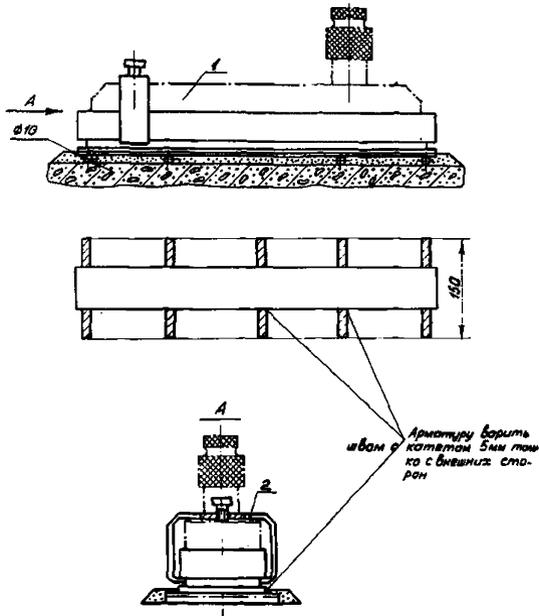


1 - площадка; 2 - защитный короб.

Рисунок Л.4 - Площадка для переносного измерителя уровня на корпусе подшипников

Примечания:

- после черновой механической обработки деталь поз. 1 подвергнуть отпуску,
- чистовую обработку детали произвести после термообработки.
- площадку установить по уровню с точностью $\pm 0,02$ мм/м.
- переносной измеритель уровня должен прилегать к детали поз. 1 всеми четырьмя опорными площадками. Крепление площадки к ригелю осуществляется бетонированием арматуры.
- площадка в перерывах между измерениями должна быть закрыта коробом (поз. 2), который крепится к площадке двумя болтами Мв, l=12.
- площадка крепится к корпусу подшипников четырьмя болтами Мв или сваркой.



1 — уровень; 2 — зажим.

Рисунок Л.5 - Установка переносного измерителя уровня на ригеле фундамента

Установка рамных или брусковых переносных измерителей уровня (по ГОСТ 11196—74, ГОСТ 9392—89) на ригеле фундамента, закрепленных жесткими хомутами на время пуска-останова турбины, если температура среды в зоне измерения не опасна для работоспособности приборов (рисунок Л.5). При этом необходимо определять положение обоих концов пузырька прибора и осреднить полученные значения, чтобы учесть изменения размеров пузырька с изменением температуры.

Измерения поворотов, абсолютных осевых перемещений корпусов подшипников, а также поперечных расширенных лап корпусов ЦВД и ЦСД по штатным механическим указателям ведут при остановках турбины и пусках ее из холодного состояния ($t_{\text{ЦСД}}$ до 150°C) не реже двух раз в год. В процессе пуска измерение параметров, не регистрируемых на лентах, следует вести через каждый час до полной стабилизации теплового состояния турбины. При остановке измерения ведут каждые 4 часа. В одном из пусков целесообразно с помощью индикаторов часового типа проверить синхронность перемещений левой и правой сторон корпуса подшипников.

Максимальный поворот корпуса подшипников (ригеля) определяют как изменение значений угла наклона в процессе пуска или останова. Наиболее достоверные результаты измерений получаются при непрерывной автоматической регистрации поворотов и перемещений в течение приблизительно двух недель от начала пуска (или останова) до полного нагрева (или остывания) турбины и фундамента.

Л.2.3 Для контроля температурного состояния наиболее нагретой фундаментной рамы (на турбинах с промежуточным перегревом - это рама между ЦВД и ЦСД) целесообразно установить шесть термоэлектрических преобразователей типа

ТХК-1479 на наружной поверхности (рисунок Л.3), в том числе и в районе вертикальной шпонки.

Измерение температуры фундамента и фундаментных рам следует вести не реже одного раза в месяц при номинальной нагрузке.

Л.3 Способы нормализации тепловых расширений

Л.3.1 Нормализация состояния среды, окружающей поверхности скольжения

При температуре поверхности ригеля более 48°C , а фундаментной рамы более 100°C необходимо устранить протечки пара из ближайших уплотнений, проверить и отладить работу отсосов системы уплотнений цилиндров, проверить и восстановить изоляцию.

Установить при необходимости водоохлаждаемые экраны, предохраняющие от перегрева корпус подшипников, ригель и раму. Экранирование прежде всего необходимо на турбинах мощностью 200 и 300 МВт, у которых к средней опоре обращены наиболее горячие паровпускные части. Экраны целесообразно размещать в соответствии рисункам Л.6-Л.8. Панельная конструкция экранов облегчает условия монтажа и ремонта.

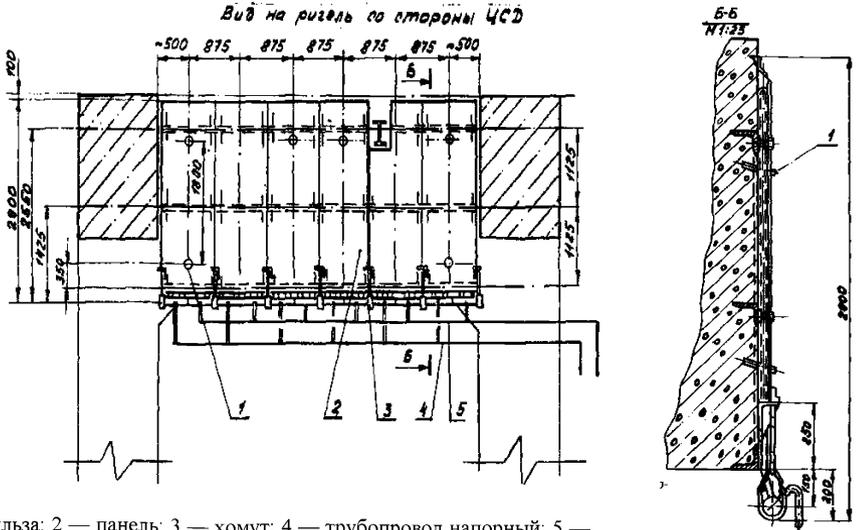


Рисунок Л.6 - Система охлаждения ригеля конденсатом

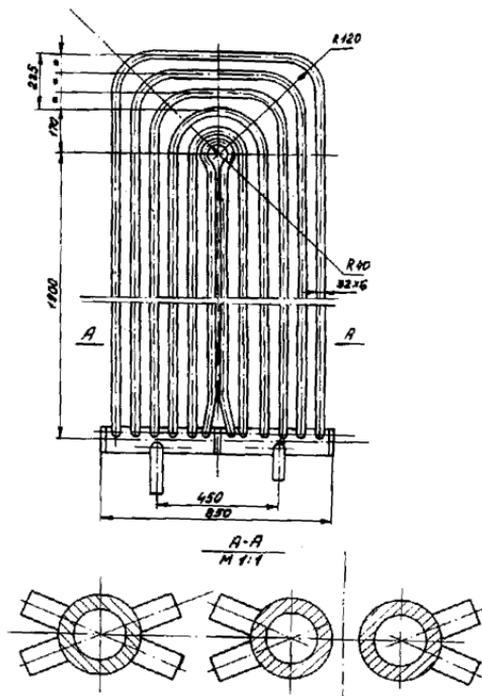
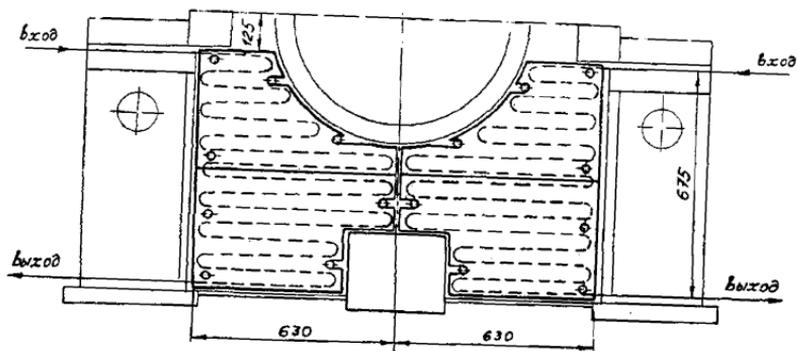


Рисунок Л.7 - Охлаждающая панель



Страна ЦСД

Рисунок Л.8 - Охлаждение опоры среднего подшипника

Для уменьшения протечек пара из концевых уплотнений возможна реконструкция по образцу проекта «Модернизация схемы концевых уплотнений турбины К-300-240-2 ХТГЗ с целью ликвидации обводнения масла, повышения маневренности и экономичности турбины» (ХФ ЦКБЭнерго № 27Т271-1424).

Л.3.2 Уменьшение сил трения поверхностей скольжения корпусов подшипников

Л.3.2.1 Покрытие поверхностей скольжения корпусов подшипников фторлоном

Фторлоновое покрытие в виде ленты толщиной 1,7 мм и шириной от 100 до 130 мм применяется на турбинах ПОТ ЛМЗ мощностью 500 МВт и выше. Покрытие крепится к фундаментной раме эпоксидным клеем ЭД-20, допускающим работу до 150°С. Установка фторлона должна производиться под руководством представителя ПОТ ЛМЗ. Ориентировочный срок службы покрытия 10 лет. Замена покрытия производится со снятием корпусов подшипников через один капитальный ремонт. Это определяется способом крепления (приклейкой) ленты к фундаментной раме. Заводом в настоящее время разработан и проходит опытную проверку на турбинах механический способ крепления ленты.

Л.3.2.2 Покрытие поверхностей скольжения корпусов подшипников металлофторопластовой лентой

Металлофторопластовая лента в виде полос толщиной 1,0, 1,7 и 3 мм и шириной до 130 мм крепится к фундаментным рамам механическим способом (рисунок Л.9). Установка и замена ее возможны без демонтажа корпуса подшипника, если позволяет центровка роторов.

Л.3.2.3 Установка промежуточных пластин на опорной поверхности скольжения корпусов подшипников

При снятии средней опоры и фундаментной рамы во время замены цилиндров устанавливаются сменные пластины модульного типа (рисунок Л.10). Они позволяют за две смены при кратковременных выводах из работы зачистить поверхности скольжения и заменить смазывающий материал.

Л.3.2.4 Нанесение антифрикционной смазки

Антифрикционная смазка ВТИ-ЛМЗ или аналогичные с более термостабильными свойствами применяется на турбинах любых типов мощностью до 500 МВт и турбинах 500 МВт производства ПОАТ ХТЗ.

Предельная температура эксплуатации спецпаст 120°С.

Спецпасты изготавливают из дисульфида молибдена и синтетического масла ИВВИОЛЬ-3 или ОМТИ, взятых в равных весовых отношениях. Компоненты перемешиваются в течение 30 минут до образования однородной массы. Замена синтетического масла нефтяными не допускается.

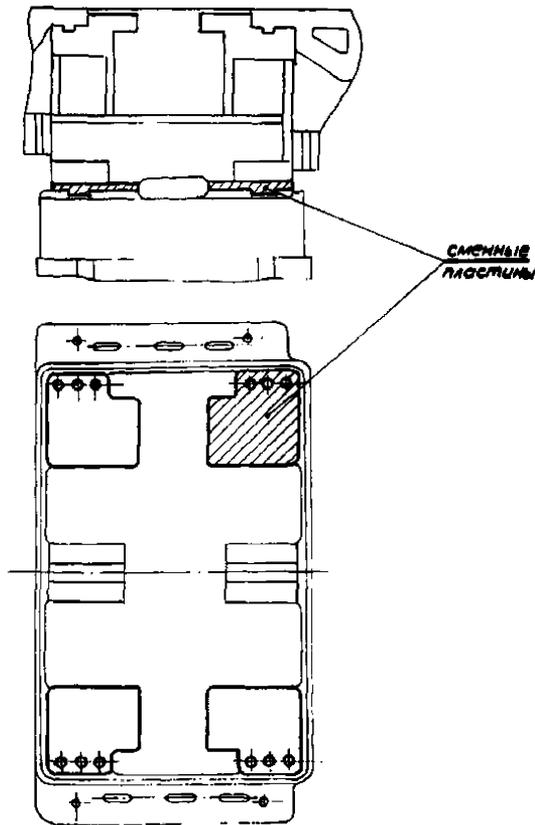


Рисунок Л.10 - Эскиз установки сменных пластин модульного типа

При каждом капитальном ремонте необходимо осматривать и очищать поверхности скольжения корпусов подшипников № 1 и № 2, а также поверхности шпоночных соединений от ржавчины и грязи. Непосредственно перед нанесением пасты необходимо обезжировать поверхности вначале бензином, затем ацетоном.

Паста наносится на поверхности скольжения тонким слоем валиком из толсто-стенной резины.

После нанесения спецпасты и опускания корпуса подшипника необходимо провести ревизию и смазывание диванчиков, препятствующих отрыву корпусов подшипников от фундаментных рам.

В дальнейшем по состоянию пасты на диванчиках можно оценить состояние пасты на поверхностях скольжения.

Расход пасты на смазывание двух корпусов подшипников турбины до 0,6 кг.

Л.3.2.5 Нанесение сухого чешуйчатого графита

Применение антифрикционных смазок не допускается, если уровень температур фундаментной рамы не может быть обеспечен ниже 100 °С. В этих случаях поверхности скольжения следует натирать сухим чешуйчатым графитом с последующим удалением излишка.

Л.3.2.6 Замена антифрикционных покрытий

При появлении нарушений теплового расширения цилиндров во время пусков между капитальными ремонтами необходимо понижением нагрузки и параметров пара добиться хотя бы небольшого сокращения абсолютной длины турбины, после чего вновь продолжить ее нагрев. При повторении нарушений необходимо в ближайший текущий ремонт добавить спецпасту или заменить ее.

Для турбин, имеющих специальные устройства для добавления пасты (К-300-240 ХТЗ и К-500-240 ХТЗ), спецпасту запрессовывают через прессмасленки и четыре угловые площадки скольжения, для чего каждый из углов опоры поочередно приподнимают на от 0,1 до 0,2 мм. Подъем осуществляют мостовым краном, трос от которого через динамометр крепят к лапе корпуса ЦВД и ЦСД. Нагрузка на кран контролируется динамометрами, а подъем корпусов подшипников по индикаторам.

Перед подъемом корпусов подшипников диванчики между фундаментом и корпусом подшипника должны быть сняты, а зазор между верхним диванчиком и лапой цилиндра заполнен фольгой.

Запрессовку пасты продолжают до появления ровного слоя пасты из зазора между опорной поверхностью корпуса подшипника и фундаментной рамой.

При отсутствии на турбинах специальных приспособлений пасту наносят, приподнимая корпус подшипников на глубину от 40 до 50 мм, без вскрытия цилиндров. Подъем корпуса подшипников ведут в следующем порядке.

Снимают крышку корпуса подшипника №2, снимают или вскрывают масляные уплотнения, верхние половины заднего камина ЦВД и переднего камина ЦСД, выкатывают сегменты уплотнений из нижних каминов ЦВД и ЦСД, разбирают муфту РВД — РСД.

Передние лапы ЦСД поднимают от 0,2 до 0,3 мм, вынимают поперечные шпонки или постоянные прокладки и опускают лапы на временные опоры. Затем на временные опоры переводят задние лапы ЦВД. Опоры могут быть выполнены по образцу П-образных приспособлений или в виде индивидуальных опор под каждую лапу.

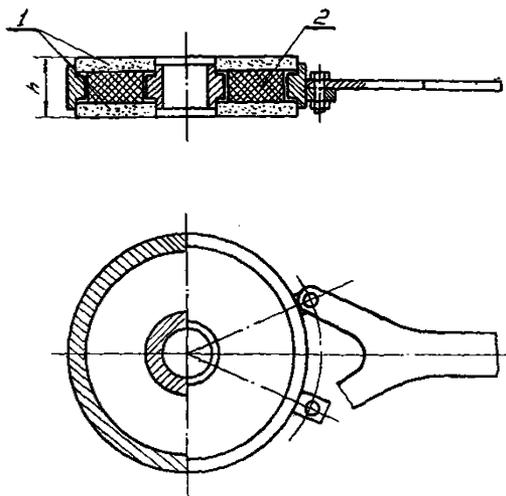
РСД поднимают на 0,5 мм и в нижнюю половину камина вместо сегментов уплотнений закатывают монтажное полукольцо, толщина которого должна быть больше толщины вынутых сегментов на величину нижних зазоров. На турбинах НПО «Турбоатом» (ХТГЗ) опирание роторов на нижние половины каминов может привести к деформации последних. В связи с этим для подвешивания роторов необходимо изготовление специальных приспособлений, использующих резьбовые отверстия для крепежа верхних половин корпусов каминов. Выкатывают передний подшипник ЦСД и ротор опускают на монтажное полукольцо. Аналогично переводится на монтажное полукольцо задний конец РВД.

Корпус подшипника поднимают на величину, равную вертикальному размеру поперечных шпонок (от 40 до 50 мм), краном или четырьмя стяжными болтами через отверстия в лапах. На некоторых турбинах (например, К-300-240 ЛМЗ) для проведения подобных операций бугель, предназначенный для приподнимания роторов, должен быть реконструирован так, чтобы он не препятствовал подъему корпуса подшипника на необходимую высоту.

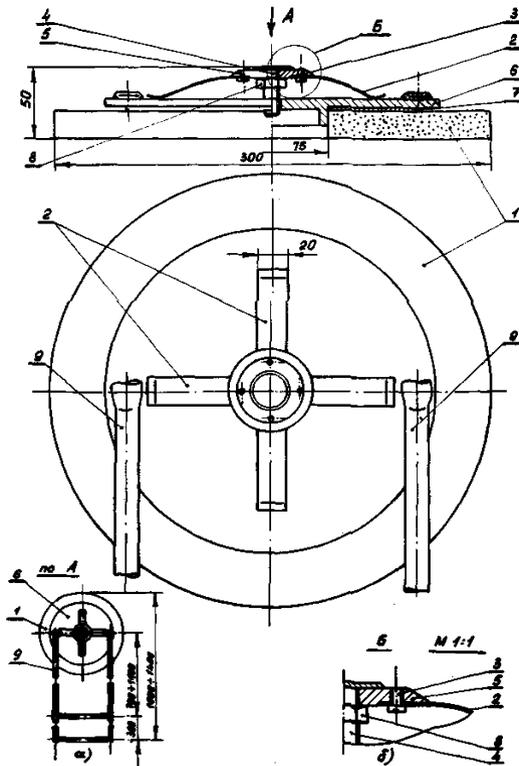
Чистку поверхностей скольжения ведут с помощью приспособлений, разработанных в ЦРМЗ Мосэнерго и МЭРе (рисунки Л.11, Л.12). Для осмотра поверхностей

скольжения целесообразно использовать эндоскоп или более современные технические средства.

После проверки на чистоту и обезжиривания на поверхности скольжения и продольные шпонки наносят пасту.



1 — шлифовальный круг; 2 — упругая прокладка (резиновое кольцо или гофрированная пружина).
Рисунок Л.11 - Приспособление для чистки поверхностей скольжения (II вариант)



1 — шлифовальный круг; 2 — листовая пружина; 3 — винт М4; 4 — латунный винт М10;
5 — пластина для крепежа пружины; 6 — ступица; 7 — прокладка; 8 — гайка МЮ; 9 — труба $d=16$.

Рисунок Л.12 - Приспособление для чистки поверхностей скольжения (II вариант)

Л.3.2.7 Защита зазора между поверхностями скольжения корпусов подшипников и фундаментными рамами

Применение любых антифрикционных покрытий недопустимо без установки грязезащитных экранов.

Грязезащитные экраны предотвращают попадание на поверхность скольжения частиц пыли в смеси с паром, водой, маслом, которые увеличивают коэффициент трения от двух до трех раз.

Для качественного монтажа экранов со стороны цилиндров во время выполнения работ необходимо демонтировать трубы подвода пара на уплотнения.

Экраны изготавливают по месту из нержавеющей фольги толщиной 0,2 мм (рисунок Л.9) или листового алюминия марки АД1Н-08 по ГОСТ 21631-76 и устанавливают с уклоном от оси турбины к периферии корпуса подшипников для стока конденсата и масла к краю маслосборной канавки (рисунок Л.13). Зазор на боковой поверхности корпуса подшипников должен быть уплотнен одним из способов, указанных на рисунке Л.14.

Аналогичные эскизы выпущены заводами-изготовителями ПОАТ ХТЗ (эскиз 447/500-240-2) и ПО ЛМЗ (эскиз Э-49637, Э-49638).

Л.3.3 Ревизия поперечных шпонок корпусов цилиндров

При разности поперечных расширений левых и правых лап корпусов ЦВД и ЦСД более 1 мм необходимо при ближайшем продолжительном ремонте после полного остывания корпусов провести ревизию поперечных шпонок с устранением следов натиров и заеданий.

Одновременно рекомендуется придать поперечным шпонкам из стали ромбовидную форму (рисунок Л.15), а поперечные шпонки из чугуна целесообразно заменить на стальные ромбовидные. Величина зазора в средней части шпонки рекомендуется в пределах от 0,15 до 0,20 мм.

Если при ревизии поперечных шпонок обнаружены грубые задиры, необходимо провести ревизию вертикальных шпонок на отсутствие закусываний и деформаций.

Целесообразно применять разрезные поперечные шпонки, исключая передачу на корпус подшипника, разворачивающего момента (чертежи реконструкции переднего корпуса подшипников— ПТ-1002М4, среднего корпуса подшипников — ПТ-1003М3).

Л.3.4 Увеличение жесткости «мертвой» точки турбины

Для предотвращения перемещения выхлопных частей ЦСД и ЦНД в сторону генератора целесообразно установить устройства, выполненные по одному из вариантов, представленных на рисунках Л.16-Л.18.

На некоторых типах турбин, например, ПТ-60-130 ЛМЗ, Т-250/300-240 ТМЗ небольшое уменьшение поворота корпуса подшипника можно достичь переносом точки толкания цилиндром корпуса подшипника ближе к плоскости скольжения (рисунки Л.19-Л.21). Эти устройства могут быть рекомендованы в опытно-промышленную эксплуатацию.

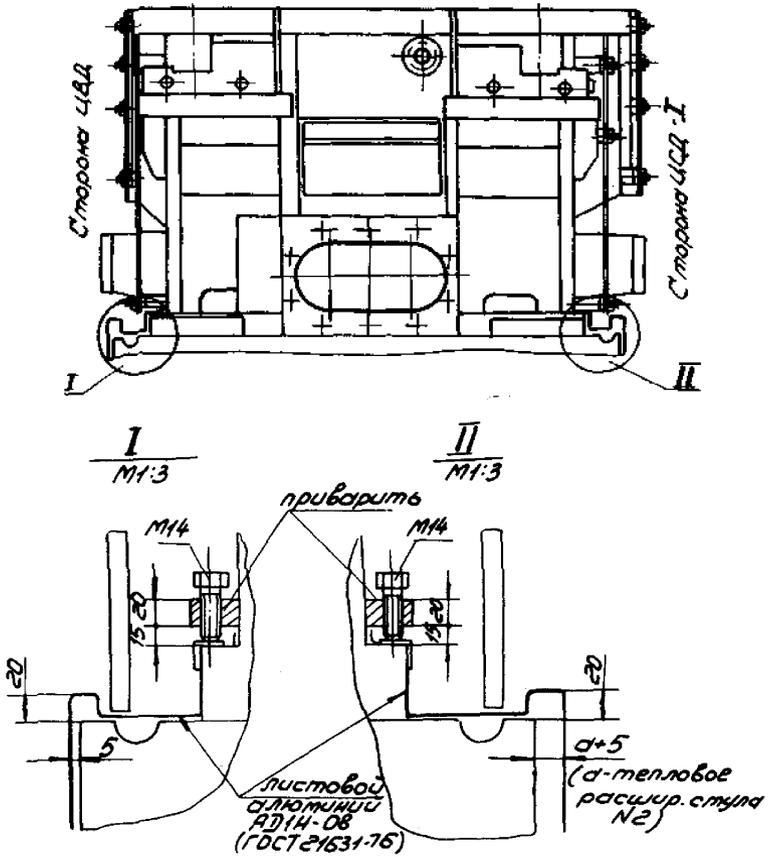


Рисунок Л.13 - Экранирование зазора между опорными поверхностями корпуса подшипников и фундаментной рамой турбины (торцевая поверхность)

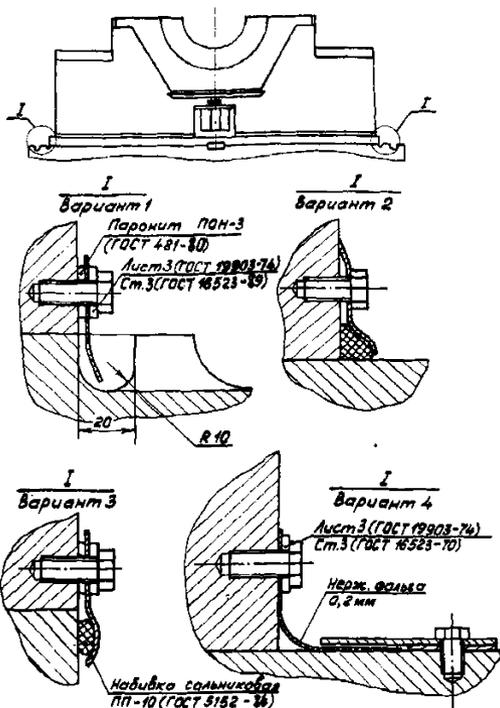


Рисунок Л. 14 - Экранирование зазора между опорными поверхностями корпуса подшипников и фундаментной рамой турбины (боковая поверхность)

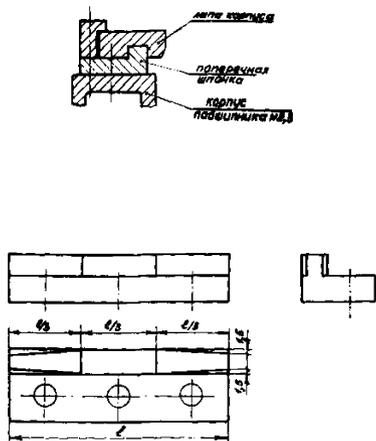
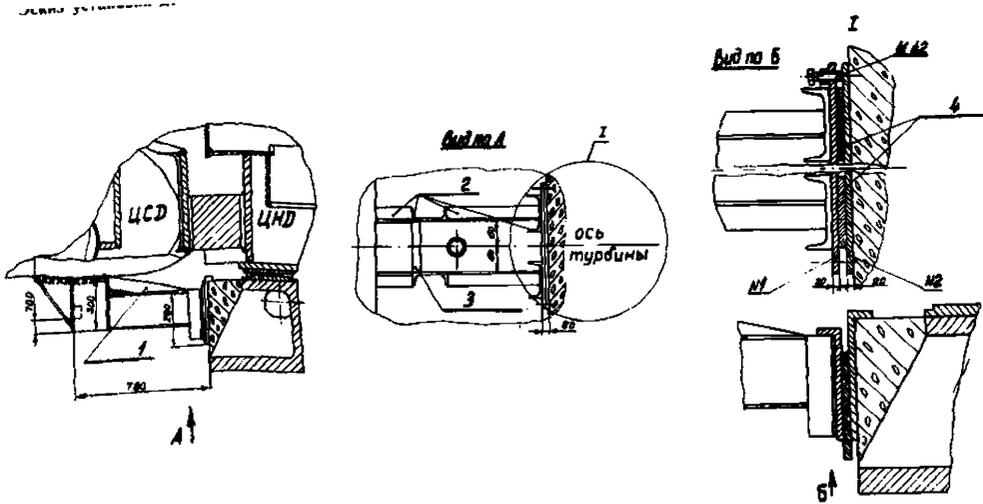


Рисунок Л. 15 - Эскиз дополнительной обработки поперечных шпонок цилиндров турбин

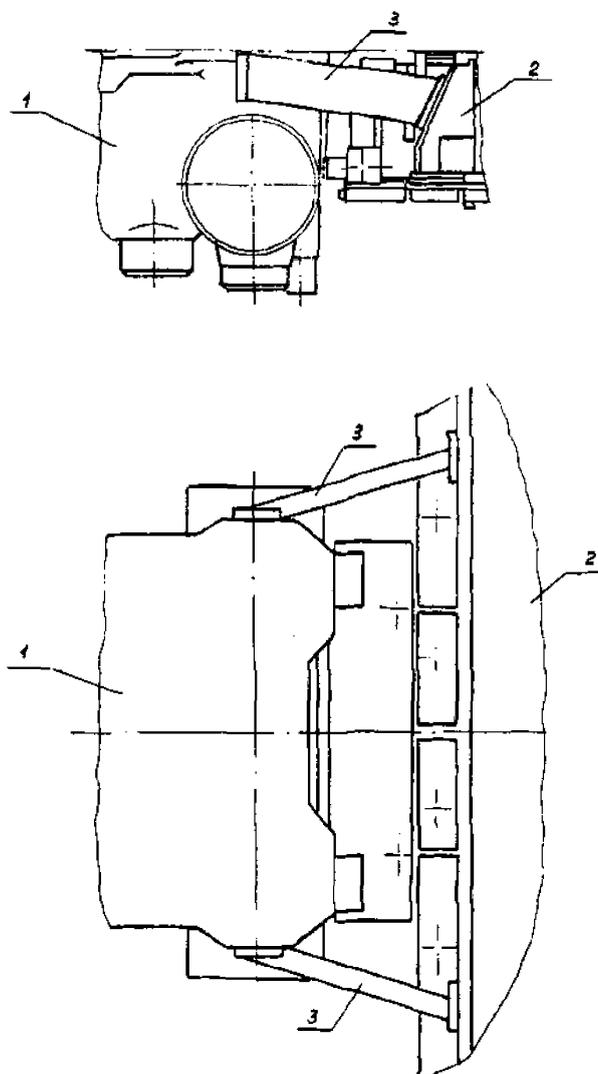


Б — 75 × 75 × 5 ГОСТ 8509—72
 I — уголок Ст. 3 ГОСТ 535—79 — устройство для устранения зазора в упоре заднего конца ЦСД в фундаментную раму.

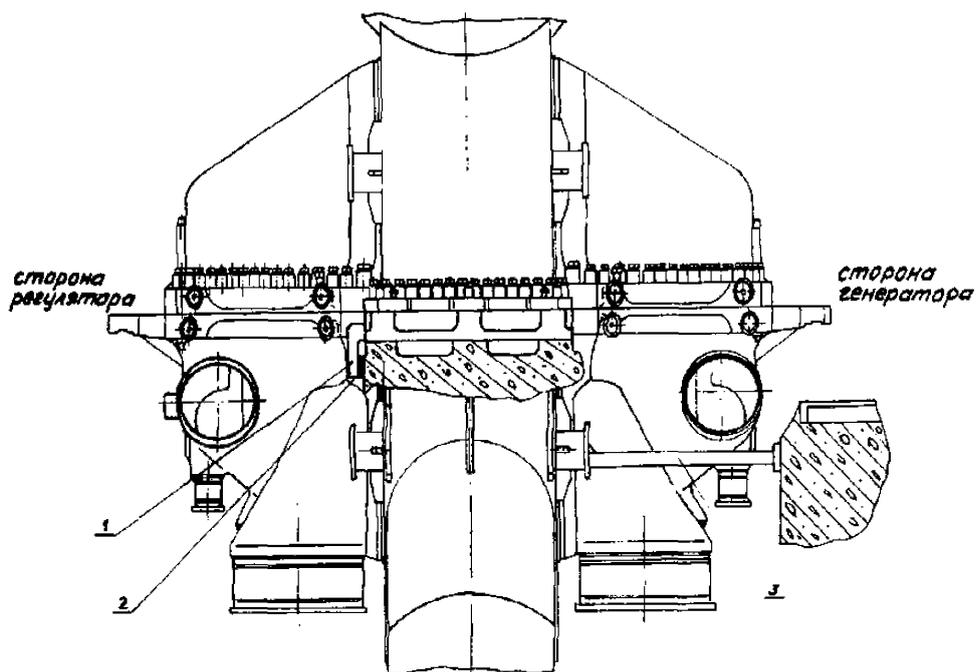
Вид по А: 2 — швеллер 20 $\frac{\text{ГОСТ 8240—89}}{\text{Ст. 3 ГОСТ 535—79}}$; 3 — брус 40 × 60, l = 300.
 Ст. 3 ГОСТ 535—79

Вид по Б: 4 — металлическая прокладка (толщина определяется после прижатия плиты № 2 к фундаменту).

Рисунок Л.16 - Эскиз установки дополнительных жесткостей для упора заднего конца ЦСД в фундаментную раму турбины К-800-240

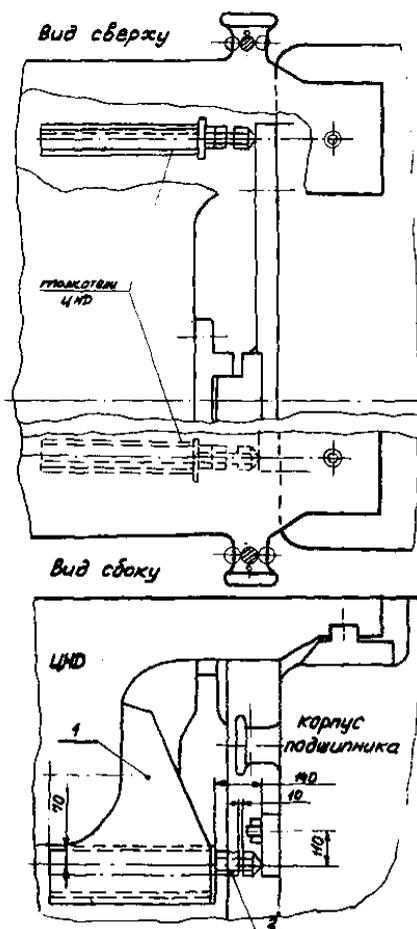


1 - выхлоп ЦСД; 2 - выхлоп ЦНД; 3 - дополнительные ребра жесткости
Рисунок Л.17 - Эскиз ужесточения выхлопа ЦСД турбины К-500-240



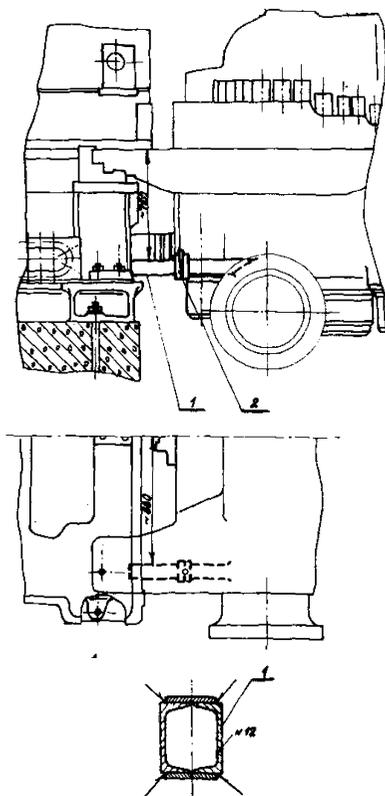
1 - дополнительное ребро жесткости; 2 - прокладка; 3 - дополнительное ребро жесткости в нижней части корпуса.

Рисунок Л.18 - Эскиз ужесточения ЦСД-2 турбины Т-250/300-240 ТМЗ



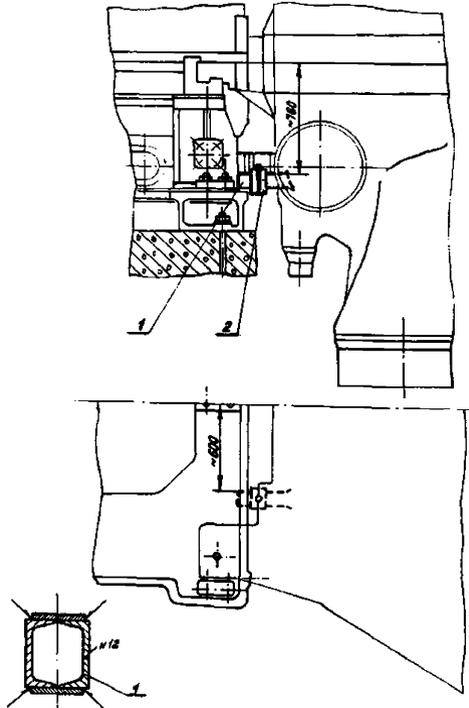
1 - дополнительные ребра жесткости; 2 - нажимные болты с контргайками.

Рисунок Л.19 - Эскиз дополнительных толкателей ЦНД к корпусу подшипника турбины ПТ-60-130 ЛМЗ



1 - сварной короб; 2 - домкрат клиновой

Рисунок Л.20 - Эскиз установки упоров между ЦСД-1 и опорой подшипника № 2 турбины Т-250/300-240 ТМЗ



1 — сварной короб; 2 — домкрат клиновидный.

Рисунок Л.21 - Эскиз установки упоров между ЦСД-2 и опорой подшипников № 3, 4 турбины Т-250/300-240 ТМЗ

Л.3.5 Повышение надежности работы муфты РВД-РСД турбин К-300-240 ХТГЗ

Для предотвращения поломок призонных болтов муфты РВД-РСД должны выполняться требования циркуляра Ц-05-84 (г) и дополнения к нему от 22.12.88 г. Кроме этого, в соответствии с информационным письмом ПО ХТЗ им. С.М. Кирова № 1-40-02/19-2754 от 19.12.88 г. следует при сборке смазывать торцы роторов фрикционной олигомерсодержащей пастой (ТУ ВТИ 43.007-90), повышающей коэффициент трения. Толщина слоя пасты после сбалчивания ротора не должна превышать 25% величины контролируемого удлинения болтов при затяжке соединения.

Л.3.6 Обеспечение расчетных перемещений трубопроводов

Л.3.6.1 Нарушение процесса тепловых расширений цилиндров турбин могут быть вызваны:

- большими усилиями паропроводов, превышающими проектные и возникшими из-за защемлений или несоответствия фактической трассировки паропровода и системы его крепления проекту;

- нарушениями работы системы крепления паропровода, монтажных и ремонтных растяжек паропроводов;
- релаксацией напряжений в паропроводах.

Л.3.6.2 Для предупреждения и устранения влияния этих причин во время ремонта следует:

- провести обследование всех паропроводов с условным диаметром более 250 мм, подсоединенных к цилиндрам высокого и среднего давления, с составлением перечня необходимых ремонтных мероприятий и устранить дефекты;
- отремонтировать существующие и смонтировать при необходимости вблизи турбины новые указатели положения паропроводов;
- в холодном состоянии выставить указатели в нулевое положение и измерить длины пружин подвесок.

Л.3.6.3 После пуска турбины следует измерить изменение положения паропроводов и длин пружин подвесок при переходе из холодного состояния в горячее («видимые» перемещения). Изменение нагрузки и пропорциональное нагрузке перемещение концов пружин должно при этом изменяться не более чем на 35% перемещения от весовой нагрузки. Зазоры между поверхностью теплоизоляции паропроводов и близлежащими конструкциями во избежание защемлений должны быть не менее 50 мм.

Л.3.6.4 При отсутствии расчетов, несоответствии фактического исполнения паропроводов, систем крепления, «видимых» тепловых перемещений, мест установки, типа или конструкции опор проекту ТЭС совместно с наладочной организацией должна выполняться расчет паропровода на прочность.

Из проведенного расчета определить перемещения паропроводов и усилия от паропроводов на патрубки турбины. Пересчитать полученные усилия от патрубков на лапы цилиндров и выделить паропроводы, наиболее сильно влияющие на нагрузки на лапы.

Если эти нагрузки имеют значения в пределах, допускаемых заводом-изготовителем турбины, то возможной причиной нерасчетных усилий паропроводов на турбину могут быть монтажные (не проектные) натяги паропроводов. Для их оценки следует экспериментально определить вертикальные нагрузки на лапы цилиндров методом взвешивания.

Л.3.6.5 Если ожидаемые нагрузки на лапы цилиндров не превышают пределов от 150 до 250 кН (от 15 до 25 т), то используют штатные отверстия с резьбой М 42 и соответствующие монтажные тарельчатые силоизмерительные болты (грузоподъемность 150 кН) либо изготавливаемые ПО ЛМЗ (грузоподъемность 250 кН). Если ожидаемые нагрузки превышают 250 кН (25 т), то необходимо просверлить и нарезать в лапах резьбовые отверстия М 80 х 4 для установки специально изготавливаемых силоизмерительных болтов грузоподъемностью от 800 до 900 кН (от 80 до 90 т).

Возможно также использование крановых динамометров.

Л.3.6.6 Нагрузки на лапы цилиндров определяют после отрыва лап от опорных поверхностей. Для получения повторяемых результатов достаточно поднять лапу на 0,1 мм. При проведении замера между диванчиком и лапой должен быть гарантированный зазор не менее 0,3 мм и все лапы должны быть подняты на одинаковую высоту. Поочередное взвешивание ведет к большим ошибкам из-за трения в вертикальных шпонках.

Если для одновременного подъема всего цилиндра не хватает измерительных устройств, то подъем части лап может быть осуществлен отжимными болтами или с помощью мостового крана и временных прокладок.

Контроль подъема всех лап ведут часовыми индикаторами И410 с ценой деления 0,01 мм (ГОСТ 577—68).

Измерения нагрузок в холодном состоянии ведут перед пуском турбины из ремонта до подачи пара на уплотнения, а в горячем состоянии — сразу после останова турбины и включения валоповоротного устройства. После измерений проверить, чтобы после опускания цилиндров все лапы вернулись в исходное положение. На турбинах ЛМЗ перед взвешиванием должны быть отревизованы амортизаторы крутящего момента и устранены выработки металла на поверхностях качения.

Л.3.6.7 По результатам расчетов паропроводов и замеров весовых нагрузок на лапах цилиндров следует провести анализ системы нагрузок, устранить выявленные заземления паропроводов, выбрать и отрегулировать подвески, наиболее эффективно влияющие на нагрузки на лапы, либо выровнять нагрузки по диагонали за счет подъема или опускания поперечных шпонок цилиндров или изменения толщины прокладок цилиндров (турбины ХТГЗ).

Л.3.6.8 Рекомендуемые значения нагрузок, на лапы турбин различных типов приведены в таблице Л.2.

Суммарная нагрузка на все лапы цилиндров не должна превышать рекомендуемую более пределов от 30 до 40% как в холодном, так и в горячем состояниях. Нагрузки на лапы с левой и правой сторон цилиндров не должны различаться более чем на 100 кН (10 т).

Л.3.6.9 Если работы, выполненные по Л.3.6.7, оказались неэффективными, следует после соответствующих расчетов установить дополнительные подвески и опоры по образцу рисунка Л.22.

При установке дополнительных подвесок нужно иметь в виду, что наиболее эффективно на снижение нагрузок на лапах влияют подвески, установленные на прямых участках непосредственно под корпусами, цилиндров. Усилия, создаваемые дополнительным изгибающим моментом, быстро релаксируют. Также может быть рекомендовано использование опор типа амортизаторов крутящего момента конструкции ЛМЗ с заменой шариков на ролики. Ролики должны быть ориентированы под углом к оси турбины с учетом ее поперечных расширений (рисунки Л.23-Л.25).

Л.3.6.10 Если выполнение мероприятий по предыдущим пунктам не привело к выравниванию или снижению нагрузок до нормативных, следует поочередно ремонтировать присоединенные к цилиндрам паропроводы, начиная с наиболее крупных. При этом место разрезки выбирать вблизи турбины на расстоянии одного лил двух межопорных пролетов от патрубков турбины.

Проведением дополнительных расчетов паропровода определить значения зазоров в месте разрезки трубопровода и изменение усилий на турбину при разрезке паропровода. Фактические значения зазоров, измеренных в месте разрезки паропровода, должны быть в пределах значений зазоров, определенных расчетом с учетом проектного допуска, либо, при его отсутствии, с допуском ± 10 мм. В этом случае усилия от паропроводов не будут превышать проектные значения. Несоответствие фактических значений зазоров расчетным указывает на наличие непроектных натягов паропровода.

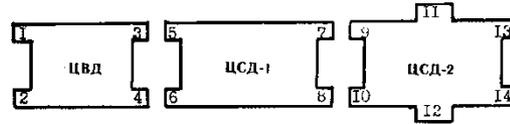
Устранение дополнительного натяга паропровода выполняют вставкой, вырезкой или подгибкой паропровода.

Решение об устранении дополнительного натяга должно быть принято с учетом результатов определения нагрузок на лапы до и после разрезки паропровода и сопоставления с расчетным изменением нагрузок совместно представителями станции, завода – изготовителя турбины, проектной или наладочной организации, проводившей расчеты паропровода.

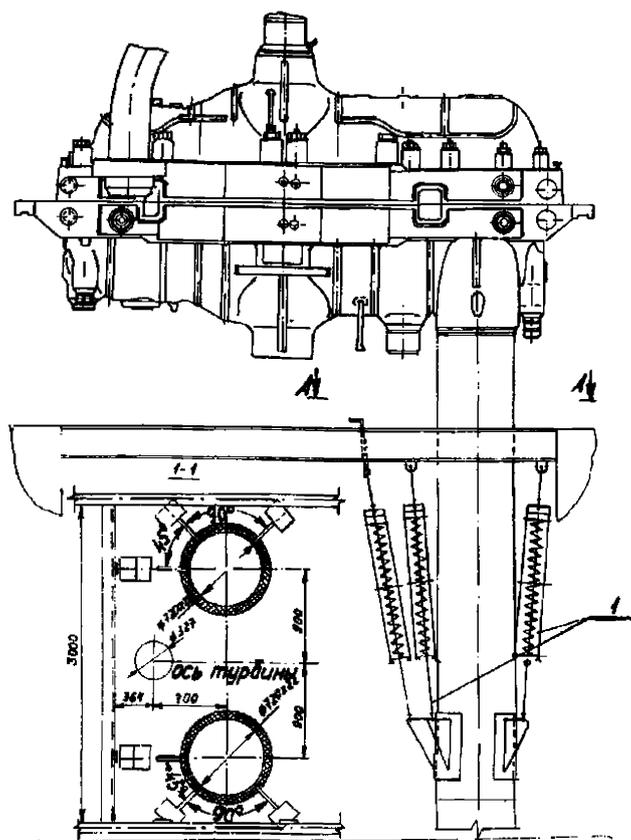
Л.3.7 Восстановление жесткости ослабленных элементов фундамента

Если после выполнения указанных выше мероприятий повороты корпуса подшипников фундаментной рамы и ригеля превышают предельные значения (п. Л.1.2), а кривая зависимости абсолютных расширений от температуры паровпуска (рисунок Л.1) отличается от нормальной в пределах допуска, необходимо с помощью струны определить величину осевого зазора H (рисунок Л.26) в холодном (до пуска) и горячем (сразу после останова) состояниях турбины.

Таблица Л.2 - Рекомендуемые весовые нагрузки на лапы цилиндров (кН)

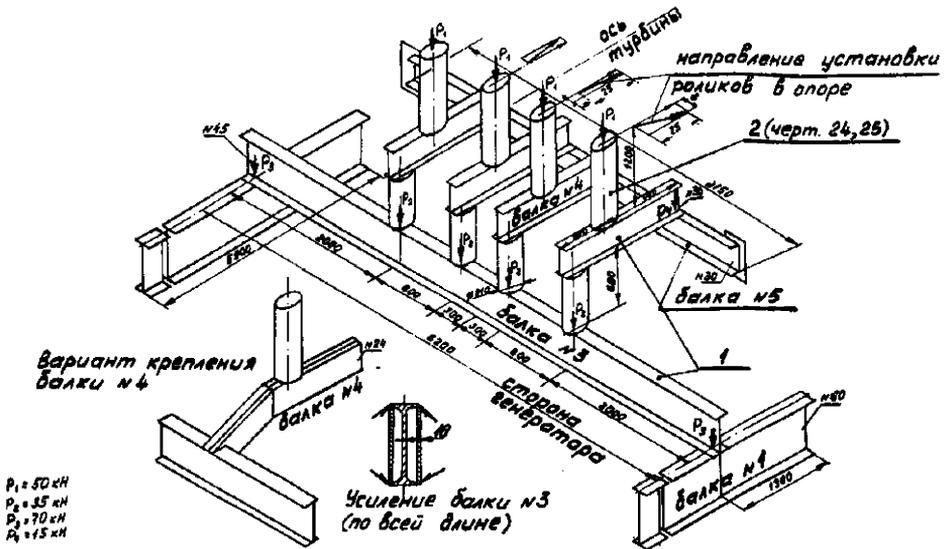


Номер лапы															$\sum_{9:14}$		
	1	2	3	4	$\sum_{1:4}$	5	6	7	8	$\sum_{5:8}$	9	10	11	12		13	14
К-800-240	320	320	320	320	1280	500	500	500	500	2000							
К-500-240	310	310	310	310	1240	400	400	400	400	1600							
К-300-240 ЛМЗ	200	200	200	200	800	200	200	200									
К-300-240 ХТГЗ	250	250	250	250	1000	300	300										
Т-250/300-240	260	260	260	260	1040	250	250	250	250	1000	170	170	250	250	250	250	1340
К-200-130	130	130	130	130	520	190	190	190	190	760							



1 — дополнительные подвески грузоподъемностью 50 кН каждая.

Рисунок Л.22 - Эскиз установки дополнительных подвесок на трубопровод ХПП в районе ЦВД блока 800 МВт



1 — дополнительные металлоконструкции; 2 — дополнительная роликовая опора.

Рисунок Л.23 - Эскиз установки дополнительных роликовых опор передней части ЦСД турбины К-800-240 ЛМЗ

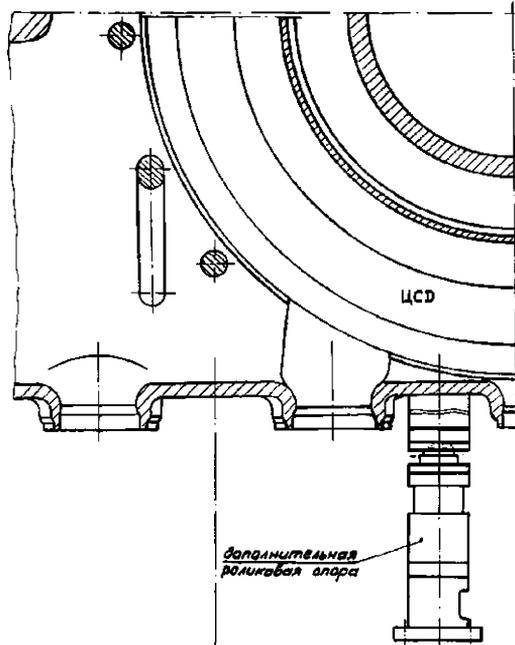


Рисунок Л.24 - Расположение дополнительной роликовой опоры в передней части выхода ЦСД

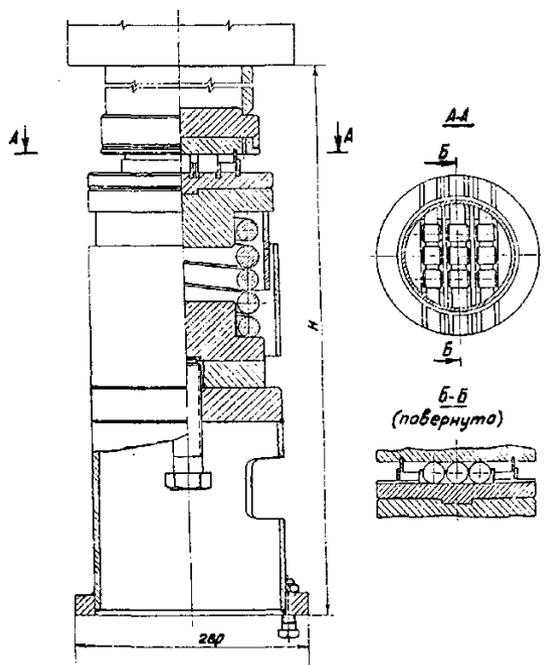


Рисунок Л.25 - Дополнительная опора

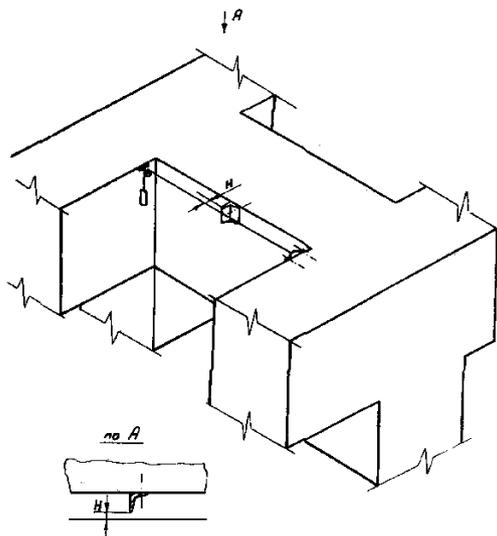


Рисунок Л.26 - Эскиз измерения продольной деформации ригеля

Если размах осевых перемещений ригеля, определяемый как разность величины «Н» в холодном и горячем состоянии, превышает 2 мм или повороты ригеля больше допустимых, необходимо при ближайшем капитальном ремонте восстановить жесткость.

Л.4 Последовательность работ по нормализации тепловых расширений

Л.4.1 Если при эксплуатации наблюдаются нарушения тепловых расширений при переходных режимах, то при ближайшем ремонте необходимо оснастить турбину устройствами контроля в соответствии с разделом Л.2.

Л.4.2 При последующих пусках или остановках следует проверить соответствие характеристик перемещений критериям п. Л.1.2.

При их несоответствии в ближайший ремонт следует нормализовать температуру среды, окружающей корпус подшипников (п. Л.3.1), выбрать и внедрить один из рекомендуемых способов уменьшения сил трения, защитить поверхности скольжения от попадания грязи (п. Л.3.2), провести ревизию поперечных шпонок цилиндров (п. Л.3.3), привести в соответствие с технической документацией опорно-подвесную систему паропроводов и измерить нагрузки на лапах цилиндров. Эти работы могут быть выполнены электростанцией своими силами с привлечением ремонтных организаций.

Л.4.3 Если нарушения не устранены следует с привлечением специализированных организаций провести исследование и нормализацию состояния опорно-подвесной системы паропроводов вплоть до отрезки паропроводов от цилиндров (п. Л.3.6).

При возникновении вновь нарушений процесса тепловых расширений следует принять меры по восстановлению жесткости фундамента (п. Л.3.7).

Библиография

[1] РД 108.021.112-88 Руководящие технические материалы по исправлению дефектов в литых корпусных деталях паровых турбин и арматуры методом заварки без термической обработки (утверждены Министерством транспортного, энергетического и тяжелого машиностроения СССР 28.12.87)

СТО
70238424.27.040.020-2009

УДК	ОКС	03.080.10 03.120 27.040	ОКП 31 1024 9
-----	-----	-------------------------------	---------------

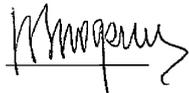
Ключевые слова: турбины паровые стационарные, качество ремонта, технические условия

Руководитель организации – разработчика

ЗАО «ЦКБ Энергоремонт»
Генеральный директор


А.В. Гондарь

Руководитель разработки
Заместитель генерального директора


Ю.В. Трофимов

Исполнители

Главный специалист
Главный конструктор проекта


Ю.П. Косинов


Е.А. Рабинович