

## ТЕПЛОФИКАЦИОННАЯ ПАРОВАЯ ТУРБИНА Т-113/145-12,4

Д.т.н., проф. Баринберг Г.Д.<sup>1</sup>, инж. Валамин А.Е.<sup>2</sup>, инж. Сахнин Ю.А.<sup>1</sup>, к.т.н. Ивановский А.А.<sup>1</sup>, к.т.н. Култышев А.Ю.<sup>1</sup>, к.т.н. Новоселов В.Б.<sup>1</sup> (Уральский федеральный университет, СКБт ЗАО «Уральский турбинный завод»)

*АННОТАЦИЯ.* Рассматриваются конструктивные особенности и показатели теплофикационной турбины типа Т-113/145-12,4, предназначенной для ПГУ.

*КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:* теплофикационная паровая турбина, парогазовая установка, конструкция, показатели.

Теплофикационная паровая турбина Т-113/145-12,4 производства ЗАО «Уральский турбинный завод» предназначена для работы в составе трехконтурной парогазовой установки (ПГУ) с промежуточным перегревом пара. Головной образец такой турбины будет введен в эксплуатацию в начале 2011 года на Краснодарской ТЭЦ. В состав ПГУ также входит газовая турбина фирмы Mitsubishi Heavy Ind. M701 F4 номинальной мощностью 303,4 МВт и котел-утилизатор (КУ) производства ОАО «ЭМАльянс», выполненный по проекту фирмы A&E (Чехия-Австрия).

Турбина Т-113/145-12,4 без существенного изменения конструкции может работать в составе ПГУ с другими газовыми турбинами, например, 9001Н или PG9351 FA производства General Electric, газовой турбиной серии «J» мощностью 320 МВт производства Mitsubishi Heavy Ind., а

также с самой мощной газовой турбиной SGT5-8000H производства Siemens.

В [1] турбина Т-113/145-12,4 была описана на этапе эскизно-технического проекта. В настоящей статье турбина описана с учетом окончания рабочего проекта и отгрузки её на объект.

Турбина представляет собой трехцилиндровый агрегат (рис. 1) и отличается значительной новизной конструкции цилиндров турбины, что обусловлено, прежде всего, тем, что она проектировалась для работы в составе трехконтурной ПГУ, а также высокими параметрами пара высокого давления (ВД).

Пар ВД от КУ к турбине подводится через блок клапанов (БК), состоящий из стопорного клапана (СК) с автозатвором и двух регулирующих клапанов (РК), управляемых своими сервомоторами, а затем к корпусу ЦВД четырьмя трубопроводами,

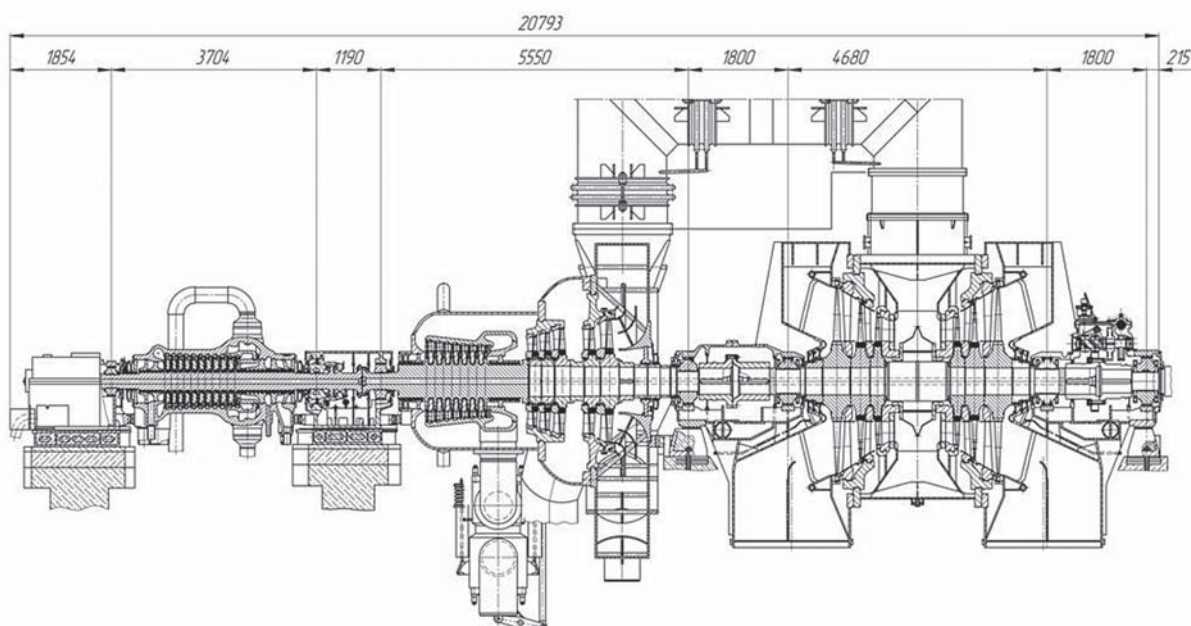


Рис. 1. Паровая турбина Т-113/145-12,4.

<sup>1</sup> 620062, г. Екатеринбург, ул. Мира, 28. (343) 362-90-75

<sup>2</sup> 620017, г. Екатеринбург, ул. Фронтных бригад, 18. (343)326-40-60

симметрично по два снизу и по два сверху. Конфигурация паровых коробок и клапанных пар СК и РК аналогичны БК турбины Т-53/67-8,0 производства ЗАО «УТЗ» [2]. На конструктивное исполнение корпуса и фланцевых соединений крышек и корпуса оказало влияние относительно высокое давление пара ВД, которое составляет 12,4 МПа.

В цилиндре высокого давления применено дроссельное парораспределение, что является общепринятым решением для паровых турбин, работающих в составе ПГУ на скользящих параметрах пара. В ЦВД расположено 11 ступеней давления с диаметром корня рабочих лопаток 800 мм. Диски ступеней откованы заодно с валом. Ступени 1-11 снабжены высокоэкономичными надбандажными уплотнениями.

ЦВД выполнен двухкорпусным с прямоточной схемой движения пара. Первые две ступени ЦВД расположены во внутреннем корпусе. Остальные 9 ступеней в наружном. Наружный корпус ЦВД выполнен на базе отливки турбины Т-110/120-130-5МО, корпус которой отличается от серийных турбин типа Т-100/110-130 и обладает повышенными характеристиками надёжности и маневренности, а также сниженной металлоёмкостью. Необходимость установки внутреннего корпуса обусловлена тем, что использование однокорпусной конструкции создает трудность обеспечения плотности фланцевого соединения горизонтального разъёма при пониженной прочности из-за высоких температур пара в камере паровпуска ( $p = 11,9$  МПа и температуры  $t = 557^\circ\text{C}$ ). Использование внутреннего корпуса позволило не только решить задачи обеспечения плотности и прочности корпуса, но и сохранить высокие маневренные характеристики ЦВД в целом за счет уменьшения толщин стенок корпуса и фланцев.

Внутренний корпус оригинальной конструкции (рис. 2) выполнен сборным с целью обеспечения технологичности отливки и плотности конструкции. Он состоит из литой части, которая включает в себя верхнюю образующую корпуса, паровпускные патрубки и фланцы горизонтального разъёма, и ковальной части, которая представляет собой нижнюю образующую корпуса. Основная особенность конструкции заключается в том, что предусмотрена затяжка горизонтального разъёма внутреннего цилиндра не только его наружной (литой части), но и внутренней (кованой) части, что, в свою очередь, обеспечивает плотность внутреннего корпуса, т.е. исключает протечки пара по горизонтальному разъёму. Крепеж внутренней части устанавливается со стороны парового про-

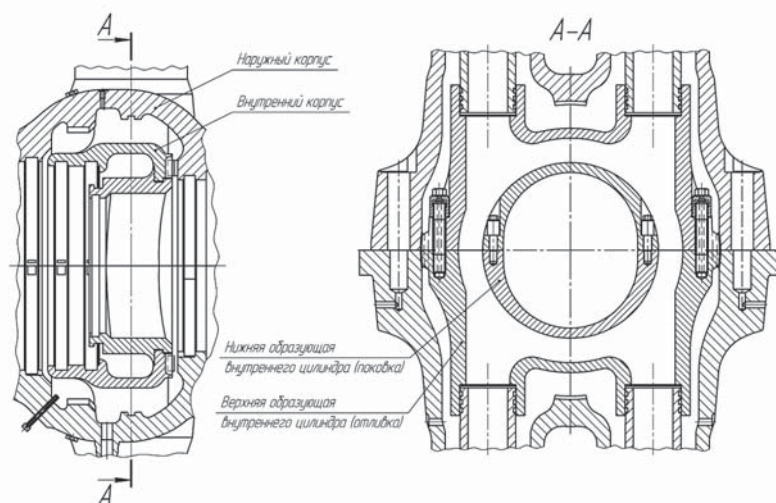


Рис. 2. Узел паровпуска ЦВД турбины Т-113/145-12,4.

странства в специальных «карманах».

Пар из ЦВД направляется в КУ на промежуточный перегрев. В «холодной» нитке промперегрева он смешивается с паром контура среднего давления (СД) и, пройдя зону промперегрева, поступает в цилиндр среднего давления через два БК СД, которые унифицированы с блоками клапанов ЦСД турбины Т-250/300-240 (далее Т-250).

ЦСД выполнен двухкорпусным с петлевой схемой течения пара в проточной части. Анализ результатов решения задачи нестационарной теплопроводности ротора в зоне паровпуска, переднего концевое уплотнения и среднего подшипника при прямоточной схеме течения пара в ЦСД показал возникновение в зоне подшипника недопустимо высоких температур, которые достигали  $90^\circ\text{C}$ . При такой температуре металла ротора в зоне подшипника невозможно обеспечить рабочую температуру масла в системе смазки и, соответственно, надёжную работу подшипников. Поэтому необходимость выполнения петлевой двухкорпусной конструкции продиктована, главным образом, тем, что зона повышенных температур (зона паровпуска) максимально отдаляется от среднего подшипника. Результаты расчёта температурного поля ротора ЦСД петлевой конструкции показали, что уровень температур металла в зоне подшипника не превышает  $65^\circ\text{C}$ . К тому же, такая схема течения пара снижает осевую разность температур между зонами переднего концевое уплотнения и ближайшей к нему ступенью, что снижает уровень температурных напряжений.

Внутренний корпус ЦСД сварно-литой. Принципиально конструктивные решения, использованные во внутреннем корпусе ЦСД, аналогичны описанным выше для внутреннего корпуса ЦВД. Внутренний корпус ЦСД – сборный, состоящий из сварно-литой верхней образующей корпуса с патрубками и фланцами горизонтального разъёма и литой нижней образующей. Предусмотрена обтяжка горизонтального разъёма внешней и внутренней его частей. Во внутреннем корпусе рас-

Табл. 1. Показатели турбины Т-113/145-12,4.

Режимы работы	номин. теплоф.	конденс.
Температура наружного воздуха, °С	-1,7	+15
Параметры пара перед ЦВД: - давление, МПа - температура, °С - расход, т/ч	12,35 557,6 316,7	12,35 562,6 307,4
Параметры пара за ЦВД: - давление, МПа - температура, °С - расход, т/ч	3,35 373,3 308,4	3,26 377,0 299,1
Параметры пара контура СД: - давление, МПа - температура, °С - расход, т/ч	3,35 375 54,9	3,26 379 52,8
Параметры пара перед ЦСД: - давление, МПа - температура, °С - расход, т/ч	3,01 553,6 366,6	2,94 559,6 355,1
Параметры пара, поступающего в межкорпусное пространство ЦСД из внутреннего корпуса: - давление, МПа - температура, °С - расход, т/ч	0,471 306,5 365,7	0,481 316,5 354,3
Параметры пара НД: - давление, МПа - температура, °С - расход, т/ч	0,475 247,7 50,2	0,475 248,3 45,1
Параметры пара после смешения с НД в межкорпусном пространстве ЦСД (с учетом подмешивания утечек ЦВД): - давление, МПа - температура, °С - расход, т/ч	0,465 305,6 420,6	0,477 315,3 404,0
Давление пара в верхнем отопительном отборе, МПа: Температура обратной сетевой воды, °С	0,098 50	- -
Давление пара в конденсаторе (чистые трубы поверхности теплообмена), кПа Температура охлаждающей воды, °С	2,8 12	3,3 15
Тепловая нагрузка, ГДж/ч Электрическая мощность, МВт Удельный расход пара, кг/кВт·ч Удельный расход теплоты, кДж/кВт·ч	921 113,0 3,69 -	- 145,7 2,75 10162

положены ступени 12 – 19, в наружном цилиндре расположены ступени 20 – 24. В межкорпусное пространство подается пар низкого давления (НД) из третьего контура КУ. На трубопроводе подвода пара НД установлены БК НД, унифицированные с БК НД турбины Т-53/67-8,0 [2]. Отбор пара на ПСГ-2 осуществлен после 22-ой ступени и на ПСГ-1 – после 24-ой ступени.

Пройдя ЦСД, пар через перепускные трубы попадает в цилиндр низкого давления. ЦНД двухпоточный, в каждом потоке расположены по три ступени: регулирующая ступень ЧНД и две ступени давления, унифицированные со ступенями турбины Т-250. Выхлопные части ЦНД по конструкции унифицированы с выхлопными частями турбины Т-250. Средняя часть ЦНД, в отличие от турбины Т-250, выполнена однокорпусной, что позволило снизить металлоемкость конструкции. Для охлаж-

дения последних ступеней на режимах теплового графика в турбине Т-113/145-12,4 реализована система охлаждения ЦНД.

Турбина снабжена системой охлаждения выхлопа ЦНД. Пар на систему охлаждения подается из барабана НД КУ в камеры, расположенные с каждой стороны выхлопной части ЦНД и далее через щели на охлаждение рабочих лопаток последних ступеней и предотвращение попадания влажного пара из конденсатора на выходные кромки лопаток и их эрозионного износа. Перепад по щелям должен быть с критическим или сверхкритическим истечением. Для этого давление в камерах поддерживается задвижками, установленными на трубопроводах подвода пара к последним.

По расчётным данным для охлаждения ЦНД требуется около 10 т/ч пара. Для уменьшения протечек пара из ЦСД в ЦНД регулирующие диафрагмы ЦНД выполнены плотными, поэтому величина протечек пара не превышает 7 т/ч.

Пар из БНД котла-утилизатора подается также на концевые уплотнения турбины и паровые эжекторы.

Основные показатели турбины на ряде режимов помещены в табл. 1.

Удельный расход пара рассчитывался по формуле:

$$d = \frac{G_{\text{вх}}^{\text{ЦВД}} + G_{\text{вх}}^{\text{ЦСД}} + G_{\text{НД}}}{N_e} \quad (1)$$

Удельный расход теплоты рассчитывался по формуле:

$$q = \frac{G_{\text{вх}}^{\text{ЦВД}}(h_{\text{вх}}^{\text{ЦВД}} - h_{\text{вх}}^{\text{ЦВД}}) + G_{\text{вх}}^{\text{ЦСД}}(h_{\text{вх}}^{\text{ЦСД}} - h_{\text{Д}}) + G_{\text{НД}}(h_{\text{НД}} - h_{\text{Д}})}{N_e} \quad (2)$$

где  $G_{\text{вх}}^{\text{ЦВД}}$ ,  $G_{\text{вх}}^{\text{ЦСД}}$ ,  $G_{\text{НД}}$  – соответственно, расход пара перед ЦВД, перед ЦСД и контура НД, кг/ч;  $h_{\text{вх}}^{\text{ЦВД}}$ ,  $h_{\text{вх}}^{\text{ЦСД}}$ ,  $h_{\text{НД}}$  – энтальпия пара перед ЦВД, перед ЦСД и контура НД, кДж/кг; – энтальпия питательной воды после деаэратора (давление 0,49 МПа), кДж/кг; – электрическая мощность турбины, кВт.

Турбина может работать как при двухступенчатом подогреве сетевой воды с диапазоном давлений пара в верхнем отопительном отборе 0,059 – 0,245 МПа, так и одноступенчатым подогревом с диапазоном давлений пара 0,059 – 0,196 МПа.

Турбина снабжена современной микропроцессорной электрогидравлической системой регулирования и защиты (ЭГСРиЗ), состоящей из



трёх основных частей: гидравлической части (ЭГСРиЗ), электрической части (ЭЧСРиЗ) и электрогидравлических преобразователей, реализующих функции преобразования электрических сигналов управления ЭЧСРиЗ в гидравлические входные сигналы ГЧСРиЗ.

Существенным отличием ЭГСРиЗ турбины Т-113/145-12,4 от ЭГСРиЗ ранее выпущенной турбины Т-53/67-8,0 [2] является применение в системе регулирования и защиты в качестве рабочего тела воды, как наиболее эффективного противопожарного мероприятия.

Турбина предназначена для работы на скользящих параметрах пара в контурах ВД и НД КУ с полностью открытыми дроссельными парораспределительными органами. В соответствии с этим в системе регулирования реализованы:

- регулятор частоты вращения со степенью неравномерности 4 – 5% и степенью нечувствительности, не превышающей 0,02 – 0,06%;

- регуляторы давления пара перед турбиной и перед клапанами контуров ПП и НД (в нормальной эксплуатации не используются, могут быть включены в работу при необходимости поддержания постоянного давления в контурах по условиям технического состояния котла-утилизатора);

- регуляторы минимального давления пара перед турбиной в контурах ВД, НД и ПП, предотвращающие чрезмерное снижение давления при снижении нагрузки газовой турбины ПГУ путём прикрытия клапанов;

- регулятор отопительного отбора пара, поддерживающий давление пара в камере верхнего или нижнего отопительного отбора с точностью 0,01 МПа или температуру (нагрев) сетевой воды с точностью 0,5°C;

- регулятор температуры подпиточной воды с точностью 0,5°C;

- защитные (предельные) регуляторы, обеспечивающие безопасную эксплуатацию турбины во всём диапазоне режимов работы и недопущение ошибок эксплуатационного персонала (максимального давления пара перед турбиной в контурах ВД, НД и ПП, максимального давления перед первой ступенью турбины, максимального давления в отопительном отборе, максимального давления пара в конденсаторе и др.);

В ЭЧСРиЗ реализована трёхканальная защита от разгона – электрический автомат безопасности (ЭАБ), реализующий логику «2 из 3», что позволяет защититься от ложного срабатывания одного из каналов защиты и обеспечивает возможность раздельного испытания каждого канала «насквозь», включая посадку соответствующего золотника, на работающей турбине без её останова. Алгоритм ЭАБ построен на анализе комбинации частоты вращения и ускорения, что позволяет существенно (на 4 – 5%) снизить уставку ЭАБ при обнаружении неисправности системы регулирования.

В ЭЧСРиЗ реализована также трёхканальная

электрическая система защиты регулируемых отопительных отборов от повышения давления (ЭСЗО), построенная аналогично ЭАБ и также позволяющая производить опробование на работающей турбине.

Кроме того, в систему защиты турбины подаются сигналы на останов от технологических и электрических защит турбогенератора и при дистанционном останове турбины.

Во всех режимах работы ЭЧСРиЗ обеспечивает:

- контроль датчиков, линий связи с объектом и цепей питания;

- безударное включение и выключение регуляторов;

- проведение необходимых испытаний (разгон, повышение давления в регулируемых отборах и др.) и определение характеристик;

- оповещение, регистрация и архивирование сообщений об изменении режимов и отклонениях в работе турбины (в том числе аварийных);

- связь с АСУ ТП блока ПГУ.

Учитывая работу турбоустановки в блоке с КУ, организован приём из него в конденсаторы редуцированного и охлаждённого пара после БРОУ из контуров ВД и ПП, а также пара из контура НД, как в период пусковых операций, так и при возникновении ряда других ситуаций, например, сброса электрической нагрузки. В этом случае конденсационная установка готова принять полный расход пара на турбину, что позволит исключить значительные потери пара при выхлопе его в атмосферу, снизить шумность.

Тепловая схема турбоустановки имеет упрощённую систему регенерации НД, состоящую из охладителей основного эжектора, охладителей эжектора уплотнений и сальникового подогревателя. Система регенерации ВД отсутствует. В турбоустановке используется схема двухступенчатого подогрева сетевой воды в горизонтальных подогревателях сетевой воды (ПСГ). В данной турбоустановке используются два ПСГ-2300 поверхностью теплообмена 2300 м<sup>2</sup> каждый и расходом сетевой воды до 4500 м<sup>3</sup>/ч.

С турбиной комплектуется конденсаторная группа КГ-12000 поверхностью теплообмена 12000 м<sup>2</sup> и расходом охлаждающей воды до 27000 м<sup>3</sup>/ч.

Турбина сопрягается с генератором воздушного охлаждения ТФ-160П-2УЗ производства НПО "ЭЛСИБ" ОАО.

## Литература

1. Баринберг Г.Д. Теплофикационная паровая турбина Т-113/145-12,4 для

ПГУ-410 Краснодарской ТЭЦ / Г.Д. Баринберг, А.Е. Валамин, А.А. Гольдберг и др. // Теплоэнергетика. 2009. № 9. С. 15-23.

2. Баринберг Г.Д. Теплофикационная паровая турбина Т-53/67-8,0 для ПГУ-23 0 Минской ТЭЦ-3 / Г.Д. Баринберг, А.Е. Валамин, А.А. Гольдберг и др. // Теплоэнергетика. 2008. №8. С. 14-24.