



УРАЛЭНЕРГОРЕМОНТ

Почтовый адрес: ул. Шевченко, 16, г. Екатеринбург, Россия, 620075

Тел/факс: (343) 350-81-46/(343) 388-14-59

e-mail: uer@uer.ru, www.uer.ru

ИНФОРМАЦИОННЫЙ БЮЛЛЕТЕНЬ № 1 01.10.2015 г.

Вступительное слово.

Информационный бюллетень ОАО «УРАЛЭНЕРГОРЕМОНТ» - это ежемесячная публикация информационных материалов по итогам реализации нашим предприятием проектов в разные периоды времени на энергетических объектах России и других стран.

Мы предоставляем возможность коллегам ознакомиться с нашими достижениями, оценить возможности совместного сотрудничества, обсудить проблемы.

Ваши замечания и предложения по содержанию будут рассмотрены при подготовке следующих выпусков.

ОАО «УРАЛЭНЕРГОРЕМОНТ» приглашает к сотрудничеству физические лица и коллективы для внедрения собственных разработок, реализации творческого потенциала в нашем Инженерном центре.

Для освещения отдельных тем предполагается подготовка специальных выпусков.

*Генеральный директор
ОАО «УРАЛЭНЕРГОРЕМОНТ»
Душин В.П.*

Содержание.

1. Модернизация ЦНД турбин К-210-130 на Белоярской АЭС.
2. Наплавка поврежденных гребней ПКУ и ЗКУ ротора ВД турбины Т-110/120-130 ТМЗ.
3. Ремонт множественного растрескивания корпуса стопорного клапана турбины Т-110/120-130 ТМЗ.
4. Организация дополнительного отбора пара 70-90 т/ч в стационарный коллектор 8-16 кгс/см² из перепускных труб ЦВД – ЦСД турбин, установленных на ТЭС.



Рузанов Сергей Петрович, директор. Инженерный центр.



Блинов Олег Витальевич, прораб, Турбинный цех.

1. Модернизация ЦНД турбин К-210-130 на Белоярской АЭС.

В 2005-2009 годах ОАО "УРАЛЭНЕРГОРЕМОНТ" успешно выполнило работы по модернизации ЦНД трёх паровых турбин К-210-130 на Белоярской АЭС по проекту ОАО «Силовые машины».

Цель проекта:

- увеличение единичной мощности турбоагрегатов на 4 МВт каждого за счёт повышения эффективности проточной части;
- продление срока эксплуатации и увеличение межремонтного периода;
- повышение надёжности турбин за счёт применения новых деталей и узлов;
- улучшение условий эксплуатации оборудования.

Объем модернизации проточной части ЦНД:

- замена 26 и 30 ступеней Баумана на полнопоточные;
- замена последних ступеней 27 и 31 с лопатками длиной 760 мм на лопатки длиной 960 мм.;
- замена дисков с облопачиванием 26, 27, 30, 31 ступеней, уплотнительных втулок, радиальных шпонок дисков 26, 27, 30, 31 ступеней;
- замена клиновых шпонок на полумуфтах РНД.
- реконструкция как впускного так и выпускного тракта турбины, осуществляемая за счёт исключения некоторых рёбер и пластин из выхлопных частей двухпоточного ЦНД и приваривания новых элементов, обеспечивающих аэродинамическое профилирование тракта под лопатки длиной 960 мм и восстановление конструктивной прочности корпуса.

Эффективность решений проекта:

- новые направляющие и рабочие лопатки имеют высокоэкономичные профили с переменным тангенциальным навалом у направляющих лопаток;
- рабочие лопатки 26, 27, 30, 31 ступеней имеют ёлочные хвостовики и цельнофрезерованные бандажи, которые предотвращают раскрутку пера лопаток под действием центробежной силы, позволяют применить эффективные радиальные уплотнения;
- диафрагмы и обоймы диафрагм этих ступеней имеют сварную конструкцию, позволившую реализовать в 27 и 31 ступенях эффективную систему влагоудаления.

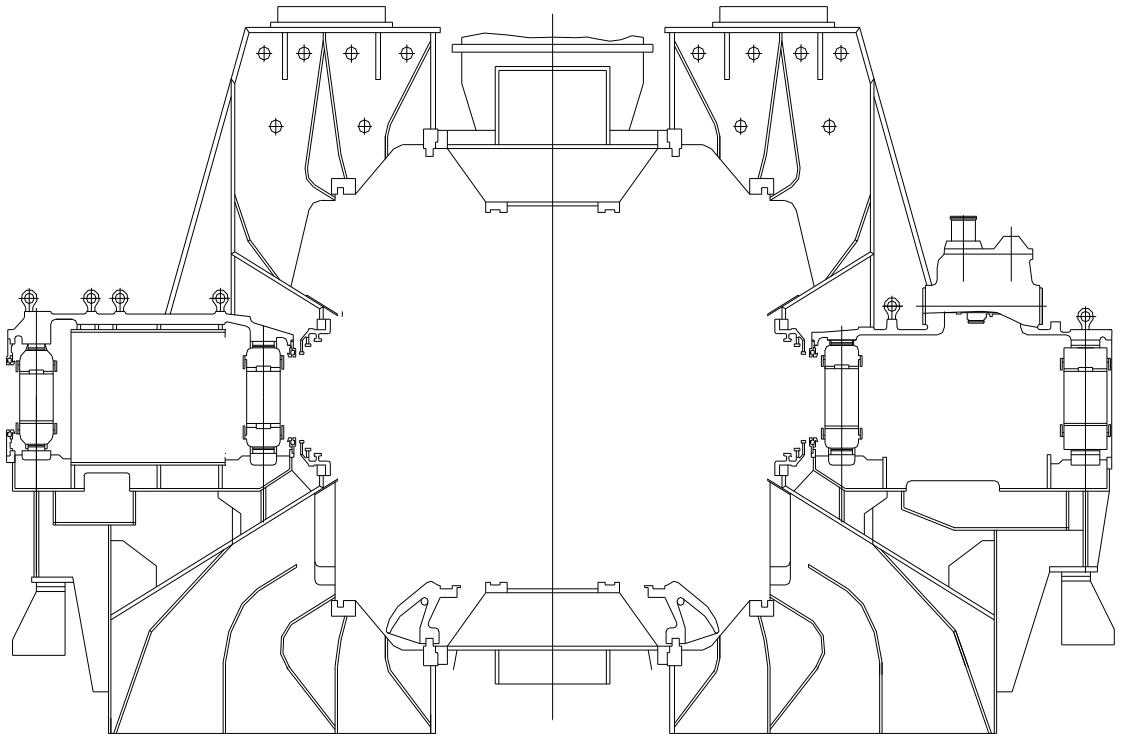


Рис. 1. ЦНД паровой турбины К-210-130 ЛМЗ до модернизации

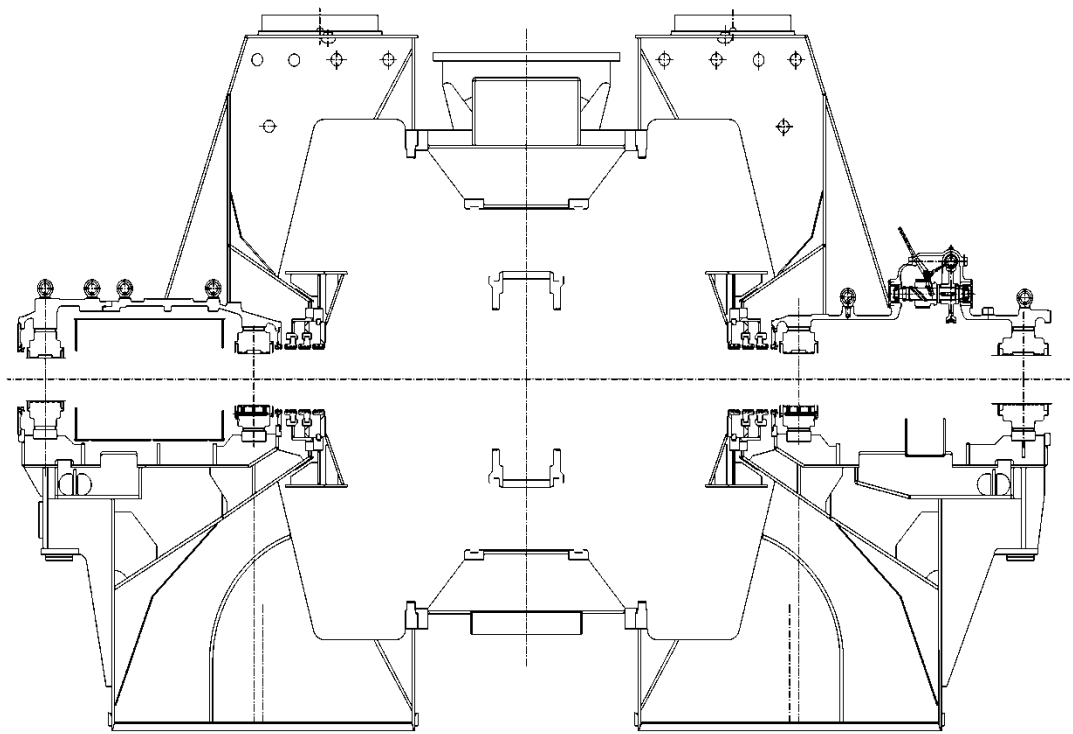


Рис. 2. ЦНД паровой турбины К-210-130 ЛМЗ после модернизации

Первой в 2005 году на Белярской АЭС модернизировалась турбина К-210-130 ст. №5. На стадии подготовки к проведению модернизации совместно с ОАО "Силовые машины" и субподрядчиком ОАО "Атомэнергоремонт" был детально проработан порядок выполнения работ как на станции, так и в специализированном корпусе по ремонту роторов и производственной базе ОАО "УРАЛЭНЕРГОРЕМОНТ". Результатом согласованных действий стали технологическая инструкция на газосварочные работы при модернизации и ужесточении ЦНД, проект производства работ и сетевой график предстоящей модернизации.

В процессе модернизации были выполнены следующие работы:

1. Работы ОАО "УРАЛЭНЕРГОРЕМОНТ" по наружному ужесточению и модернизации корпуса ЦНД, выполненные на станции:

- установка дополнительных рёбер жёсткости и деталей на наружной и внутренней поверхностях корпуса ЦНД;
- частичная вырезка рёбер жёсткости и расточек под установку последних обойм левого и правого потоков;
- монтаж аэродинамических конусов выхода пара из последних ступеней левого и правого потоков ЦНД.

2. Работы ОАО "УРАЛЭНЕРГОРЕМОНТ" по модернизации РНД, выполненные на производственной базе и в специализированном корпусе ОАО "УРАЛЭНЕРГОРЕМОНТ":

- полная разборка РНД в вертикальном положении;
- дообработка вала ротора НД под установку новых рабочих колёс 26, 27, 30, 31 ступеней и втулок концевых уплотнений;
- дообработка посадочных мест новых рабочих колёс 26, 27, 30, 31 ступеней;
- сборка ротора НД с установкой новых рабочих колёс 26, 27, 30, 31 ступеней в вертикальном положении;
- балансировка ротора НД на балансировочном станке.

3. Работы субподрядчика ОАО "Атомэнергоремонт" по модернизации ЦНД с заменой деталей проточной части, выполненные на станции:

- вскрытие цилиндра и разборка проточной части;
- центровка линии вала и деталей проточной части;
- замена обойм диафрагм;
- замена диафрагм 26, 27, 30, 31 ступеней;
- замена переднего и заднего каминов;
- сборка ЦНД после выполнения работ по наружному ужесточению и модернизации корпуса ЦНД, модернизации РНД.

Работы по наружному ужесточению и модернизации корпуса ЦНД были выполнены без демонтажа корпуса. Ранее подобные работы сопровождались демонтажом и срок выполнения работ доходил до полугода. Такой подход к проведению работ был опробован впервые и потребовал от персонала чёткого выполнения требований, заложенных в ППР и технологической инструкции на газосварочные работы, постоянного контроля за короблением и отрывом выхлопа ЦНД от фундаментных рам.

Несмотря на все трудности при проведении работ и сжатые сроки (25 суток), удалось избежать влияния газосварочных работ при наружном ужесточении, вырезке рёбер жёсткости и монтаже аэродинамических конусов на коробление корпуса ЦНД и его отрыв от фундаментных рам. Выполненные работы были признаны успешными и в дальнейшем такой способ модернизации корпуса ЦНД применялся ОАО "Силовые машины" и на других станциях.

Как уже ранее отмечалось, работы по модернизации ЦНД и РНД производились на разных площадках: ЦНД - на Белярской АЭС, а РНД - в специализированном корпусе ОАО "УРАЛЭНЕРГОРЕМОНТ" по ремонту роторов и на производственной базе. Такой способ проведения работ позволил, в том числе, оптимизировать работу кранов и в конечном счёте обеспечить сжатые сроки ремонта.

Разборка и сборка РНД производилась в специализированном корпусе на стенде для вертикальной разборки-сборки роторов, показанном на рис.3. Вертикальный способ сборки позволил обеспечить необходимые требования к качеству сборки ротора НД. Там же производилась контрольная проверка уравновешенности РНД до реконструкции (рис.4), дообработка вала РНД и балансировка РНД после реконструкции. После завершения реконструкции все параметры, включая вибросостояние, соответствовали НТД без выполнения дополнительных наладочных работ.



Рис.3. Стенд для вертикальной разборки-сборки роторов

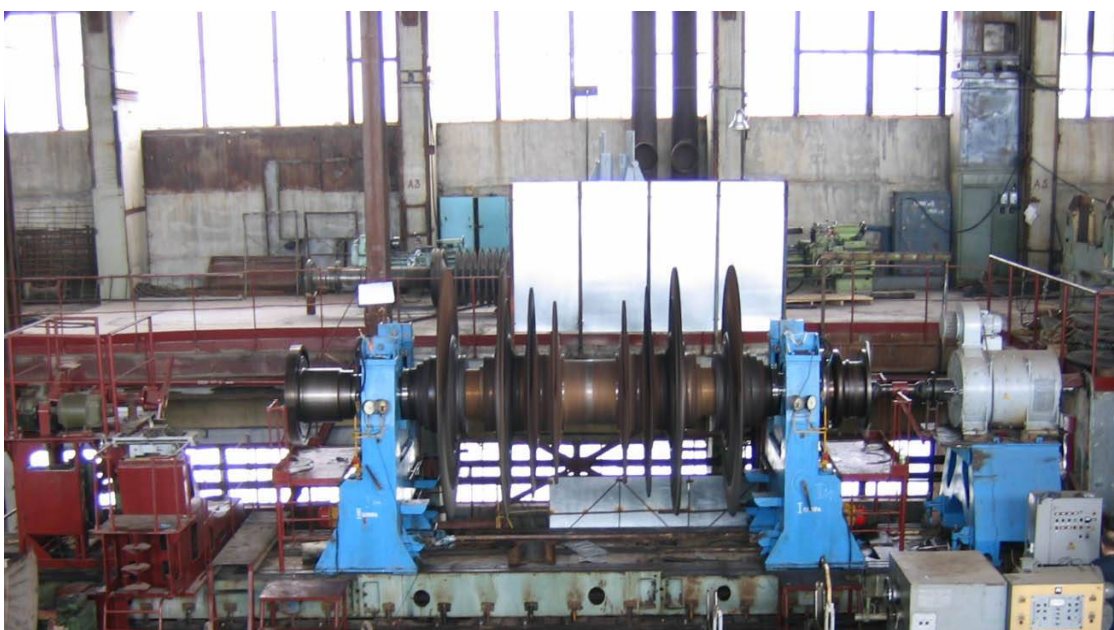


Рис.4. Проверка уравновешенности РНД на балансировочном станке до реконструкции

На рис.5 показан участок по облопачиванию дисков рабочих колёс, а на рис.6 - транспортировка реконструированного РНД в специализированной кассете для перевозки роторов грузоподъёмностью 40 тонн.



Рис.5. Участок облопачивания дисков рабочих колёс



Рис.6. Транспортировка реконструированного РНД в специализированной кассете для перевозки роторов

После выполнения работ были доработаны ППР и технологическая инструкция на газосварочные работы при модернизации и ужесточении ЦНД с учётом замечаний и предложений, возникших в процессе модернизации.

Результаты экспресс-испытаний до и после проведения модернизации подтвердили выполнение гарантий. Увеличение мощности турбоагрегата составило 4.1 МВт. На основе полученного опыта было гарантировано успешное проведение модернизации оставшихся блоков Белоярской АЭС, что и было осуществлено в дальнейшем - модернизация турбоагрегата ст.№4 в 2007году и турбоагрегата ст. №6 в 2009 году.



**Мазуровский Владимир Львович, к.х.н., главный сварщик,
Инженерный центр**

2. Наплавка поврежденных гребней ПКУ и ЗКУ ротора ВД турбины Т-110/120-130 ТМЗ.

В процессе ревизии и ремонта роторов обнаруживаются дефекты, требующие устранения. Наиболее часто встречается механический износ гребней концевых (ПКУ, ЗКУ) и диафрагменных уплотнений в результате радиальных задеваний ротора о детали статора, что влечет за собой появление промылов, эрозии и коррозии как самих гребней, так и межгребенных лабиринтов.

Как правило, исправление таких дефектов на роторах паровых турбин производится механической обработкой, что вызывает соответствующее изменение ответных статорных деталей и возрастание объемов и сроков выполнения ремонтных работ и их стоимости.

С подобной проблемой в ОАО «УРАЛЭНЕРГОРЕМОНТ» столкнулись при ремонте ротора ВД турбины Т-110/120-130 ТМЗ, ст. № 6 Курганской ТЭЦ.

Из-за больших объемов и сжатых сроков ремонтных работ и отсутствия возможности провести модернизацию статорных обоем уплотнений, было принято решение провести наплавку изношенных и эродированных гребней и лабиринтов ПКУ и ЗКУ ротора с последующим восстановлением их геометрических размеров согласно требованиям чертежа. Предварительно ПКУ и ЗКУ ротора были механически обработаны на токарном станке с целью максимального удаления следов износа и эрозии на гребнях и лабиринтах. После чего был проведен входной контроль металла методами ВИК, МПД и ЦД для выявления полноты устранения дефектов и измерение твердости металла ротора. Контроль показал, что дефекты устранены полностью, а твердость металла ротора в районах ПКУ и ЗКУ находилась в пределах 200...220 НВ, что соответствует норме на роторную сталь Р2М по ОСТ 108.961.05-80.

Одновременно была подготовлена оснастка для проведения наплавочных работ и сопутствующих термических операций (формирующие медные кольцевые быстросъемные подкладки, горелочный комплекс для подогрева и проведения промежуточных и окончательной низкотемпературных термических обработок – НТТО, теплоизоляция ротора, роликовый вращатель, обеспечивающий позиционирование ротора под наплавку и его равномерное вращение при подогреве под наплавку и проведении НТТО).

Наплавка гребней и лабиринтов ПКУ и ЗКУ ротора ВД осуществлялась методом ручной аргонодуговой наплавки с применением высоконикелевого присадочного материала по специальной технологии, разработанной ОАО «УРАЛЭНЕРГОРЕМОНТ». Технология предусматривает проведение наплавочных работ со специальной последовательностью раскладки наплавляемых валиков, с предварительным и сопутствующим подогревом и проведением промежуточных и послесварочной (окончательной) низкотемпературных термических обработок. Технология разработана на САПР-сварка ОАО «УРАЛЭНЕРГОРЕМОНТ» и обеспечивает получение высоконадежных сварных соединений при сварке роторных сталей.

В процессе наплавочных и термических операций осуществлялся постоянный контроль их проведения, который включал в себя постоянный мониторинг температуры металла ротора лазерными пирометрами и послойный ВИК наплавляемых валиков.

После проведения наплавки и окончательной НТТО, ПКУ и ЗКУ ротора были механически обработаны в чертежные размеры и проконтролированы ВИК и методом ЦД. Были обнаружены незначительные дефекты в виде пор и несплавлений, которые были устранены их механической выборкой и последующей наплавкой по описанной выше технологии. Окончательный контроль наплавленных слоев не обнаружил недопустимых дефектов.

К настоящему времени данный ротор ВД турбины Т-110/120-130 ТМЗ, ст. № 6 Курганской ТЭЦ находится в эксплуатации после проведения наплавки ПКУ и ЗКУ более 65 тыс. часов.



Мазуровский Владимир Львович, к.х.н., главный сварщик,
Инженерный центр

3. Ремонт множественного растрескивания корпуса стопорного клапана турбины Т-110/120-130 ТМЗ.

В период капитального ремонта турбины Т-110/120-130 ТМЗ, ст. № 6 Курганской ТЭЦ, который проводило ОАО «УРАЛЭНЕРГОРЕМОНТ», поступило обращение руководства Курганской ТЭЦ об оценке технического состояния стопорного клапана данной турбины и возможности проведения его ремонта. Перед этим клапан был отревизирован специалистами Курганэнергоремонта и окончательно забракован по причине множественного растрескивания внутренней поверхности корпуса клапана. Было подтверждена невозможность проведения его восстановительного ремонта. Уральский турбинный завод не гарантировал поставку нового стопорного клапана, ранее чем через 4 месяца после планового включения турбины в сеть после капремонта.

Специалисты ОАО «УРАЛЭНЕРГОРЕМОНТ» после осмотра и предварительного контроля корпуса стопорного клапана высказали предположение о том, что клапан может быть восстановлен в условиях Производственной базы ОАО «УРАЛЭНЕРГОРЕМОНТ» после выполнения контроля микроструктуры металла и установления уровня его деградации, о чем и было сообщено руководству Курганской ТЭЦ. Было принято совместное решение о проведении восстановительного ремонта корпуса стопорного клапана и утвержден график проведения предварительных контрольных операций и восстановительных работ. Клапан был демонтирован и отправлен на ПБ ОАО «УРАЛЭНЕРГОРЕМОНТ».

При входном контроле металла (15Х1М1ФЛ) корпуса стопорного клапана (после пескоструйной и механической очистки), проведенного специалистами лаборатории металлов ОАО «УРАЛЭНЕРГОРЕМОНТ», было установлено, что кроме ранее выявленных восьми зон сеточного растрескивания внутренней поверхности клапана, существует еще три зоны. Общая суммарная площадь растрескивания достигала приблизительно 90% внутренней поверхности клапана. Кроме того, на наружной поверхности клапана были выявлены множественные трещины на всех радиусных переходах и две зоны сеточного растрескивания на сферической поверхности корпуса клапана. Ширина раскрытия 50% трещин достигала 1,5...2,0 мм. По предварительной оценке ожидаемый суммарный объем выборок мог составить минимум 14000 см³. На корпусе клапана было выбрано 4 места (в зонах, где отсутствовало растрескивание), с которых были сняты реплики и проведены металлографические исследования. По их результатам была сделана оценка (по ОСТ 34-70-690-96) микроповрежденности (2 балл), структурного состояния (перлитная составляющая (бейнит) в пределах 20...25%) и исчерпания ресурса (0,6 – 0,75) металла корпуса клапана и произведен расчет остаточного срока службы, который составил 75...80 тыс. часов.

Было принято техническое решение о последовательности и методах проведения ремонта и операционного контроля. Первоначально была проведена выборка зон растрескивания на внутренней поверхности корпуса клапана, контроль полноты удаления дефектов и произведена наплавка выборок в определенной последовательности и на специальных режимах, обеспечивающих минимальные тепловложение и деформации. Наплавка производилась с применением метода гибридной перлитно-аустенитной технологии с проведением промежуточных низкотемпературных термических обработок (НТТО) и заключительной общей НТТО корпуса в течении 18 часов. Затем, по подобной технологии, был проведен восстановительный ремонт наружного растрескивания на корпусе клапана. По окончательным данным суммарный объем выборок составил 18000 см³, а общая масса наплавленного металла – более 150 кг.

В процессе наплавочных и термических операций осуществлялся постоянный контроль их проведения, который включал в себя постоянный мониторинг температуры металла клапана лазерными пирометрами и послойный ВИК наплавленных валиков. При необходимости (подозрение на трещинообразование в наплавленных слоях) производилось полное охлаждение корпуса клапана до комнатной температуры, тщательная механическая зачистка наплавленных слоев и проведение капиллярной дефектоскопии (ЦД).

После проведения наплавки и окончательной НТТО, корпус клапана был механически обработан и проконтролирован ВИК и методом ЦД. При этом недопустимых дефектов обнаружено не было.

К настоящему времени данный стопорный клапан турбины Т-110/120-130 ТМЗ, ст. № 6 Курганской ТЭЦ находится в эксплуатации более 65 тыс. часов.



Новоселов Владимир Борисович, д.т.н.,
ведущий инженер по ремонту, наладке и испытаниям
парогазотурбинного оборудования.
Цех регулирования и автоматики.



Иванов Сергей Николаевич, к.т.н.,
ведущий инженер по ремонту, наладке и испытаниям
парогазотурбинного оборудования.
Цех регулирования и автоматики.

4. Организация дополнительного отбора пара 70-90 т/ч в стационарный коллектор 8-16 кгс/см² из перепускных труб ЦВД – ЦСД турбин, установленных на ТЭС.

ОАО «УРАЛЭНЕРГОРЕМОНТ» разработало и реализовало на нескольких электростанциях электромеханические поворотные защитно-регулирующие клапаны (ЭМПЗРК) для организации дополнительных отборов пара в стационарные коллекторы пара собственных нужд 8-16 кгс/см².

Основная часть пара в них подаётся из производственных отборов турбин типа ПТ или турбин с противодавлением типа Р. Как резервный источник используется пар из котла, подаваемый через РОУ в случае необходимости.

По тем или иным причинам потребность в паре указанных параметров может возрасти, что требует частого включения в работу РОУ. Очевидно, использование РОУ в этом случае крайне неэкономично, поскольку свежий пар из котла дросселируется без совершения работы до параметров коллектора и, кроме того, требуется весьма сильное охлаждение пара перед его подачей в коллектор.

В то же время на электростанциях установлены в массовом количестве конденсационные (типа К) и теплофикационные (типа Т) турбины. Параметры пара в перепускных трубах ЦВД-ЦСД этих турбин имеют параметры в пределах 30-33 кгс/см² на максимальном (номинальном) режиме. Использование этого пара для подачи его в стационарный коллектор собственных нужд 8-16 кгс/см² взамен пара РОУ (вытеснение пара РОУ) очевидно даёт большой экономический эффект. Для этого необходимо выполнить паропроводы отбора пара из перепускных труб ЦВД-ЦСД в стационарный коллектор и установить на них защитно-регулирующие и обратные клапаны, управляемые из системы регулирования и защиты турбины.

Особенностью ЭМПЗРК является отсутствие масла как рабочего тела. Клапан управляется электроприводом, механически соединённым со штоком клапана посредством электромагнитной муфты, постоянно находящейся под напряжением. На валу клапана установлен также пружинный блок, который в процессе работы клапана находится в сжатом состоянии. При возникновении аварийной ситуации (сброс нагрузки, аварийный останов) напряжение с электромагнитной муфты снимается и пружина быстро (за 0,2 с) закрывает клапан, препятствуя обратному потоку пара из коллектора в турбину (защищая турбину от разгона).

На рис. 1а представлен внешний вид ЭМПЗРК, на рис.1б – сечение привода по электромагнитной муфте и пружинному блоку.

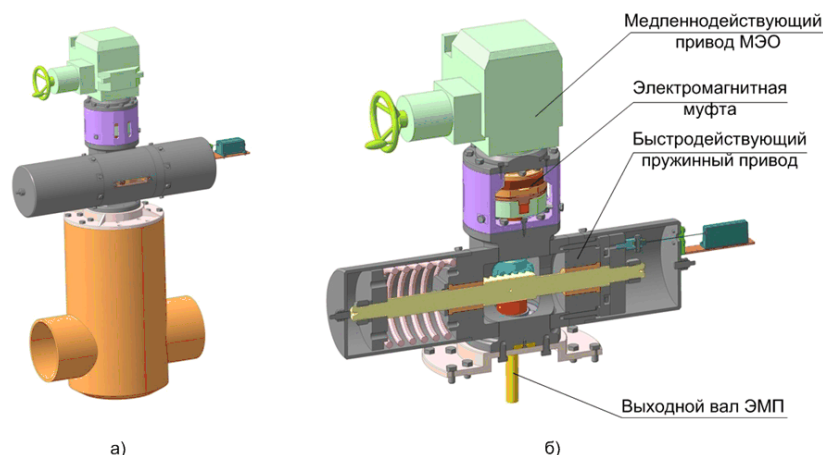


Рис.1 Электромеханический защитно-регулирующий клапан дополнительного отбора пара: а) внешний вид, б) сечение привода.

Для обеспечения безопасности в соответствии со сложившимися правилами проектирования такого рода отборов на паропроводе устанавливаются последовательно два ЭМПЗРК, один из которых соединяется с системой регулирования турбины и кроме защитных функций реализует функции регулятора (давления в коллекторе, расхода в коллектор и др.). Второй ЭМПЗРК работает как защитный от системы защиты турбины, для повышения надёжности за ним устанавливается дополнительно обратный клапан. Оба ЭМПЗРК физически и функционально взаимозаменяемы.

На паропроводе отбора пара устанавливается также охлаждающее устройство, снижающее температуру пара до допустимой (требуемой) величины. Паропровод снабжается запорной арматурой, обеспечивающей возможность его отключения для обслуживания и ремонта его элементов.

На рис. 2 представлена типовая номограмма для определения возможной величины отбора пара в стационарный коллектор в зависимости от расхода пара на турбину. Величина отбора пара может незначительно снижаться при максимальном расходе пара в турбину из соображений прочности предотборной ступени и возможном росте осевых усилий. Указанное снижение определяется заводом-изготовителем турбины при согласовании проекта дополнительного отбора.

На рис. 3 представлена в качестве примера схема объединённая дополнительного отбора пара из перепускных труб ЦВД-ЦСД турбины Т-110/120-130 в стационарный коллектор 8-13 кгс/см².

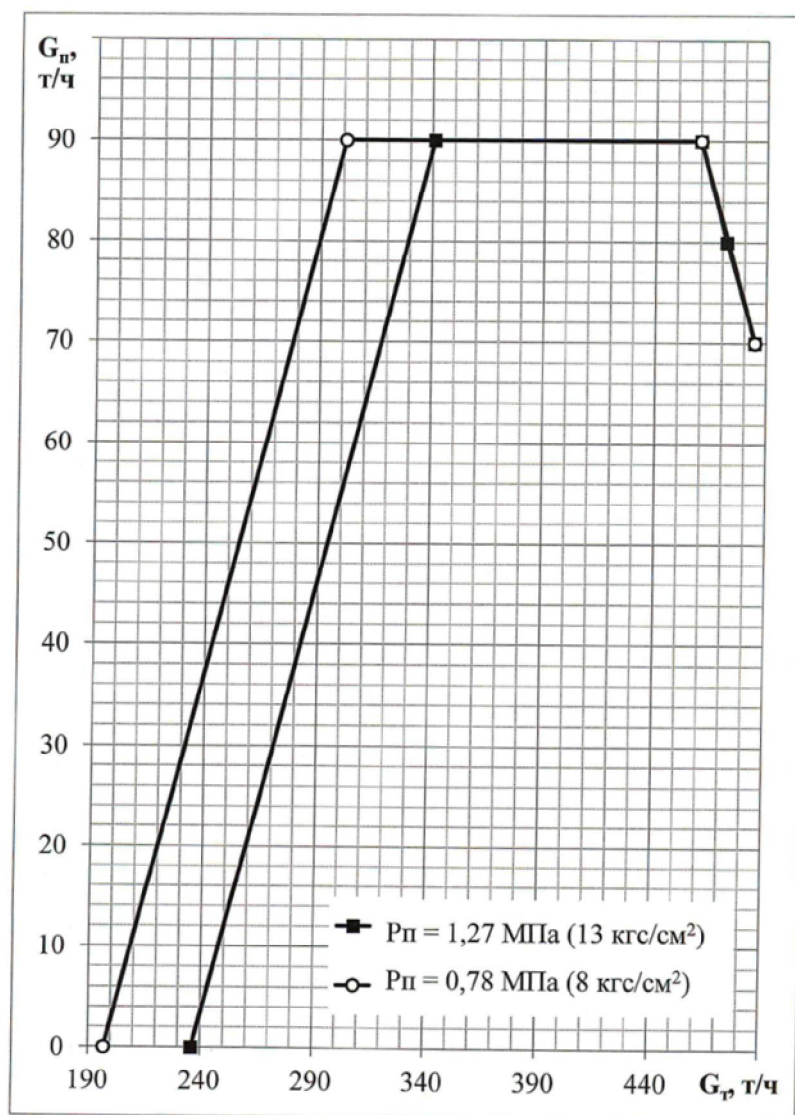


Рис.2. Номограмма для определения величины отбора пара в стационарный коллектор

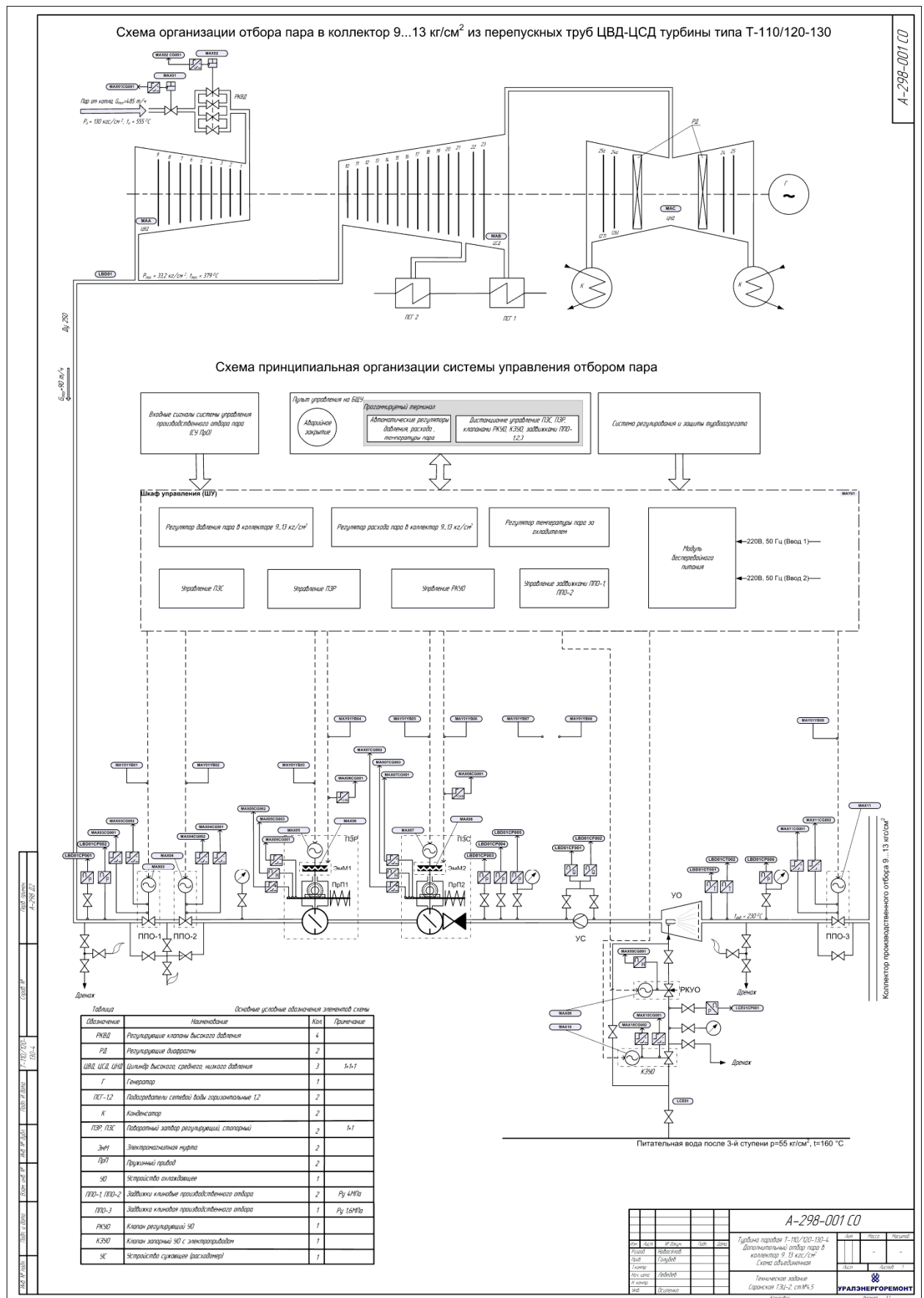


Рис. 3. Схема объединённая дополнительного отбора пара из перепускных труб ЦВД-ЦСД турбины Т-110/120-130 в стационарный коллектор 9-13 кгс/см².