МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ
И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ
СССР
Главтехуправление

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО НОРМАЛИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ РАСШИРЕНИЙ ЦИЛИНДРОВ ПАРОВЫХ ТУРБИН ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

РД 34.30.506—90

Москва 1991

gost.e-ecolog.ru

РАЗРАБОТАНЫ Всесоюзным дважды ордена Трудового Красного Знамени теплотехническим научно-исследовательским институтом имени Ф Э.Дзержинского (ВТИ им. Ф.Э.Дзержинского); ПОТ Ленинградским металлическим заводом (ПОТ ЛМЗ); НПО по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И.И.Ползунова (НПО ЦКТИ); Уралтехэнерго; Казэнергоремонт

ИСПОЛНИТЕЛИ *Авруцкий Г.Д., Дон Э.А., Первушина Н.М., Плоткин Е.Р., Савенкова И.А.* (ВТИ им. Ф.Э.Дзержинского); *Складчиков В.П., Яновский Г.С., Рассказов В.И.* (ПОТ ЛМЗ), *Речкин Г.П* (МАМИ)

СОГЛАСОВАНЫ НПО «Энергоремонт» Минэнерго СССР 22.11.1990 г.
Главный инженер *В.А.Стенин*
Главным научно-техническим управлением Минтяжмаша СССР 22.11.1990 г.
Заместитель начальника *Г.В.Гребенщиков*

УТВЕРЖДЕНЫ Главным научно-техническим управлением Минэнерго СССР 30 11.1990г.
Заместитель начальника *А П.Берсенев*

Ключевые слова: энергетика, тепловые электростанции, паровые турбины тепловое расширение цилиндров, методы диагностики.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО НОРМАЛИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ РАСШИРЕНИЙ ЦИЛИНДРОВ ПАРОВЫХ ТУРБИН ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

РД 34.30.506—90

Срок действия с 01 07.1991г.
до 01 07 2001г

Настоящие Методические указания распространяются на все типы стационарных паровых турбин тепловых электростанций и устанавливают способы контроля и нормализации тепловых расширений цилиндров турбин.

С вводом в действие настоящих Методических указаний утрачивают силу МУ 34-70-158—86 «Методические указания по нормализации тепловых расширений паровых турбин тепловых электростанций» (М.: ВТИ, 1987) и эксплуатационный циркуляр №Ц-03-82(т) «О применении спецпасты для уменьшения усилий при тепловых расширениях турбоагрегатов».

Издание официальное

Настоящие Методические указания не могут быть полностью или частично воспроизведены, тиражированы и распространены без разрешения ВТИ им. Ф.Э.Дзержинского

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1 1 Нарушения процесса теплового расширения цилиндров, проявляющиеся в скачкообразном перемещении корпусов подшипников, повышенных кручениях поперечных ригелей фундаментов и наклонах корпусов подшипников, невозвращении цилиндров в исходное положение после полного остывания, вызывают увеличение вибрации, износ радиальных и осевых уплотнений цилиндров, поломку соединительных болтов муфт повреждения подшипников

Причинами нарушений процесса расширения турбин служат коррозия и загрязнение поверхностей скольжения корпусов подшипников, повышенные противодействующие усилия от присоединенных трубопроводов, перекосы и защемления в поперечных шпонках, уменьшение жесткости ослабленных элементов фундамента

1 2 Недопустимыми для длительной работы являются тепловые расширения, при которых

кривая зависимости абсолютных расширений корпуса цилиндра турбины от температуры металла паровпуска, построенная по показаниям датчиков абсолютных расширений цилиндров и термоэлектрического преобразователя, установленного в паровпуске корпуса, отличается от нормальной на 3 мм и более Нормальной считается кривая зависимости расширения от температуры, полученная при пуске турбины сразу после монтажа или после ревизии поверхностей скольжения На черт 1 приведены примеры нормальных (среднестатистических) кривых для турбин К-800 240 ЛМЗ, К-500-240 ЛМЗ и ХТГЗ, К-300-240 ЛМЗ, К-300-240 ХТГЗ, Т-250/300-240 ТМЗ Нормальные абсолютные тепловые расширения различных турбин при номинальной нагрузке приведены в табл 1,

Таблица 1

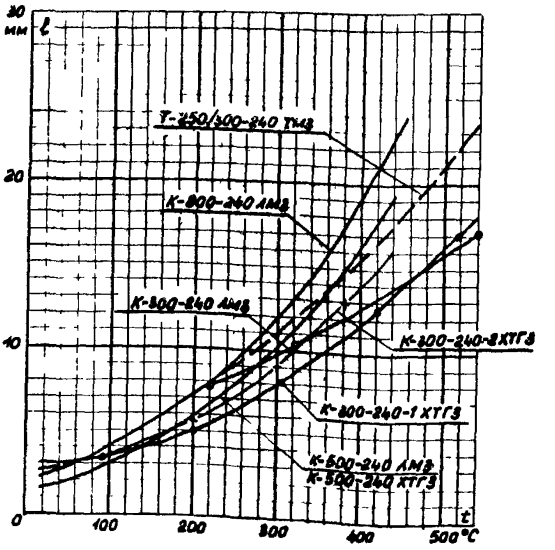
Нормальные абсолютные тепловые расширения турбин при номинальной нагрузке

Тип турбины		Абсолютное расширение мм
К 1200 240 3 ЛМЗ	ЦСД	27 0
	ЦВД	22 0
	ЦВД+ЦСД	49 0
К 800 240 ЛМЗ	ЦСД	24 0
	ЦВД	21 0
	ЦВД+ЦСД	45 0
К 500 240 ХТГЗ и ЛМЗ	ЦСД	19 5
	ЦВД	18 0
	ЦВД+ЦСД	37 5
К-300 240 ЛМЗ	ЦСД	18 0
	ЦВД	17 0
	ЦВД+ЦСД	35 0

Продолжение табл. 1

Тип турбины		Абсолютное расширение, мм
К-300-240-1 ХТГЗ	ЦСД	18,0
	ЦВД	19,0
	ЦВД+ЦСД	37,0
Т-250/300-240 ТМЗ	ЦСД-2	9,0
	ЦСД-1	15,0
	ЦСД	24,0
	ЦВД	18,0
	ЦВД+ЦСД	42,0
К-200-130 ЛМЗ	ЦСД	13,0
	ЦВД	19,0
	ЦВД+ЦСД	32,0
Т-175/210-130 ТМЗ	ЦСД	6,0
	ЦВД	16,0
	ЦВД+ЦСД	22,0
ПТ-60-130/13 ЛМЗ	ЦНД	5,0
	ЦВД	18,0
	ЦНД+ЦВД	23,0

Нормальные зависимости абсолютных расширений ЦСД от температуры корпуса ЦСД



Черт. 1

корпуса подшипников перемещаются скачками более 1 мм;

поворот корпуса подшипника и ригеля по абсолютной величине при пуске или останове превышает соответственно 0,5 мм/м и 0,2 мм/м;

показания датчиков, фиксирующих относительные расширения роторов при пусках из холодного состояния, быстро достигают предельных значений и не уменьшаются при длительной работе с неизменной нагрузкой;

разность расширений левой и правой лап корпусов ЦВД и ЦСД в поперечном направлении превышает 1 мм;

разность температур фланцев корпусов в симметричных точках при пусках превышает ± 10 °С.

Косвенно о трудностях с тепловыми расширениями можно судить по некоторым эксплуатационным показателям, например, по разности температур баббита упорных колодок или по скачкам на регистраторах относительных расширений роторов.

2. КОНТРОЛЬ ЗА ТЕПЛОВЫМИ РАСШИРЕНИЯМИ

2.1. Для контроля за тепловыми расширениями цилиндров и поворотами корпусов подшипников турбины должны быть оснащены:

датчиками абсолютных перемещений ЦВД и ЦСД производства ПОТ ЛМЗ и ПОАТ ХТЗ с выводом показаний на регистрирующие приборы (черт.2) для регистрации скачков при перемещениях корпусов подшипников или измерителем абсолютных расширений цилиндров паровых турбин по ТУ ВТИ 35.008—90;

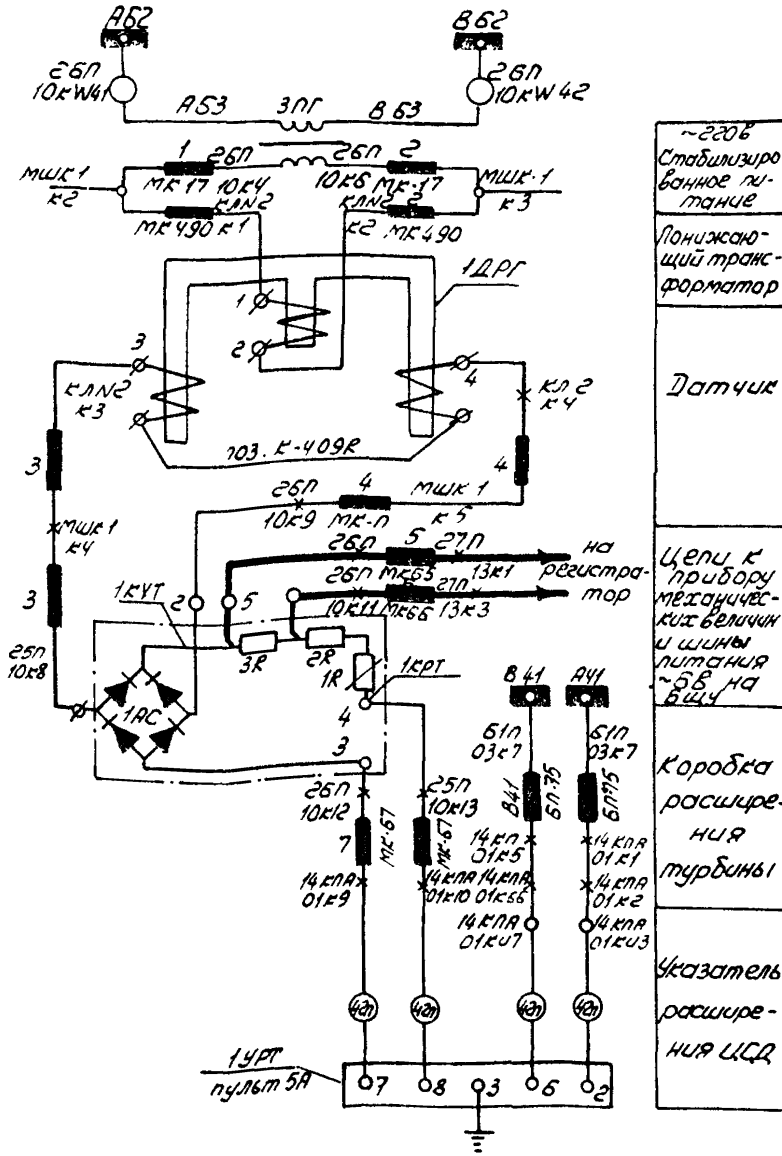
металлической линейкой на корпусе подшипника и стрелкой на фундаментной раме;

площадкой под электронный уровень ИНКОР-ВТИ с постоянной регистрацией и четырьмя симметрично расположенными геодезическими марками либо площадкой под установку переносных уровней (черт. 3—5). Приборы для измерения поворотов устанавливают на плохо перемещающихся корпусах подшипников, обычно корпусе между ЦВД и ЦСД, измерения на площадках ригеля или фундаментной раме проводят после обнаружения повышенных поворотов корпуса подшипников;

механическими указателями поперечных тепловых перемещений лап ЦВД и ЦСД.

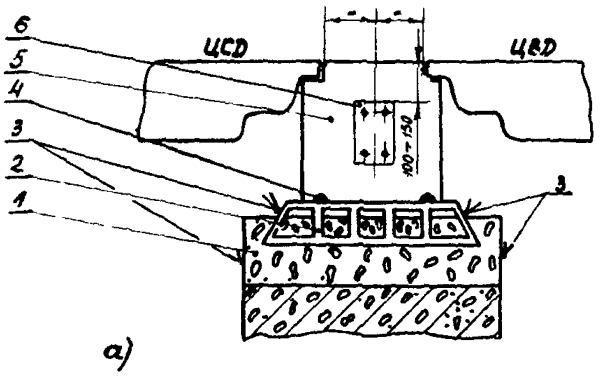
2.2. Для измерения поворотов корпусов подшипников, фундаментных рам и ригелей фундаментов следует применять электронные уровни с регистрацией показаний, например, ИНКОР, выпускаемый ВТИ им. Ф.Э.Дзержинского по ТУ ВТИ 35.009—91, или иные соответственно калиброванные средства. До оборудования турбины этими средствами допускается в виде исключения проведение контроля с помощью геодезического нивелирования или переносных уровней с ценой деления не более 0,1 мм/м типа «Геологоразведка»

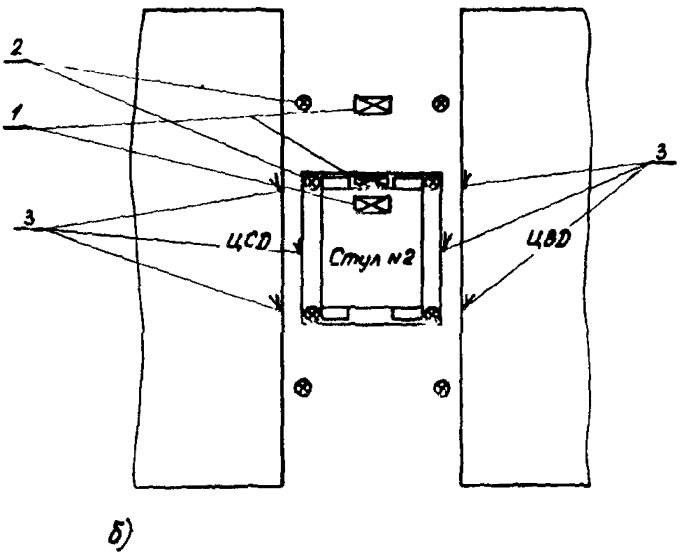
Электрическая схема вывода показаний датчиков абсолютных перемещений на регистрацию



Черт 2

Схема установки измерительной оснастки на поперечном ригеле фундамента и корпусе подшипников





а — поперечное сечение ригеля и фундаментной рамы

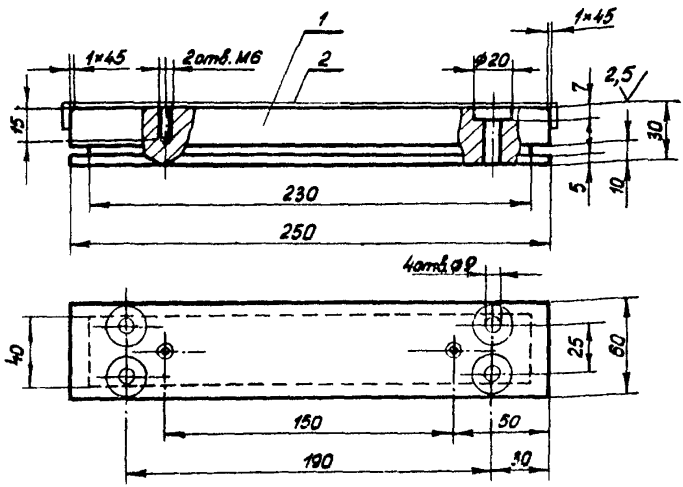
1 — ригель 2 — фундаментная рама, 3 — термоэлектрический преобразователь (термопара) 4 — геодезические марки 5 — корпус среднего стула 6 — площадка под ИНКОР

б — вид сверху на среднюю опору и фундамент со снятыми цилиндрами

1 площадки для измерителя уровня на корпусе подшипников, фундаментной раме и ригеле 2 — нивелирные геодезические марки 3 — термоэлектрические преобразователи (термопары)

Черт 3

Площадка для переносного измерителя уровня на корпусе подшипников



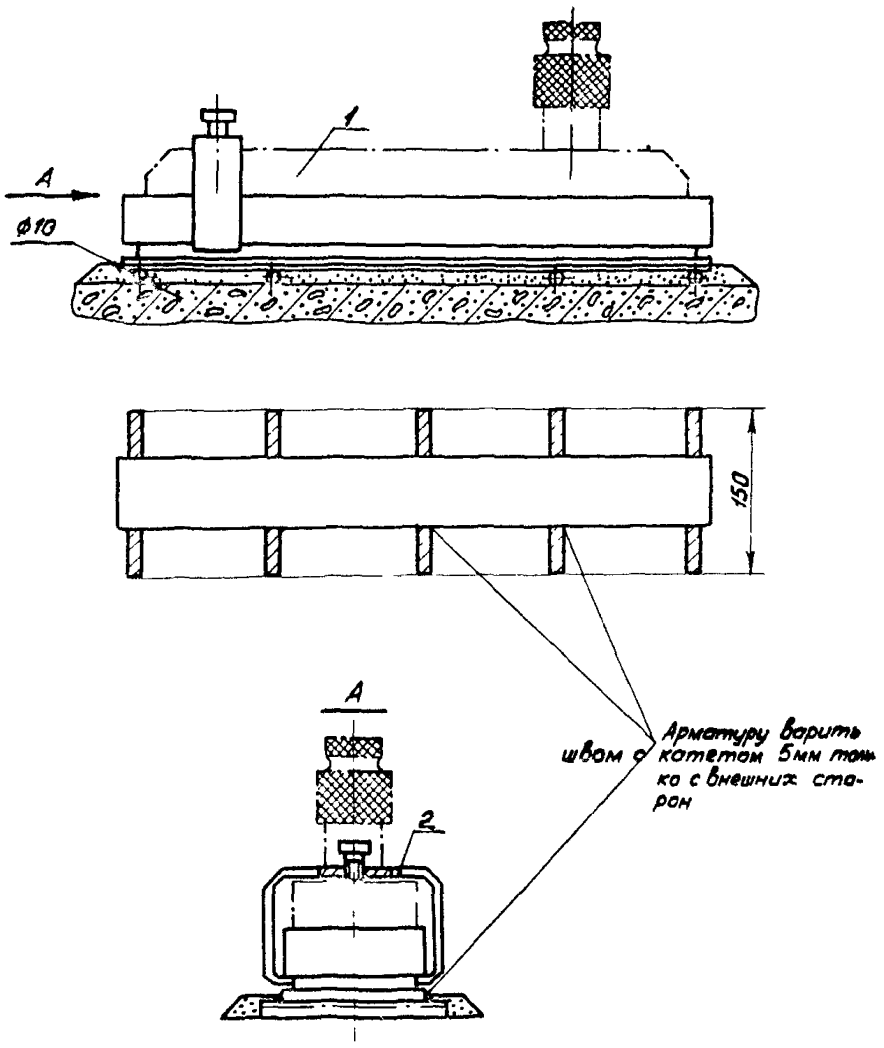
Примечания:

1. После черновой механической обработки деталь поз. 1 подвергнуть отпуску.
2. Чистовую обработку детали произвести после термообработки.
3. Площадку установить по уровню с точностью $\pm 0{,}02$ мм/м.
4. Переносной измеритель уровня должен прилегать к детали поз. 1 всеми четырьмя опорными площадками. Крепление площадки к ригелю осуществляется бетонированием арматуры.
5. Площадка в перерывах между измерениями должна быть закрыта коробом (поз. 2), который крепится к площадке двумя болтами М8, $\ell = 12$.
6. Площадка крепится к корпусу подшипников 4-мя болтами М8 или сваркой.

1 — площадка; 2 — защитный короб.

Черт. 4

Установка переносного измерителя уровня на ригеле фундамента



1 — уровень, 2 — зажим.

Черт 5

(модель 120 по ГОСТ 11196—74, завод «Калибр»), рамных или брусковых уровней по ГОСТ 9392—89, закрепленных жесткими хомутами на время пуска-останова турбины, если температура среды в зоне измерения не опасна для работоспособности приборов (черт.5). При этом необходимо определять положение обоих концов пузырька прибора и осреднять полученные значения, чтобы учесть изменения размеров пузырька с изменением температуры.

Измерения поворотов, абсолютных осевых перемещений корпусов подшипников, а также поперечных расширений лап корпусов ЦВД и ЦСД по штатным механическим указателям ведут при остановах турбины и пусках ее из холодного состояния ($t_{цсд}$= 150 °С и ниже) не реже 2 раз в год. В процессе пуска измерение параметров, не регистрируемых на лентах, следует вести через каждый час до полной стабилизации теплового состояния турбины. При останове 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.

2.3. Для контроля за температурным состоянием наиболее нагретой фундаментной рамы (на турбинах с промежуточным перегревом это рама между ЦВД и ЦСД) устанавливают 6 термоэлектрических преобразователей типа ТХК-1479 на наружной поверхности (черт.3), в том числе и в районе вертикальной шпонки.

Измерение температуры фундамента и фундаментных рам следует вести не реже 1 раза в месяц при номинальной нагрузке.

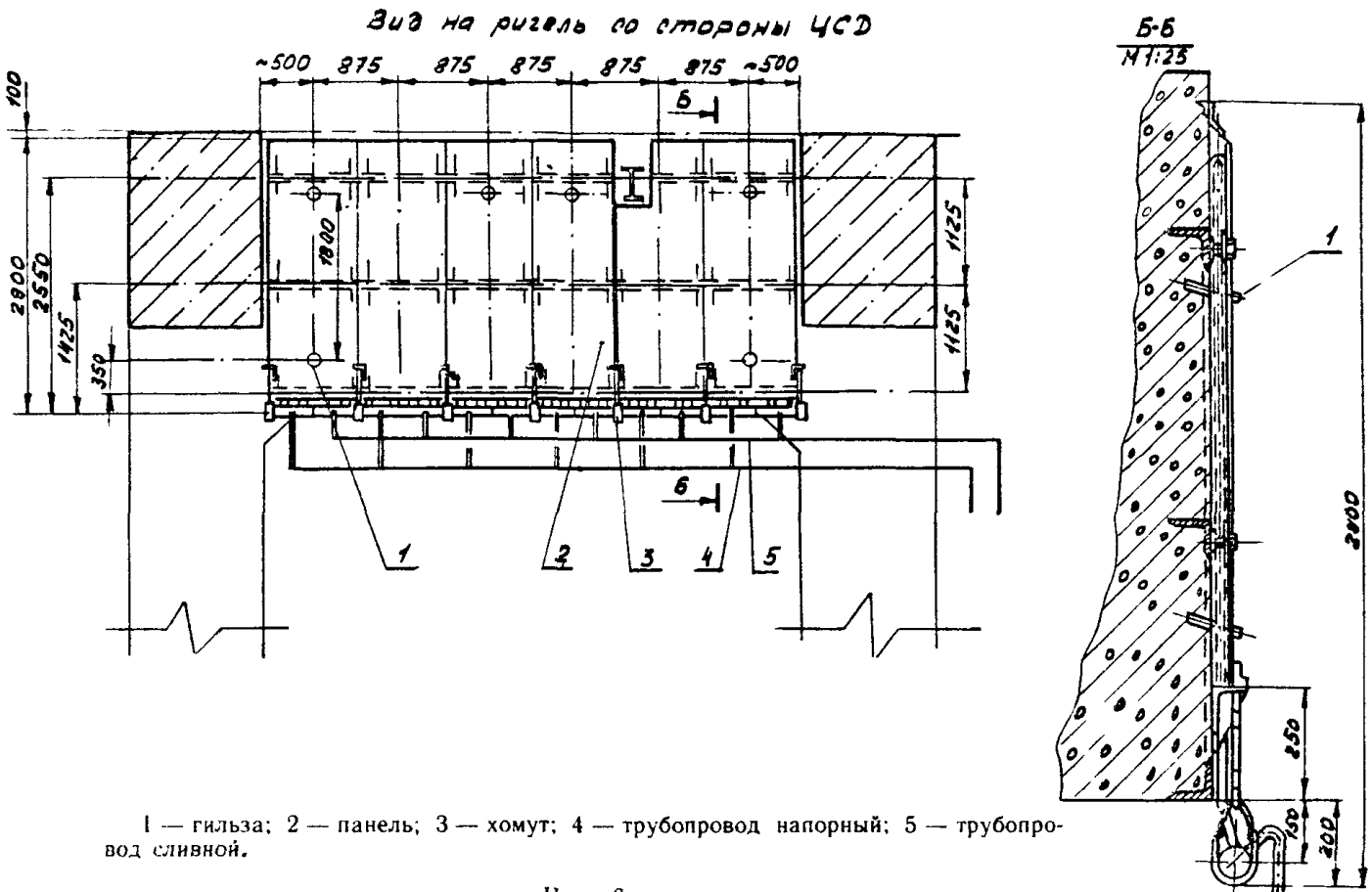
3. СПОСОБЫ НОРМАЛИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ РАСШИРЕНИЙ

3.1. Нормализация состояния среды, окружающей поверхности скольжения

При температуре поверхности ригеля более 48 °С, а фундаментной рамы более 100 °С 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 следует устанавливать по образцу системы экранирования, разработанной ВТИ им. Ф.Э.Дзержинского для турбин мощностью 300 МВт (черт 6,7,8.) Панельная конструкция экранов облегчает условия монтажа и ремонта.

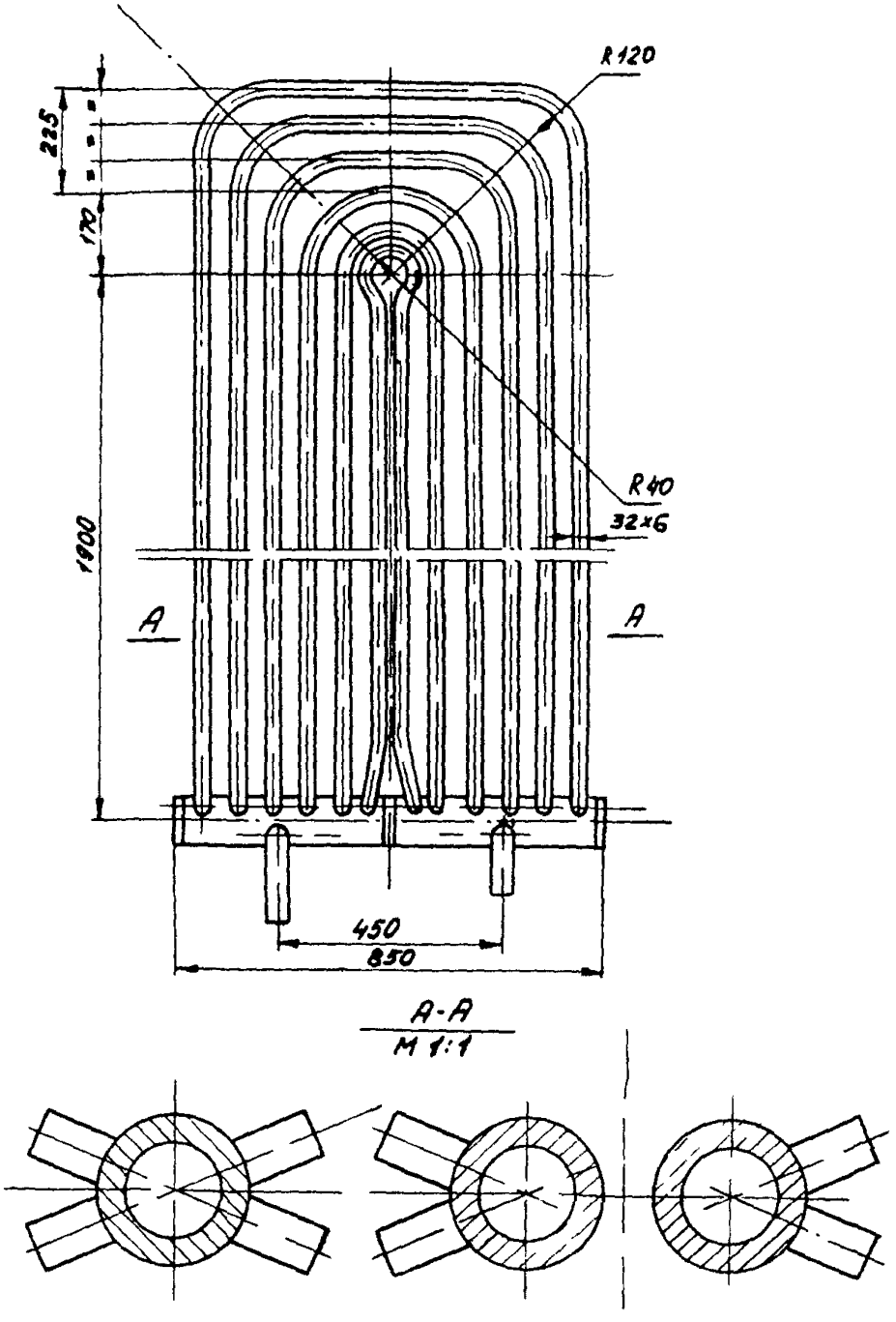
Система охлаждения ригеля конденсатом



1 — гильза; 2 — панель; 3 — хомут; 4 — трубопровод напорный; 5 — трубопровод сливной.

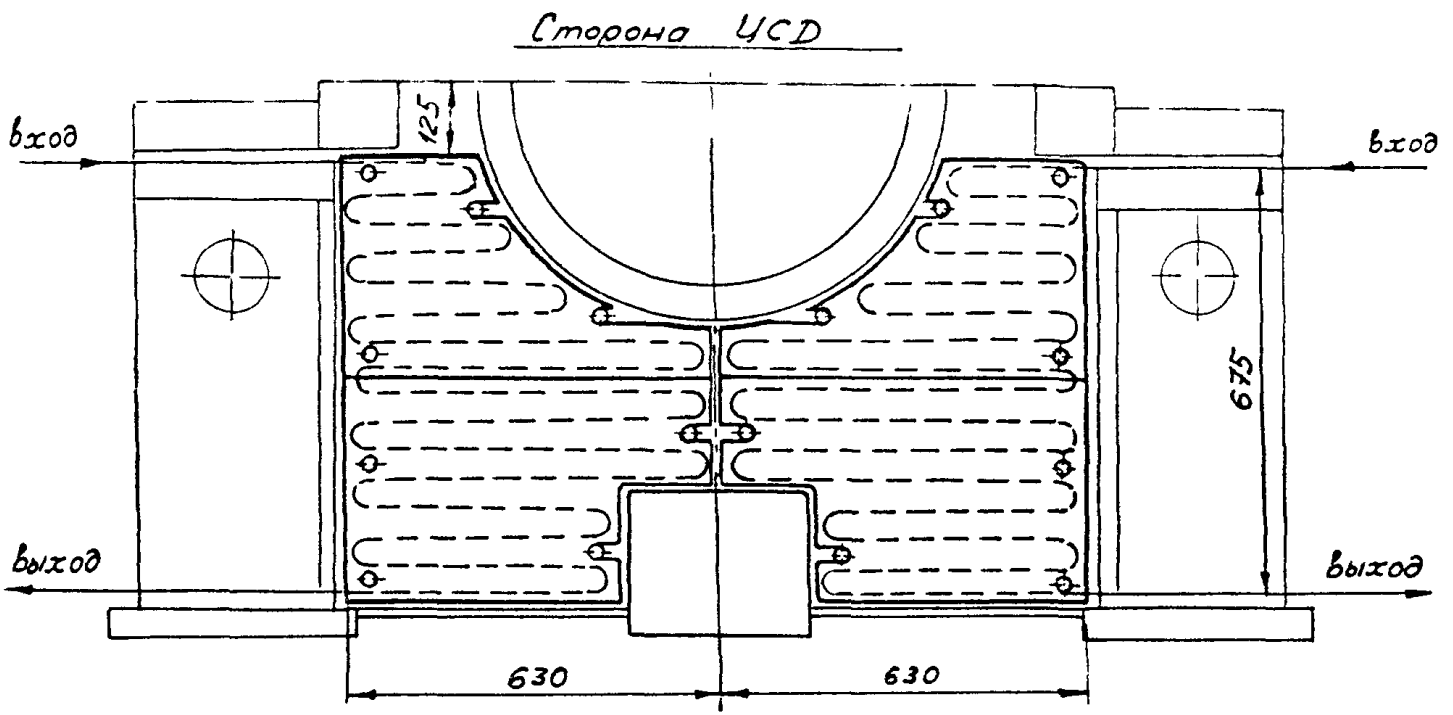
Черт. 6

Охлаждающая панель



Черт 7

Охлаждение опоры среднего подшипника



Черт 8

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).

3.2. Уменьшение сил трения поверхностей скольжения корпусов подшипников

3.2.1. Покрытие поверхностей скольжения корпусов подшипников фторлоном

Фторлоновое покрытие в виде ленты толщиной 1,7 мм и шириной 100—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.

3.2.2. Покрытие поверхностей скольжения корпусов подшипников металлофторопластовой лентой

Металлофторопластовая лента (ТУ 37.002.0063-84) выпускается Кинешемским заводом «Автоагрегат» (155400,Ивановская обл г. Кинешма, 2-я Шуйская улица, дом 1) в виде полос толщиной 1,0; 1,7; 3 мм и шириной 130 мм. Лента крепится к фундаментным рамам механическим способом (черт.9). Установка и замена ее возможны без демонтажа корпуса подшипника, если позволяет центровка роторов.

Металлофторопластовую ленту начали устанавливать с 1988 года на турбинах К-300-240 ХТГЗ и ПТ-60-130/13 ЛМЗ. После накопления опыта эксплуатации будут выданы дополнительные рекомендации по применению металлофторопластовой ленты.

3.2.3. Установка промежуточных пластин на опорной поверхности скольжения корпусов подшипников

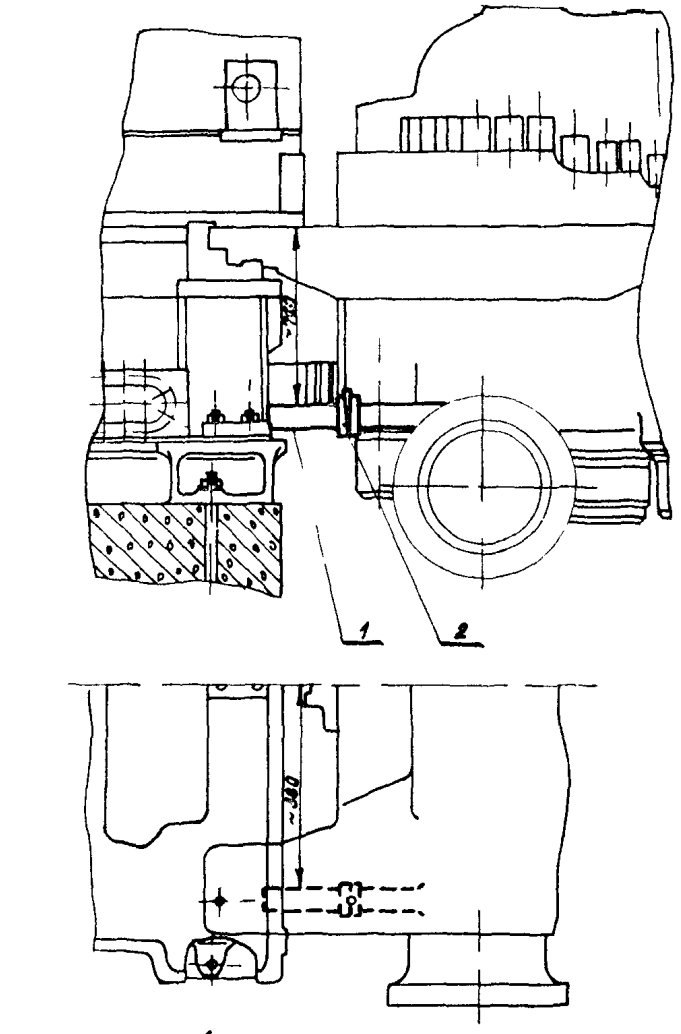
При снятии средней опоры и фундаментной рамы во время замены цилиндров устанавливаются сменные пластины модульного типа (черт.10). Они позволяют за две смены при кратковременных остановах зачистить поверхности скольжения и заменить смызывающий материал.

Модули установлены на трех турбинах К-300-240 ХТГЗ. (Первый — в 1988г.). После накопления опыта эксплуатации будут выданы дополнительные рекомендации по применению модулей на турбинах других типов.

3.2.4. Нанесение антифрикционной смазки

Спецпаста ВТИ-ЛМЗ применяется на турбинах любых типов мощностью до 500 МВт и турбинах 500 МВт производства ПОАТ ХТЗ.

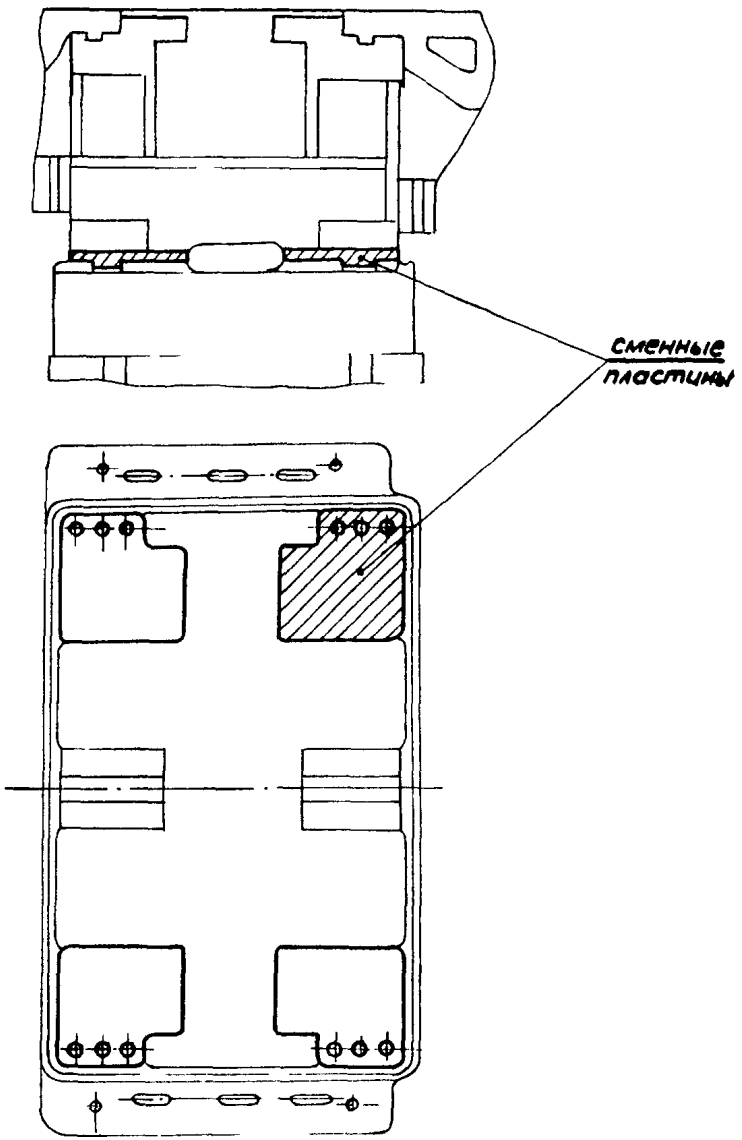
Эскиз установки упоров между ЦСД-1 и опорой подшипника № 2 турбины Т-250/300-240 ТМЗ



1 — сварной короб 2 домкрат клиновой

Черт 20

Эскиз установки сменных пластин модульного типа



Черт. 10

Предельная температура эксплуатации спецпасты — 120 °С.

Спецпаста изготовляется в условиях станции 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 на нефтяное не допускается

Вместо спецпасты ВТИ-ЛМЗ допускается применение антифрикционной пасты АФП-90 (ТУ ВТИ 43 006 —90), обладающей более термостабильными свойствами.

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 обезжиривать поверхности вначале бензином, затем ацетоном.

Паста наносится на поверхности скольжения тонким слоем валиком из толстостенной 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.

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.

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 0,1—0,2 мм. Подъем осуществляют мостовым краном, трос от которого через один или два параллельно соединенных динамометра ДПУ-500-2 Краснодарского завода «Тензоприбор» крепится 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 40—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 на 0,2—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 ХФ ЦКБ НПО «Энергоремонт» или «Киевэнергоремонта» (черт. Т-529-00000СБ) 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.

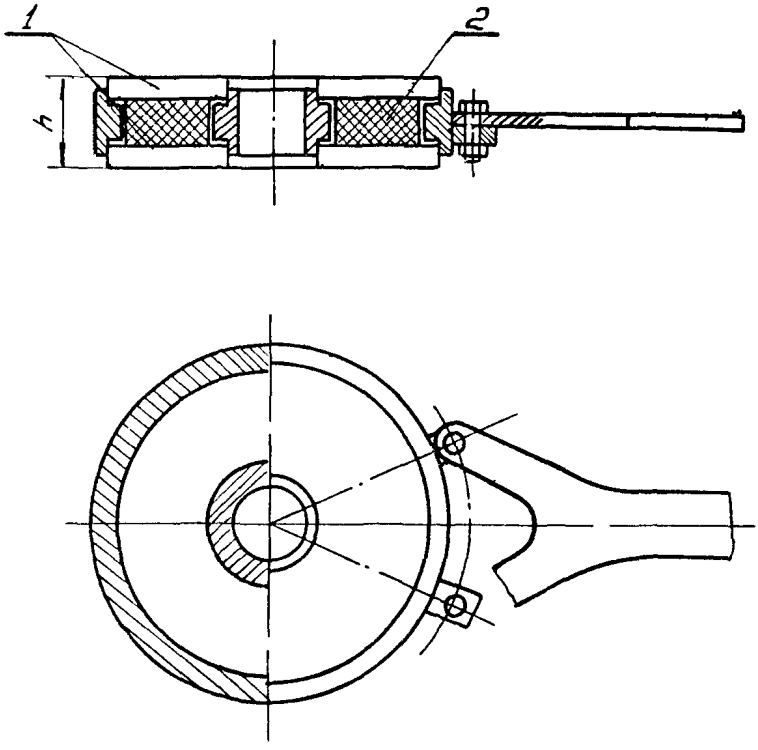
Корпус подшипника поднимают на величину, равную вертикальному размеру поперечных шпонок (40—50 мм), краном или четырьмя стяжными болтами через отверстия в лапах. На некоторых турбинах (например, К-300-240 ЛМЗ) для проведения подобных операций бугель, предназначенный для приподнимания роторов, должен 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 (черт. 11 ,12). Для осмотра поверхностей скольжения используется эндоскоп ЭЛЖ-1 (Харьковский завод точного приборостроения)

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

Технология замены антифрикционных покрытий при капитальных и текущих ремонтах более подробно изложена в «Инструкции по замене антифрикционных материалов на поверхностях скольжения корпусов подшипников турбин» (Харьков: ХФ ЦКБ НПО «Энергоремонт», 1990, № 388511, 25288, 00482).

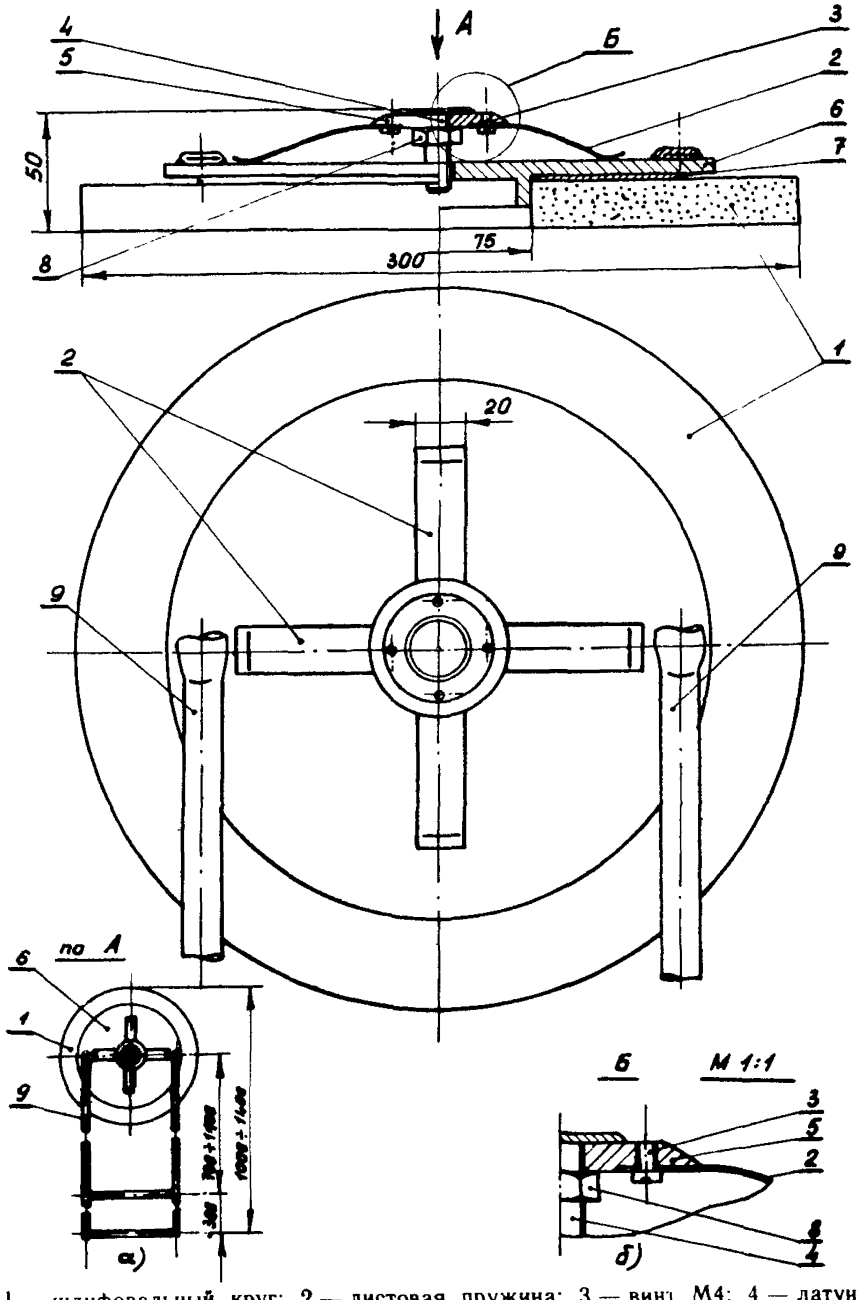
Приспособление для чистки поверхностей скольжения
(*II* вариант)



1 — шлифовальный круг; 2 — упругая прокладка (резиновое кольцо или гофрированная пружина)

Черт 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 М10, 9 — труба d=16.

Черт. 12

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 в 2÷3 раза.

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 (черт.9) или листового алюминия марки АДІН-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 (черт.13). Зазор на боковой поверхности корпуса подшипников должен быть уплотнен одним из способов, указанных на черт.14.

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

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 (черт.15), а поперечные шпонки из чугуна можно заменить на стальные ромбовидные. Величина зазора в средней части шпонки рекомендуется в 0,15 — 0,20 мм.

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

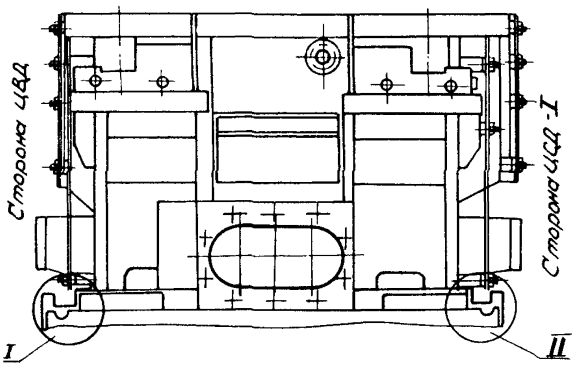
НПО ЦКТИ рекомендует применять разрезные поперечные шпонки, исключающие передачу на корпус подшипника разворачивающего момента (чертежи реконструкции переднего корпуса подшипников — ПТ-1002М4, среднего корпуса подшипников — ПТ-1003М3).

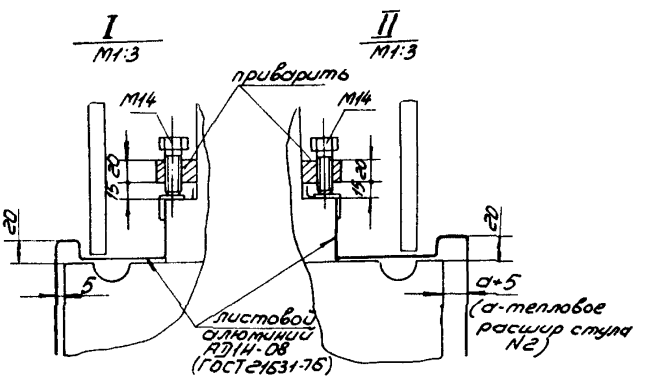
3.4. Увеличение жесткости «мертвой» точки турбины

Для предотвращения перемещения выхлопных частей ЦСД и ЦНД в сторону генератора целесообразно установить устройства, выполненные по одному из вариантов, представленных на черт.16—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 (черт. 19—21). Эти устройства могут быть рекомендованы в опытно-промышленную эксплуатацию.

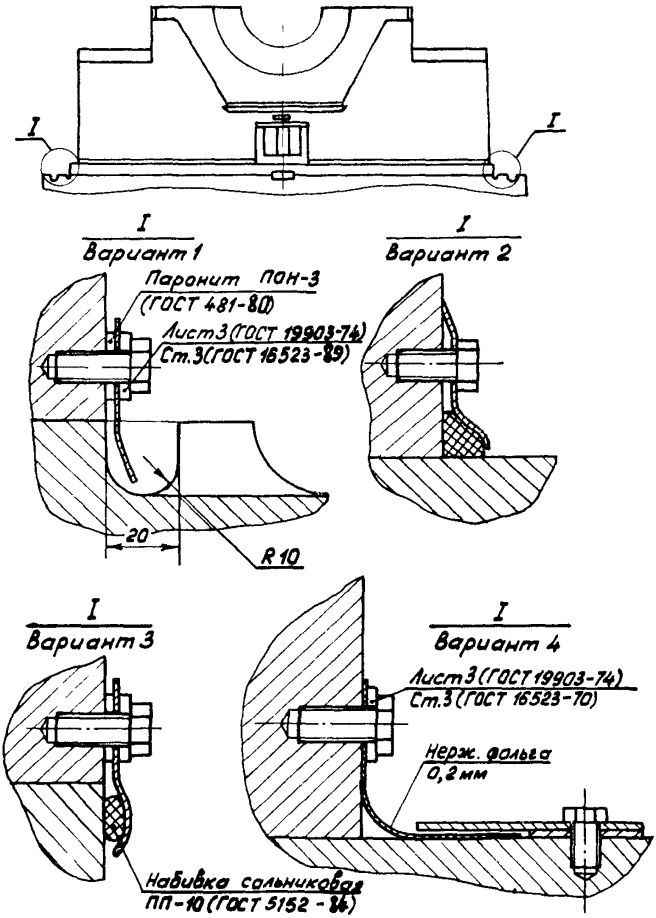
Экранирование зазора между опорными поверхностями корпуса подшипников и фундаментной рамой турбины (торцевая поверхность)





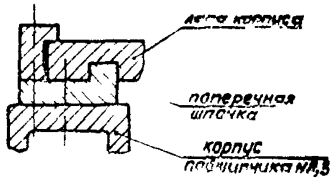
Черт. 13

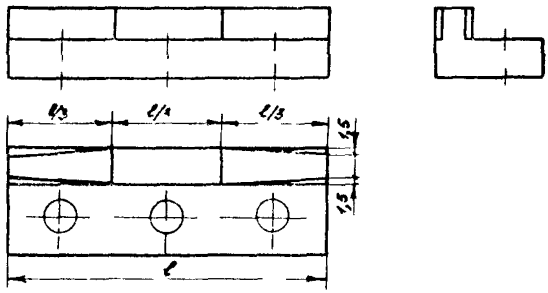
Экранирование зазора между опорными поверхностями корпуса подшипников и фундаментной рамой турбины (боковая поверхность)



Черт. 14

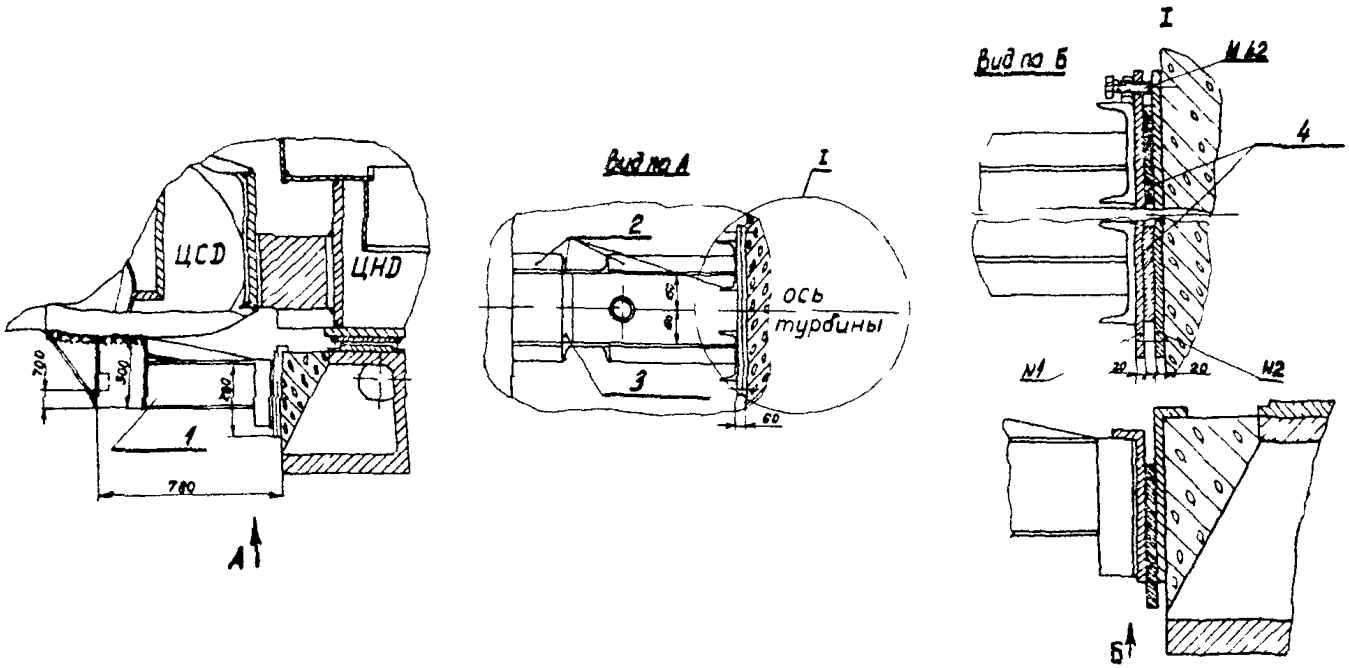
Эскиз дополнительной обработки поперечных шпонок цилиндров турбин





Черт. 15

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



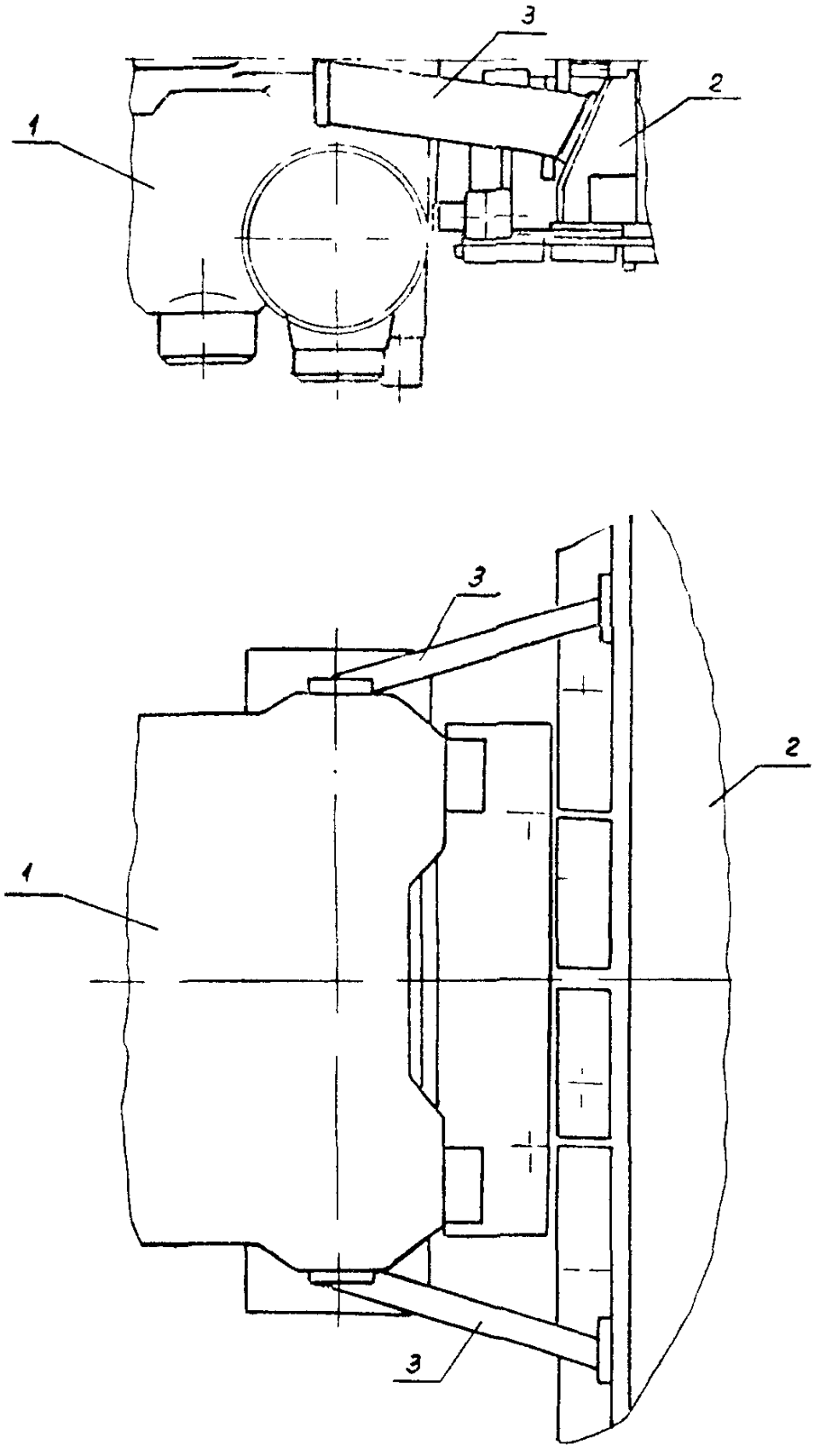
1 — уголок $\frac{\text{Б}-75\times75\times5\ \text{ГОСТ}\ 8509-72}{\text{Ст}\ 3\quad\text{ГОСТ}\ 535-79}$ — устроиство для устранения зазора в упоре заднего конца ЦСД в фундаментную раму

Вид по А 2 — швеллер 20 $\frac{\text{ГОСТ}\ 8240-89}{\text{т}^{\ 2}\ \text{ГОСТ}\ 535-79}$, 3 брус 40×60 l=300

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

Черт 16

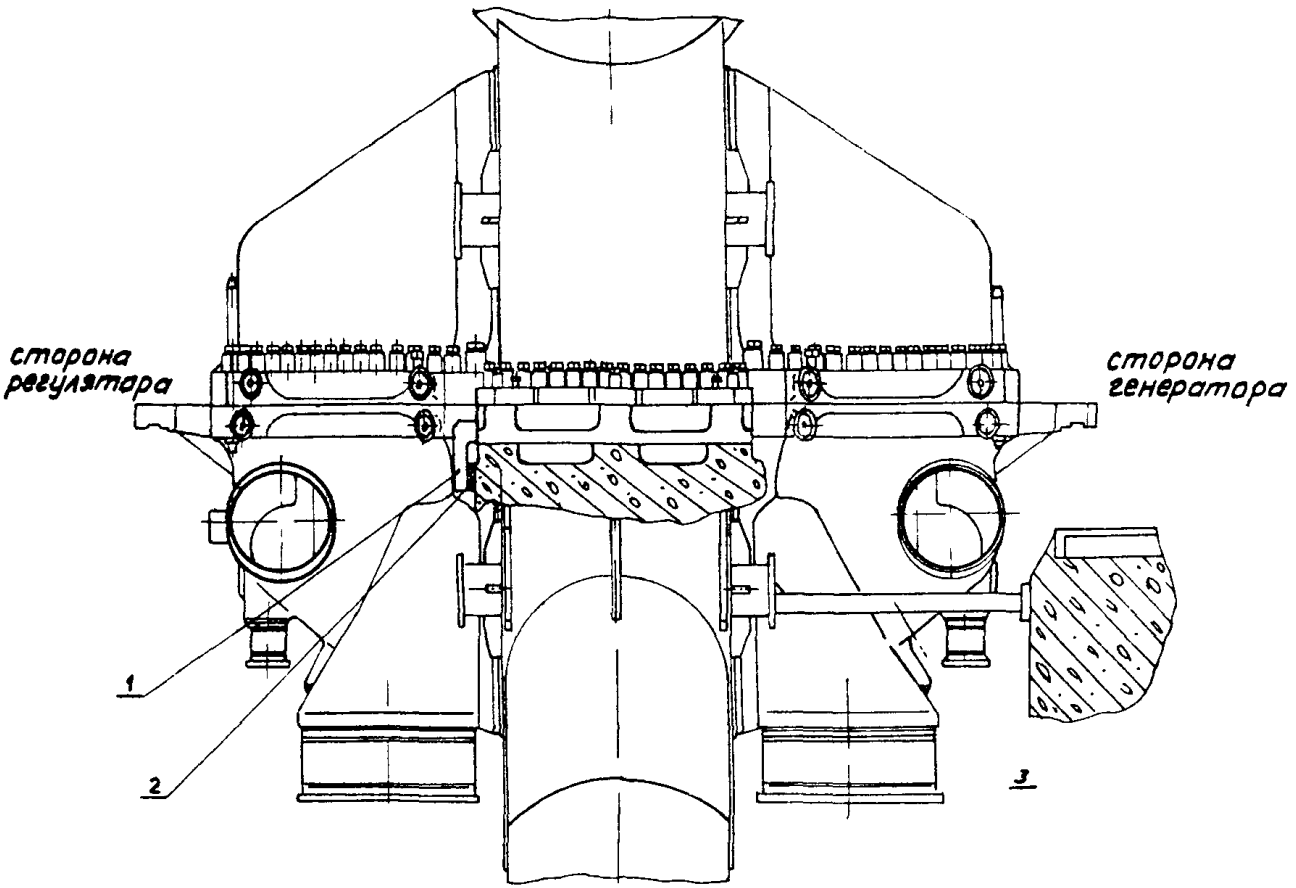
Эскиз ужесточения выхлопа ЦСД турбины К-500-240



1 — выхлоп ЦСД 2 выхлоп ЦНД, 3 дополнительные ребра жесткости

Черт 17

Эскиз ужесточения ЦСД-2 турбины Т-250/300-240 ТМЗ



1 — дополнительное ребро жесткости, 2 — прокладка, 3 — дополнительное ребро жесткости в нижней части корпуса

Черт 18

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)

3 2 Уменьшение сил трения поверхностей скольжения корпусов подшипников

3 2 1 Покрытие поверхностей скольжения корпусов подшипников фторлоном

Фторлоновое покрытие в виде ленты толщиной 1,7 мм и шириной 100—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

3 2 2 Покрытие поверхностей скольжения корпусов подшипников металлофторопластовой лентой

Металлофторопластовая лента (ТУ 37 002 0063-84) выпускается Кинешемским заводом «Автоагрегат» (155400,Ивановская обл г. Кинешма, 2-я Шуйская улица, дом 1) в виде полос толщиной 1,0, 1,7, 3 мм и шириной 130 мм Лента крепится к фундаментным рамам механическим способом (черт 9) Установка и замена ее возможны без демонтажа корпуса подшипника, если позволяет центровка роторов

Металлофторопластовую ленту начали устанавливать с 1988 года на турбинах К-300-240 ХТГЗ и ПТ-60-130/13 ЛМЗ После накопления опыта эксплуатации будут выданы дополнительные рекомендации по применению металлофторопластовой ленты

3 2 3 Установка промежуточных пластин на опорной поверхности скольжения корпусов подшипников

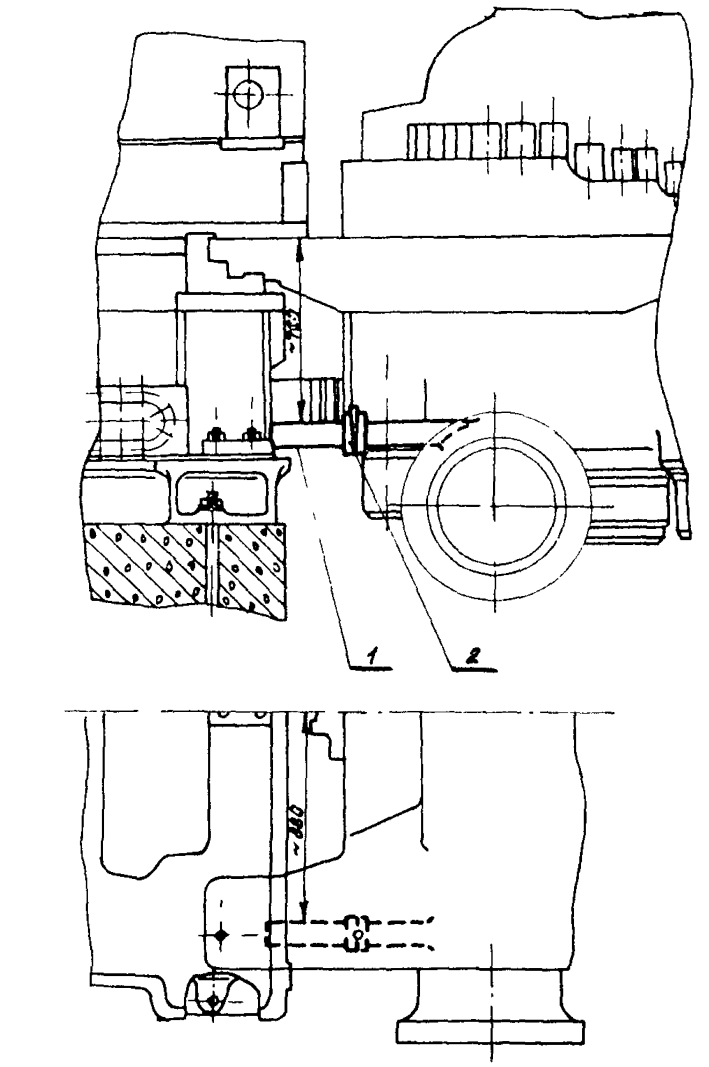
При снятии средней опоры и фундаментной рамы во время замены цилиндров устанавливаются сменные пластины модульного типа (черт 10) Они позволяют за две смены при кратковременных остановах зачистить поверхности скольжения и заменить смызывающий материал

Модули установлены на трех турбинах К-300-240 ХТГЗ (Первый — в 1988г) После накопления опыта эксплуатации будут выданы дополнительные рекомендации по применению модулей на турбинах других типов

3 2 4 Нанесение антифрикционной смазки

Спецпаста ВТИ-ЛМЗ применяется на турбинах любых типов мощностью до 500 МВт и турбинах 500 МВт производства ПОАТ ХТЗ

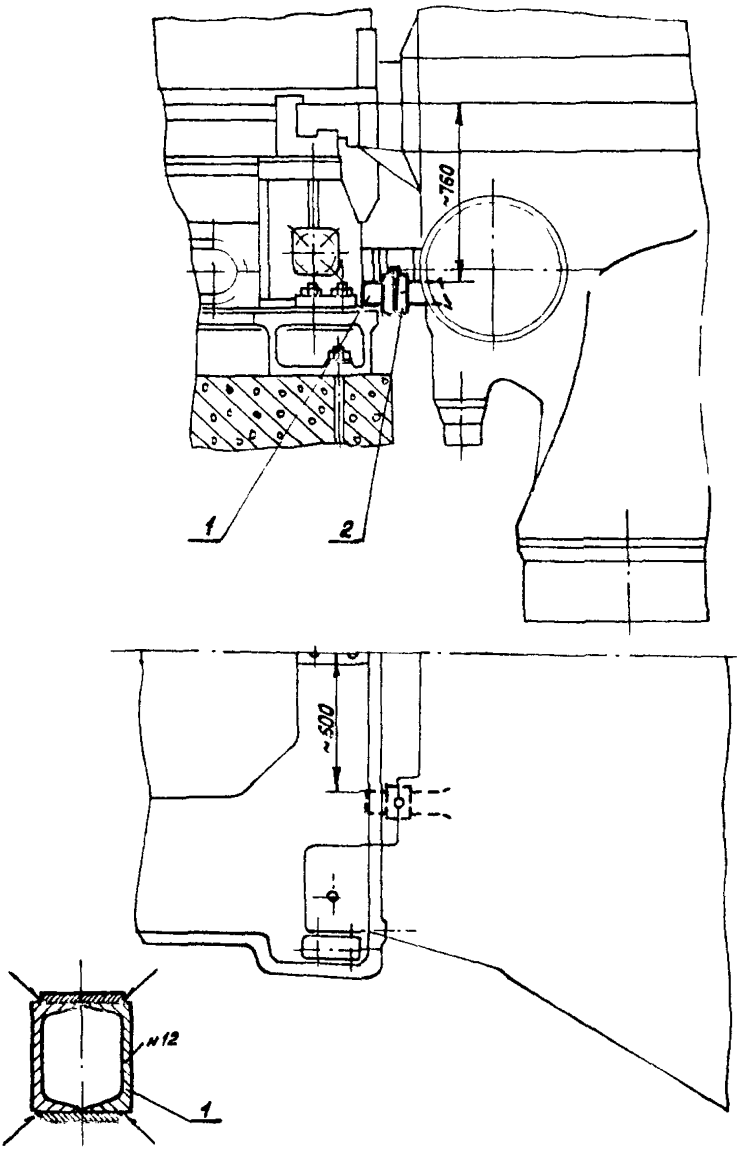
Эскиз установки упоров между ЦСД-1 и опорой подшипника № 2 турбины Т-250/300-240 ТМЗ



1 — сварной короб, 2 — домкрат клиновой

Черт 20

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



1 — сварной короб; 2 — домкрат клиновой

Черт. 21

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(т) и дополнения к нему от 22.12.88г. 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.

3.6. Обеспечение расчетных перемещений трубопроводов

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.

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 в соответствии с требованиями «Методических указаний по наладке паропроводов тепловых электростанций, находящихся в эксплуатации». РД 34.39.401 (М: СПО Союзтехэнерго, 1981);

отремонтировать существующие и смонтировать при необходимости вблизи турбины новые указатели положения паропроводов в соответствии с РД 34.39.301—87. В холодном состоянии выставить указатели в нулевое положение и измерить длины пружин подвесок.

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.

3.6.4. При отсутствии расчетов, несоответствии фактического исполнения паропроводов, системы крепления, «видимых» тепловых перемещений, мест установки, типа или конструкции опор проекту станция совместно с наладочной организацией должна выполнить расчет паропровода на прочность в соответствии с разделом 4 «Мето-

дических указаний по наладке паропроводов тепловых электростанций, находящихся в эксплуатации».

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.

3.6.5. Если ожидаемые нагрузки на лапы цилиндров не превышают 150—250 кН (15—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 М80х4 для установки силоизмерительных болтов грузоподъемностью 800—900 кН (80—90 т). Такие силоизмерительные болты изготавливают ВТИ им. Ф.Э.Дзержинского (ТУ ВТИ 35.010.91) и ПО ЛМЗ (ИНЛ—90). Силоизмерительные устройства имеются у НПО ЦКТИ (отчет НПО ЦКТИ, 1980, № 042818/0-10-084).

Возможно также использование крановых динамометров ДПУ-500-2 Краснодарского завода «Тензоприбор».

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.

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

3.6.8. Рекомендуемые значения нагрузок на лапы турбин различных типов приведены в табл. 2.

Суммарная нагрузка на все лапы цилиндров не должна превышать рекомендуемую более чем на 30—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).

3.6.9. Если работы, выполненные по пункту 3.6.7, оказались неэффективными, следует после соответствующих расчетов установить дополнительные подвески и опоры по образцу разработанных ВТИ и УГРЭС для турбин К-800-240 (черт.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 (черт. 23—25).

3.6.10. Если выполнение мероприятий по предыдущим пунктам не привело к выравниванию или снижению нагрузок до нормативных, следует поочередно перемонтировать присоединенные к цилиндрам паропроводы, начиная с наиболее крупных. При этом место разрезки выбирать вблизи турбины на расстоянии 1—2-межопорных пролетов от патрубков турбины.

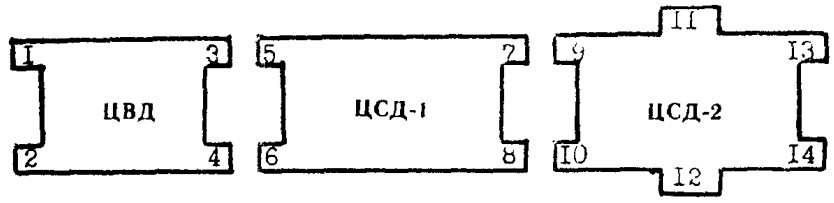
Проведением дополнительных расчетов паропровода определить значения зазоров в месте разрезки трубопровода и изменение усилий на турбину при разрезке паропровода. Фактические значения зазоров, измеренных в месте разрезки паропровода, должны быть в пределах значений зазоров, определенных расчетом с учетом 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-из-

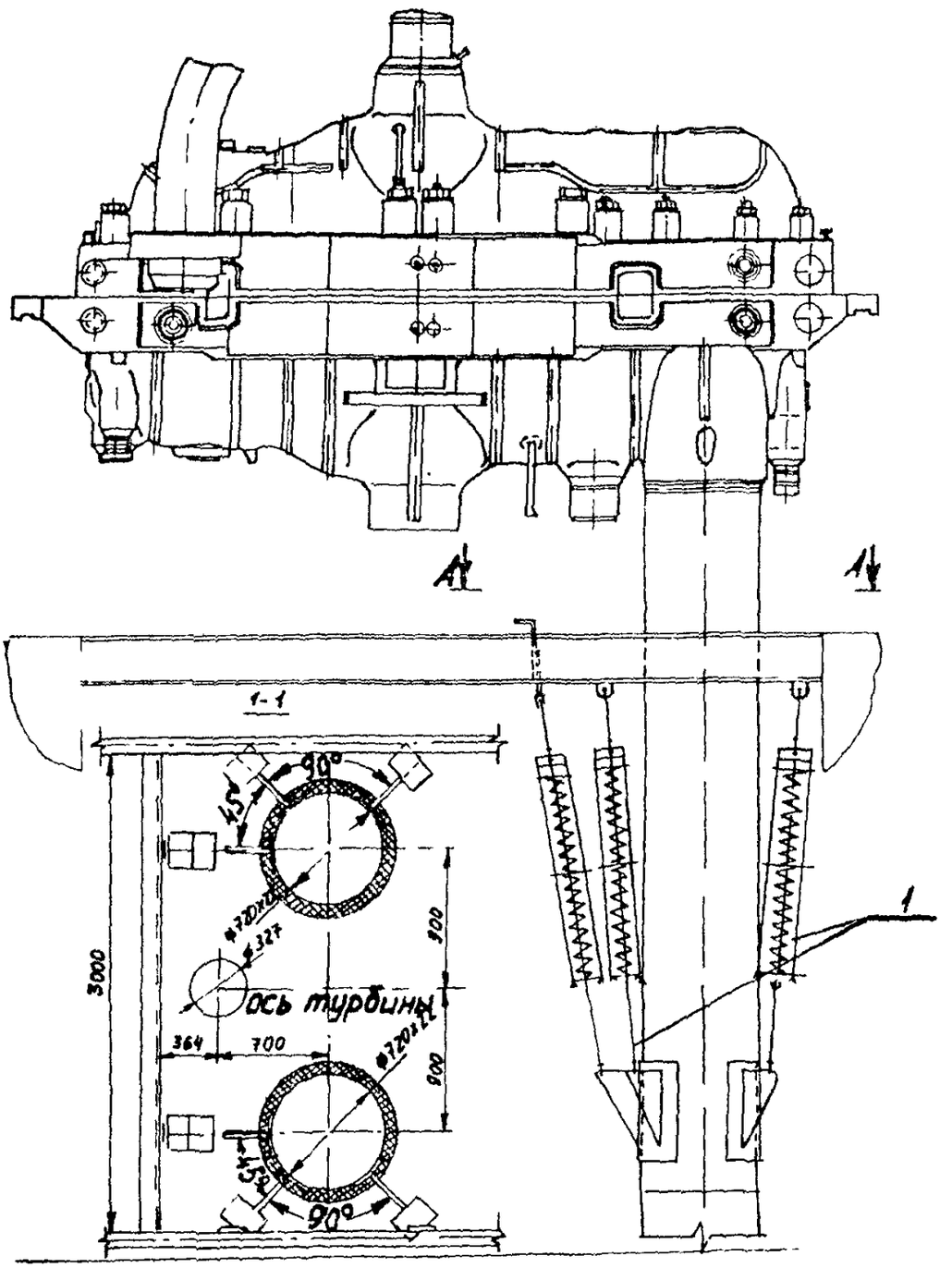
Таблица 2

Рекомендуемые весовые нагрузки на лапы цилиндров (кН)



тип турбины \ номер лапы	1	2	3	4	$\Sigma_{1\div4}$	5	6	7	8	$\Sigma_{5\div8}$	9	10	11	12	13	14	$\Sigma_{9\div14}$
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										
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							

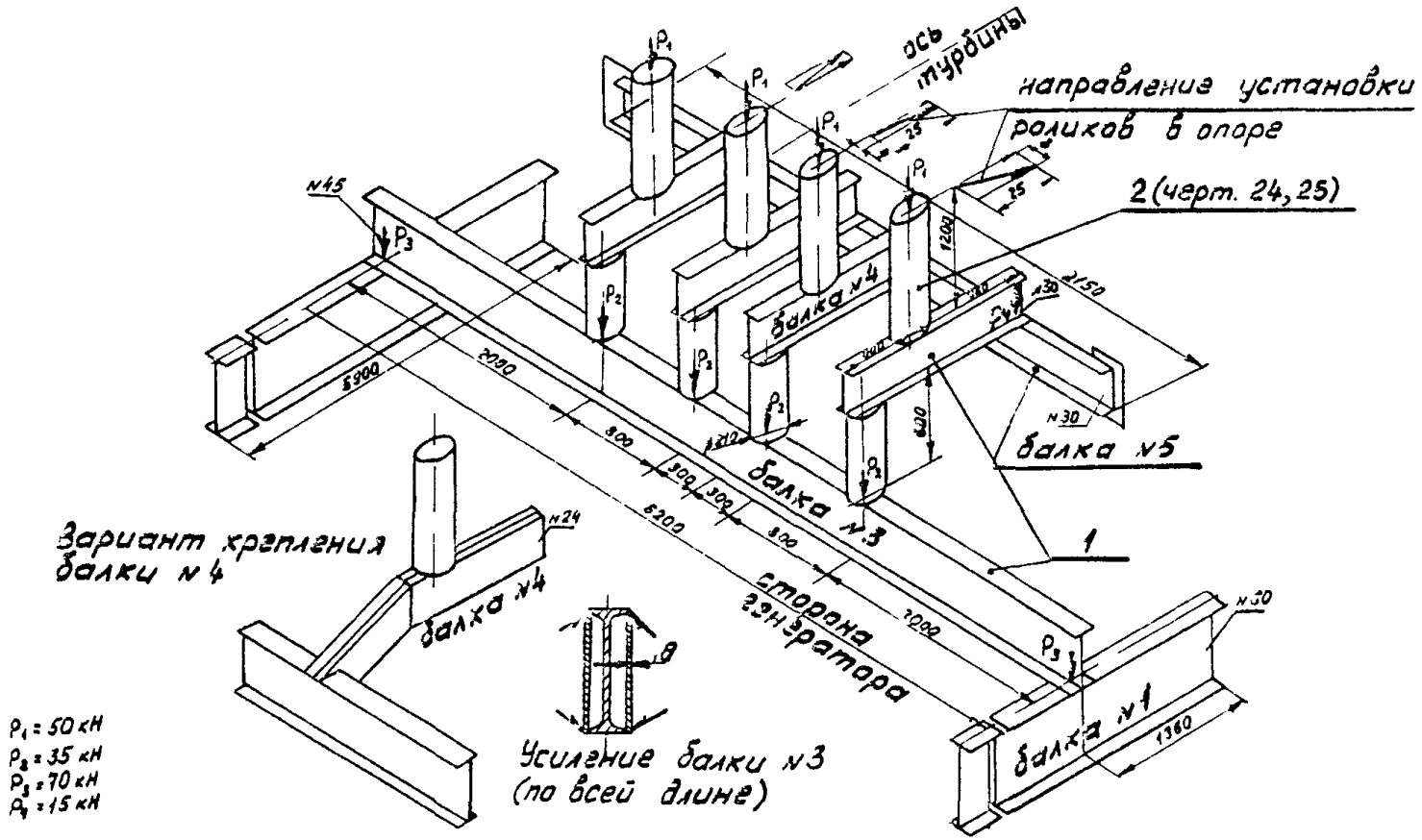
Эскиз установки дополнительных подвесок на трубопровод ХПП в районе ЦВД блока 800 МВт



1 — дополнительные подвески грузоподъемностью 50 кН каждая.

Черт 22

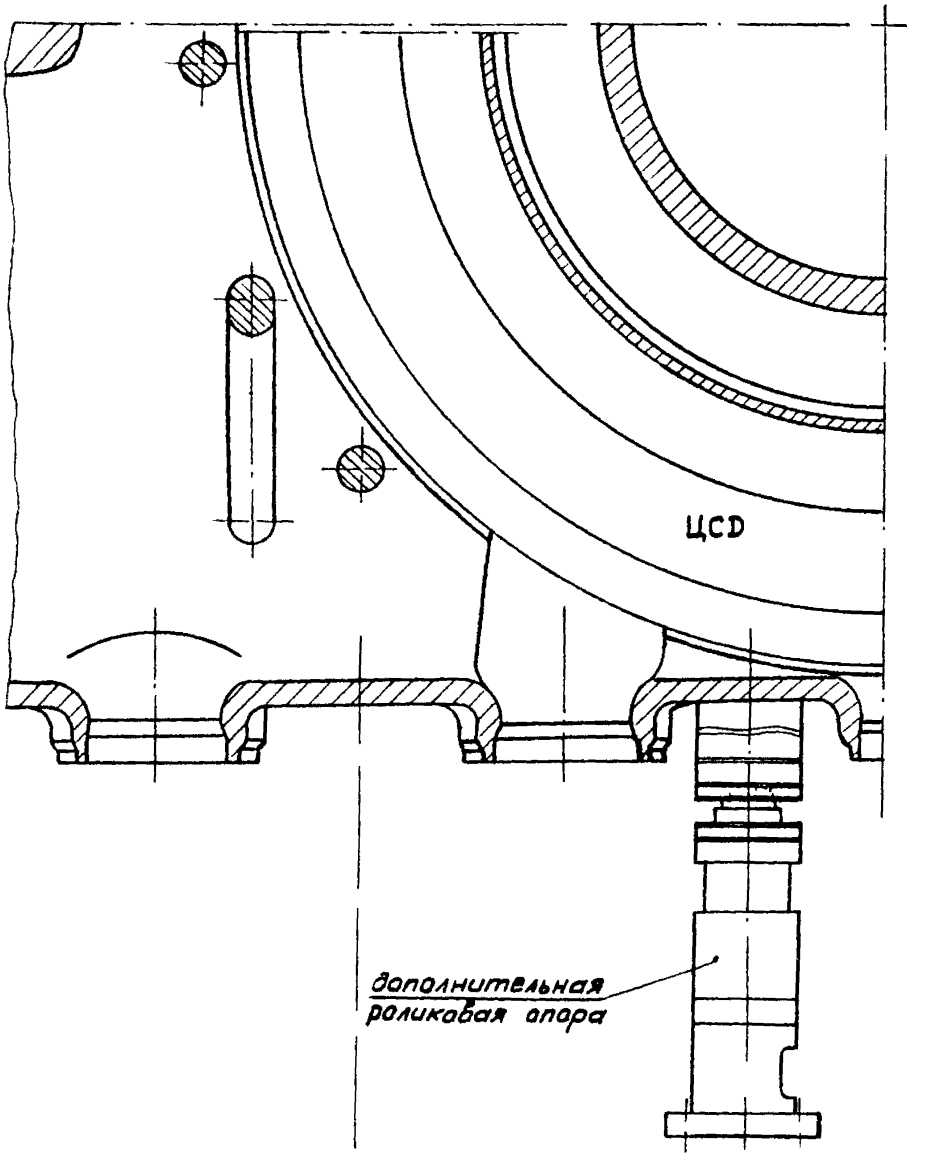
Эскиз установки дополнительных роликовых опор передней части ЦСД турбины К-800-240 ЛМЗ



1 — дополнительные металлоконструкции, 2 — дополнительная роликовая опора

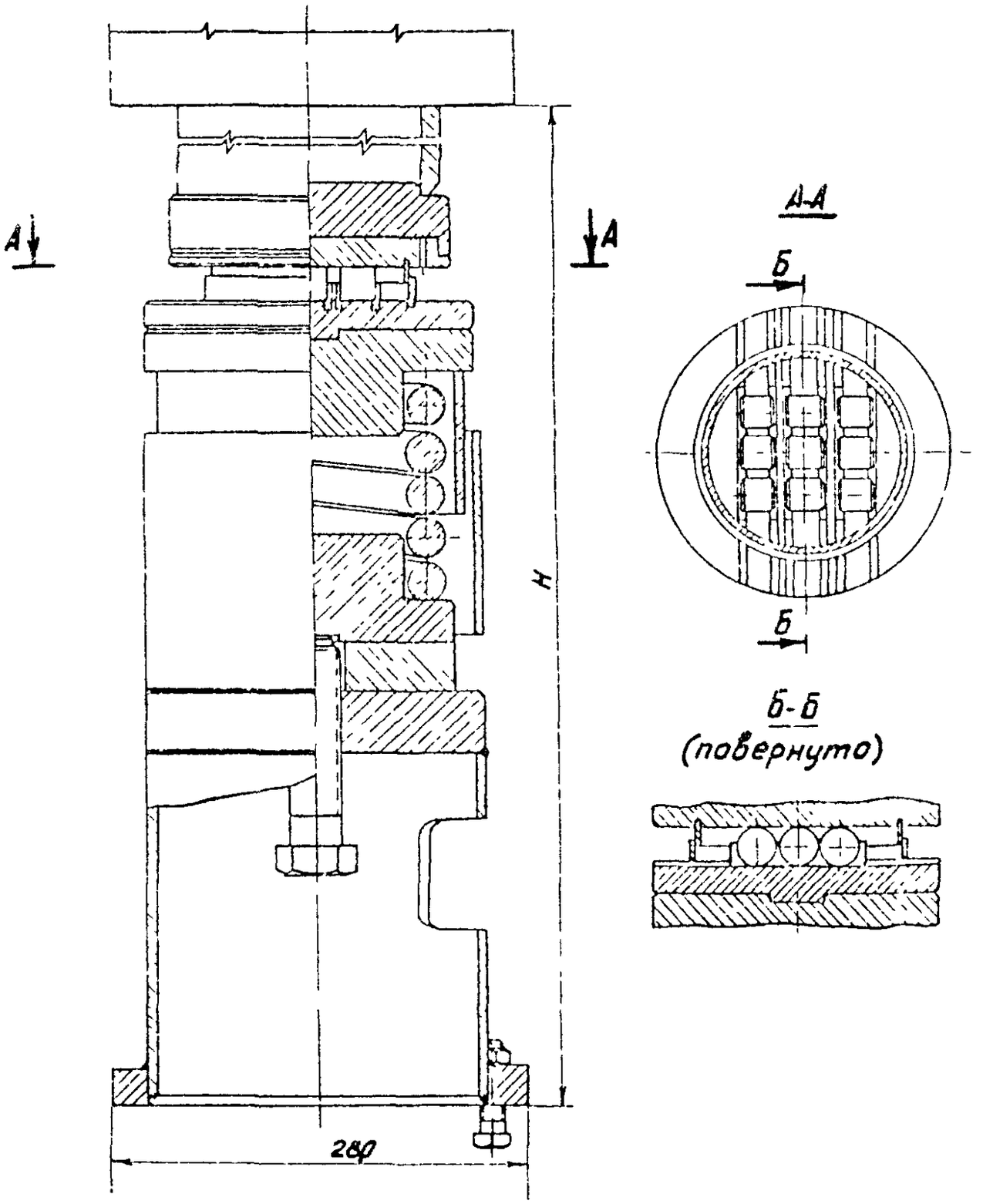
Черт 23

Расположение дополнительной роликовой опоры в передней части выхлопа ЦСД



Черт. 24

Дополнительная роликовая опора



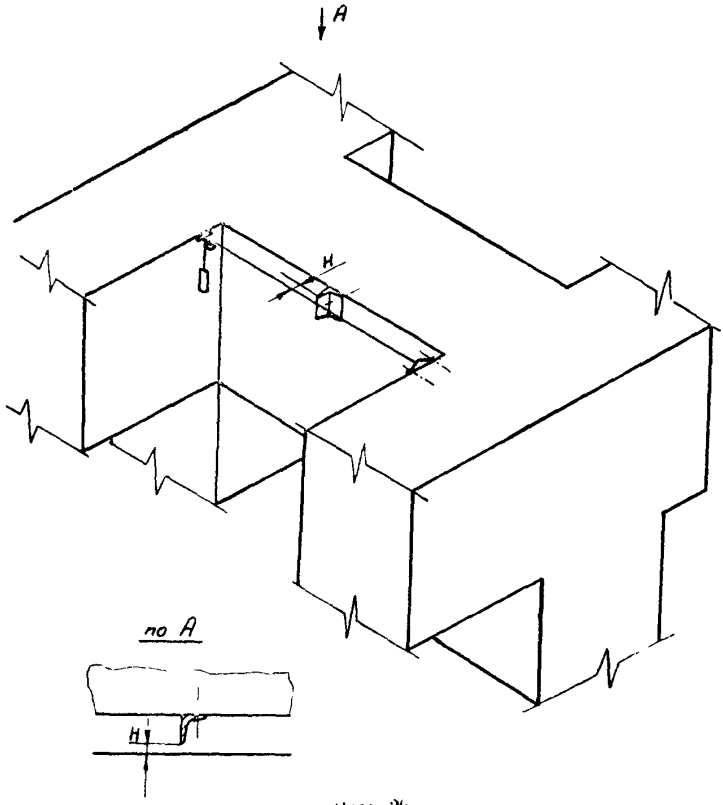
Черт. 25

готовителя турбины, проектной или наладочной организации, проводившей расчеты паропровода.

3.7. Восстановление жесткости ослабленных элементов фундамента

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

Эскиз измерения продольной деформации ригеля



Черт. 26

При невозможности применения струны зазоры можно измерить диагностическим аппаратом Челябинского политехнического института (450044, Челябинск, проспект Ленина, 76, кафедра железобетонных конструкций).

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 в соответствии с «Рекомендациями по ремонту и восстановлению жесткости элементов фундаментов турбоагрегатов тепловых электростанций» (отчет № 89073), разработанных Челябинским политехническим институтом.

4. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ РАБОТ ПО НОРМАЛИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ РАСШИРЕНИЙ

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 2.

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

При их несоответствии в ближайший ремонт следует нормализовать температуру среды, окружающей корпус подшипников (п.3.1), выбрать и внедрить один из рекомендуемых способов уменьшения сил трения, защитить поверхности скольжения от попадания грязи (п.3.2), провести ревизию поперечных шпонок цилиндров (п.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.

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

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

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Вводная часть	1
1	Общие положения	2
2	Контроль за тепловыми расширениями	4
3	Способы нормализации тепловых расширений	9
	3 1 Нормализация состояния среды, окружающей скользя щие поверхности	9
	3 2 Уменьшение сил трения поверхностей скольжения кор пусов подшипников	13
	3 3 Ревизия поперечных шпонок корпусов цилиндров	20
	3 4 Увеличение жесткости «мертвой» точки турбины	20
	3 5 Повышение надежности работы муфты РВД РСД турбин К-300 240 ХТГЗ	30
	3 6 Обеспечение расчетных перемещений трубопроводов	30
	3 7 Восстановление жесткости ослабленных элементов фун дамента	38
4.	Последовательность работ по нормализации тепловых расширений	39

Технический редактор *И Р Шанто*
Корректор *Н Н Клюева*

Подписано в печать 5 05 91 Формат $60\times90^{1}/_{16}$ Печать офсетная.
Уч изд л 2 65 Усл печ л 2,5 Тираж 620 экз Заказ № 161 Цена 25 руб
ПМБ ВТИ им Ф Э Дзержинского
109280 Москва, ул Автозаводская, 14/23

gost.e-ecolog.ru