в среднем положении. При увеличении частоты вращения турбины выше нормального грузы 2 центробежного регулятора 3 расходятся и поднимают муфту 1, которая поворачивает рычаг 5 вокруг пальца 8; при этом поднимается золотник 10.

В цилиндр золотника 10 по трубе а подается масло под давлением 0,4 — 0,6 МПа. При подъеме золотника масло по трубе б направляется в верхнюю полость цилиндра сервомотора б, а из нижней полости по трубам в и г выходит наружу. Поршень сервомотора, передвигаясь, начнет прикрывать дроссельный клапан 9. При этом развиваемая мощность турбины уменьшается, а частота вращения доводится до нормальной. Когда поршень 7 сервомотора опускается, опускается также палец 8. Перемещение пальца 8 вызовет перемещение пальца 4, в результате чего золотник 10 начнет возвращаться в среднее положение. Этим исключается возможность чрезмерного прикрытия регулирующего клапана.

При уменьшении частоты вращения процесс регулирования протекает в обратном порядке. Грузы регулятора сближаются и его муфта опускается; в результате золотник опускается, впускает масло по трубам а и в под поршень сервомотора, и дроссельный клапан поднимается. При передвижении поршня сервомотора вверх масло из верхней полости направляется по трубам б и г в масляный бак.

Гидромеханическая система регулирования японской фирмы «Мицубиси» (рис. 15.11) работает следующим образом. Датчик — центробежный регулятор б управляет сливом масла из нижней полости проточного золотника 7, изменяя зазор а между торцами шпинделя регулятора и золотником, при изменении нагрузки электрогенератора. При увеличении нагрузки в связи с уменьшением частоты вращения грузы регулятора сходятся, шпиндель поднимается, уменьшая зазор а, давление под поршнем одностороннего сервомотора 2 возрастает, что приводит к перемещению в сторону большего открытия клапана 1, регулирующего подачу пара в турбину. При этом рычаги обратной связи 3 поднимут золотник 7, увеличивая зазор а. Наименьший зазор а устанавливается при полной нагрузке электрогенератора, наибольший — при холостом ходе. Синхронизатором 5 можно переместить опору правого рычага 3 обратной связи, изменяя зазор а и, следовательно,

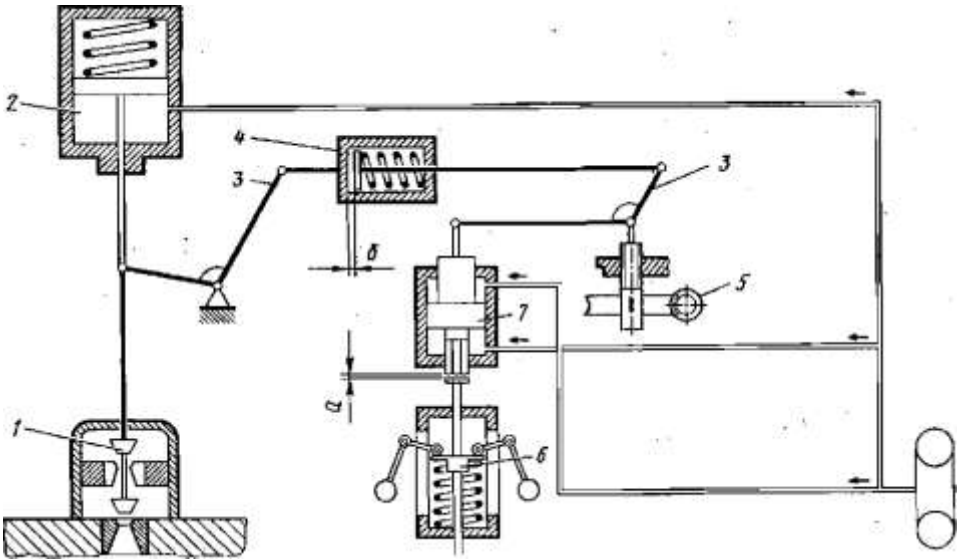


Рис. 15.11. Схема гидромеханической системы регулирования частоты вращения турбоприводов электрогенераторов фирмы «Мицубиси»

и, следовательно, заданную частоту вращения.

Для вывода турбопривода электрогенератора на режим наибольшей мощности синхронизатор перемещают рычаг 3 обратной связи вниз. В момент полного открытия регулирующего клапана прекращается движение его штока, происходит разъединение тяг обратной связи в

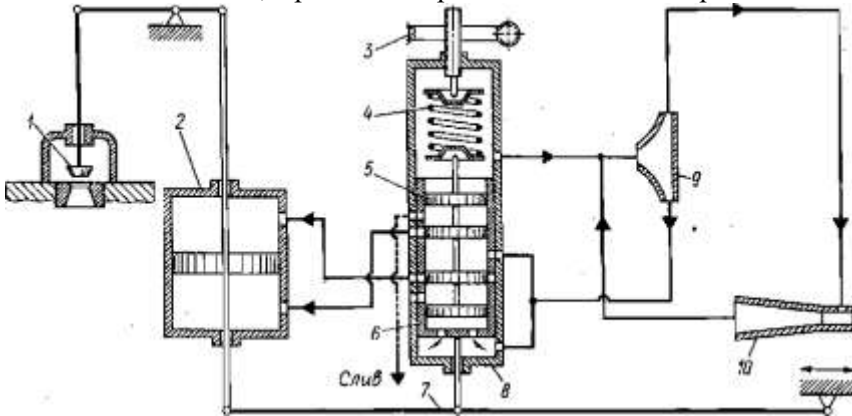


Рис. 15.12. Схема гидродинамической системы регулирования частоты вращения отечественных турбоприводов электрогенераторов ТД-400 и ТД-600

муфте 4 и действие регулятора частоты вращения на регулирующий клапан прекращается. При возрастании частоты вращения турбопривода до 103 % номинального значения центробежный регулятор 6 опускает золотник 7 настолько, что зазор б в муфте 4 исчезает. При этом восстанавливается жесткая связь в системе регулирования, центробежный выключатель вступает в действие и, прикрывая регулирующий клапан 1, удерживает турбогенератор от разгона.

Гидродинамическая система регулирования турбоприводов электрогенераторов ТД-400, ТД-600 показана на рис. 15.12.

Импульсным датчиком является импеллер 9, подающий масло в смазочную систему и систему регулирования. Подпор на всасывании насоса создается инжектором 10, расположенным в масляном баке. Регулирующими органами парораспределения являются четыре сопловых клапана 1, подвешенные к траверсе на штоках различной длины и перемещающиеся последовательно (см. рис. 13.5), благодаря чему обеспечивается плавное регулирование турбин.

Золотник 5 управляющего гидродинамического регулятора 8 нагружен пружиной 4 и воспринимает разность давлений на магистралях нагнетания и всасывания импеллера. При установившемся режиме золотник находится в равновесном состоянии, перекрывая окна в золотниковой буксе 6. При увеличении нагрузки электрогенератора частота вращения турбины, а следовательно, и импеллера (датчика) уменьшается, вследствие чего понижается давление под золотником 5. Под действием задающей пружины 4 золотник переместится вниз, открывая доступ масла в верхнюю полость сервомотора 2. Поршень сервомотора, двигаясь вниз, увеличит открытие сопловых клапанов 1 и, следовательно, частоту вращения турбогенератора. При этом рычаг обратной связи 7 сместит вниз буксу 6, которая отсечет подачу масла к сервомотору 2 при новом установившемся режиме.

При необходимости установления другой частоты вращения турбогенератора синхронизатором 3 изменяют натяг задающей пружины 4. Это вызывает смещение золотника регулятора вниз. Процесс, описанный выше, повторяется и наступает новое равновесное состояние.

Контрольные вопросы

1. Каково основное назначение смазывания вспомогательного турбоагрегата?
2. Какие масла применяются для смазывания турбомашин?

3. Как устроена, какими насосами и аппаратами оборудуется напорная (форсированная) смазочная система?

4. Для какой цели предусматривается система укупорки и отсоса пара от концевых уплотнений турбин?

5. Каково назначение быстрозапорного устройства? Из каких главных частей оно состоит?

6. Объясните с помощью рисунка устройство и действие выключателя предельной частоты вращения механического типа.

7. Перечислите основные требования, предъявляемые к системе регулирования частоты вращения паротурбоприводов.

8. Рассмотрите принципиальные схемы гидромеханической и гидродинамической систем регулирования частоты вращения Турбоприводов и поясните принцип их работы.

9. Какие системы обслуживают конденсационное устройство турбоприводов?

10. Объясните с помощью рисунка работу циркуляционной системы конденсационного устройства.

Литература

Верете А. Г., Дельвинг А. К. Судовые паровые и газовые энергетические установки: Учебник для мореходных училищ.—2-е изд., перераб. и доп.— М.: Транспорт, 1990.- 240 с. Стр. 178-204