

способности паровых турбин является их модернизация, включающая в себя повышение мощности и экономичности каждого турбоагрегата[2].

#### ЛИТЕРАТУРА:

1. <http://www.armstech.ru>
2. <http://www.combienergy.ru>

Научный руководитель: С.В. Лавриненко, старший преподаватель каф. АТЭС ЭНИН ТПУ.

### **ПОВЫШЕНИЕ МОЩНОСТИ АЭС ЗА СЧЕТ МОДЕРНИЗАЦИИ КОНДЕНСАЦИОННОЙ УСТАНОВКИ**

И.С. Дергачёв  
Томский политехнический университет  
ЭНИН, АТЭС, группа 5012

Цель работы: рассмотреть способы модернизации конденсационной установки на существующей атомной станции.

В данной работе мною будет рассмотрена уже существующая модернизация конденсационной установки, а в частности, замена медно-никелевых труб и трубных досок конденсатора, на титановый сплав ВТ1-0

В настоящее время на атомных станциях концерна ведутся большие работы по замене трубок теплообменного оборудования второго контура из медесодержащих сплавов на нержавеющую сталь или на титановые сплавы. Связано это с тем, что при ведении технологического процесса медь, содержащаяся в теплообменных поверхностях, вымывается, а также разъедается рабочей средой второго контура, в которую дозируется гидразин.

Дозировка гидразина в рабочую среду ведется для защиты внутренних поверхностей оборудования и трубопроводов, так как гидразин, реагируя с железом образует стойкую окисную пленку, называемую магнетит ( $Fe_3O_4$ ) и нейтрализует кислород, попавший в контур.

Но при этом гидразин под воздействием высокой температуры (более 100 °С) разлагается на аммиак, который растворяет медь, содержащуюся в медно-никелевых сплавах (МНЖ-5).

В результате растворенная медь попадает в воду второго контура и вызывает коррозию трубок теплообменного оборудования.

Эти обстоятельства вынуждают проектные организации искать новые материалы для поверхностей теплообмена оборудования и, на строящихся блоках, все теплообменное оборудование (ПВД, ПНД, теплообменники эжекторов и т.д.) выполнено из нержавеющей стали, а трубки конденсаторов из титановых сплавов.

После успешной модернизации конденсатора на четвертом блоке Балаковской АЭС, а в частности замены медесодержащих трубок на титановый

сплав ВТ1-0, а также замены медных трубных досок на биметаллический сплав «сталь 09Г2С-13 – титан ВТ 1-0», было принято решение, по модернизации соответствующего оборудования на первом блоке РоАЭС в период ППР 2015 года.

Были получены заключения от РосТехНадзора и Центрального научно-исследовательского института исследования конструкционных материалов «Прометей», что использование данных материалов не ухудшит работу конденсационного оборудования.[1]

Площадь теплообменной поверхности была подобрана таким образом, чтобы параметры воды на выходе из конденсатора не изменились, что позволит произвести модернизацию без изменений параметра блока.

Замена трубок, сперва, может показаться дорогостоящей, но если учесть затраты на ремонт теплообменного оборудования второго контура каждый год, то приходим к выводу, что данная модернизация просто необходима.

Общая стоимость трубок из титанового сплава составила: 4,76 млрд. рублей. Стоимость трубок из МНЖ5-1: около 3 млрд. рублей. Во - время ППР на РоАЭС в 2016 году трубки теплообменного оборудования второго контура не были заменены, из этого следует, что затраты на ремонт трубок теплообменного оборудования второго контура после модернизации можно не учитывать. В предыдущие года, на ремонт трубок ПВД-1 и ПВД-2 во - время ППР уходило около 200 млн. рублей. Отсюда следует, что время окупаемости будет:

$$t = \frac{4,76 \cdot 10^9 - 3 \cdot 10^9}{200 \cdot 10^6} = 8,8 \text{ лет} \quad (1)$$

Стоит отметить, что в формуле не учтены многие факторы, например: стоимость перевозки или затраты на работу персонала, которые могли бы существенно сократить срок окупаемости данной модернизации.

Так же, хотелось бы отметить, что целью данной модернизации может служить не только сокращение шлама, и в следствии сокращения издержек во время ППР. Данная модернизация может и служить для увеличения термического КПД турбинной установки, так как титан имеет неплохие теплофизические параметры. Во второй части данной работы я хотел бы рассмотреть модернизацию конденсатора не на уже существующем блоке, а на условно проектируемом, в котором размеры трубок не регламентированы проектом.

Одним из основных способов достижения высокого термического КПД паротурбинной установки является понижение параметров пара за турбиной. С понижением давления и температуры отработавшего в турбине пара уменьшается количество теплоты, передаваемой холодному источнику, что, как известно из термодинамики, при неизменных параметрах свежего пара повышает мощность турбины (за счет увеличения теплоперепада на нее) и экономичность цикла в целом. [2]

В основе расчета будут лежать уравнения теплового баланса и теплопередачи конденсатора.

$$Q_{\kappa} = D_{\kappa} \cdot (h_n - h_e) = G_e \cdot c_p \cdot (t_{2e} - t_{1e}) \quad (2)$$

$$Q_k = k \cdot F \cdot \Delta t \quad (3)$$

Изменив длину труб, мы добьемся увеличения площади теплообмена, а так же увеличения коэффициента теплопередачи. Расчёт будем вести итерационно, так как необходимо задаться температурой конденсата.

При вычислении коэффициента теплопередачи, воспользуемся двумя методами: классическим и методикой ВТИ. При вычислении стандартным методом, возникает сложность в виде вычисления коэффициента теплоотдачи от пара к трубкам, так как приходится учитывать конденсат, скопившийся на внешней стенке трубки. В методике ВТИ же, полученной по опытным данным, данный коэффициент необязателен к расчету.

Табл. 1. Параметры конденсатора

	МНЖ 5-1	ВТ 1-0 (оригинальный)	ВТ 1-0 (модернизированный)
$L_{тр}, м$	14060	14300	16000
$d_{тр}, мм$	28x2	28x1	28x1
$t_k, ^\circ C$	28,96	28,96	26,69
$p_k, МПа$	0,004	0,004	0,035

Из таблицы видно, что конечное давление конденсатора уменьшилось, что должно привести к повышению мощности.

Так как, меняется только конечное давление, можно рассчитать изменение тепловой мощности на ЦНД ныне существующего блока и модернизированного, а затем, найдя разность и умножив на КПД ТУ, получим изменение мощности за счет изменения конечного давления: 6,5 МВт.

Кроме этого, существуют номограммы, показывающие изменение мощности от конечного давления, как для каждой турбины, так и универсальные по расходу.

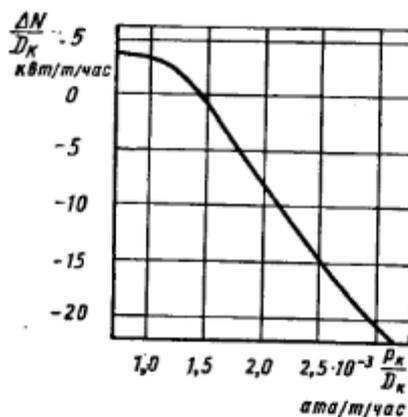


Рис. 1. Универсальная зависимость мощности турбины от давления в конденсаторе

Расчёт по данной номограмме показывает, что изменение конечного давления увеличит мощность на 8 МВт.

Подводя итог, можно сказать, что замена медно-никелевых трубок теплообменных аппаратов может не только сократить количество шлама во втором контуре ТУ, и в следствии сократить затраты на ремонт теплообменного оборудо-

дования, но и дать существенный прирост мощности при изменении площади теплообмена.

#### ЛИТЕРАТУРА:

1. Заключение №8/185 «О возможности применения сварных труб АЭ титана ВТ1-0» - Санкт-Петербург 2014. -3 с.
2. Бродов Ю.М., Ниренштейн М.А. Расчет теплообменных аппаратов паротурбинных установок. Екатеринбург, УГТУ, 2001. – 373 с.
3. Бродов Ю.М., Савельев Р.З. Конденсационные установки паровых турбин. М.: Энергоатомиздат, 1994.
4. Тепловые и атомные электростанции. Справочник / Под общ. ред. Чл.-корр. РАН А.В. Клименко и проф. В.М.Зорина. М.: Издательство МЭИ, 2003. – 648 с.

Научный руководитель: С.В. Лавриненко, старший преподаватель каф АТЭС ЭНИН ТПУ.

### **ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГАЗОТУРБИНОЙ НАДСТРОЙКИ ДЛЯ ПРОМЕЖУТОЧНОГО ПЕРЕГРЕВА ПАРА НА ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ТУРБОУСТАНОВКАХ**

О.Ю. Ромашова, Л.А. Беляев, Е.А. Скребатун, А.А. Туболев  
Томский политехнический университет  
ЭНИН, АТЭС

На современном этапе развития энергетики наиболее эффективным способом повышению экономичности паротурбинных ТЭС является замена паросилового цикла на парогазовый (ПГ). Парогазовые технологии имеют КПД цикла порядка (60 – 63) % и позволяют сэкономить до 10% топлива.

В данной работе рассматривается возможность повышения эффективности работы традиционных ТЭС за счет газотурбинной надстройки схемы с целью использования теплоты отработавших газов для промежуточного перегрева пара (ПП) в котле-утилизаторе. Целью исследования является оценка тепловой экономичности ввода ПП в основной цикл ПТУ для разных режимов работы теплофикационной турбины.

Известно, что использование традиционного промперегрева в схемах ТЭС приводит к повышению вентиляционного пропуса пара в части низкого давления (ЧНД) и потере тепловой экономичности при работе по тепловому графику, поэтому все теплофикационные турбины с докритическими параметрами острого пара выполняются без промежуточного перегрева. Однако отказ от ПП ведет к снижению их тепловой экономичности в конденсационном режиме на (3-4) % из-за падения удельной работы пара в турбине и не позволяет турбинам типа Т-110-130, Т-175-130 в летний период конкурировать с конденсационными блоками таких же начальных параметров (К-210-130, К-160-130).