

Величина $\Delta \bar{Q}_{\text{ЧНД}}$ получена применительно к ЧНД турбины Т-100-130, для чего предварительно был выполнен конструктивный расчет последней ступени на уменьшенное в соответствии с уравнением (9) значение $(U/C_0)_{\text{ном}} \approx 0,44$.

Следовательно, последние ступени ЧНД теплофикационных турбин должны выполняться с повышенной циркуляцией. Такие ступени будут иметь более высокий к.п.д. при частичных расходах пара (в переходный период), а при применении умеренного тангенциального наклона ("навала") сопловых лопаток [3] к.п.д. будет практически неизменным и при малых расходах пара.

Л и т е р а т у р а

1. Леонков А.М., Качан А.Д. Выбор расчетных характеристик части низкого давления теплофикационных турбин. — "Изв. вузов. Энергетика", 1969, №5. 2. Волков Н.П. и др. Исследование работы турбинных отсеков на переменных режимах. — "Изв. вузов. Энергетика", 1969, №7. 3. Бусурин В.Н. и др. Экспериментальное исследование двухступенчатых турбинных отсеков. — "Энергомашиностроение", 1972, № 10.

В.А. Золотарева

К ВОПРОСУ ОБ ОТЛОЖЕНИИ СОЛЕЙ В ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ПАРОВЫХ ТУРБИН

Для обеспечения надежной и экономичной работы паротурбинных установок необходимо уделять серьезное внимание предотвращению солевых отложений и эрозии проточной части паровых турбин.

Особого внимания заслуживает появление отложений и эрозии в проточной части мощных блоков сверхкритических параметров.

Пар сверхкритического давления содержит в растворе кремниевую кислоту, соединения натрия и меди, а в тонкодисперсной форме — малорастворимые окислы железа, соединения

кальция и магния. Зависимость их концентраций в паре от содержания в питательной воде выражается уравнением [1]

$$C_{\text{п}} = C_{\text{п}}^{\text{макс}} \left(1 - e^{-\frac{C_{\text{п.в}}}{k C_{\text{п}}^{\text{макс}}}} \right),$$

где $C_{\text{п}}$, $C_{\text{п.в}}$ – соответственно концентрация соединений в паре и питательной воде, мкг/кг; $C_{\text{п}}^{\text{макс}}$ – предельное содержание в паре, мкг/кг; k – эмпирический коэффициент, обусловленный физико-химическими свойствами соединений (для большинства соединений $k = 1$, для окислов железа $k = 2$).

Растворимость в паре кремниевой кислоты и ряда соединений натрия значительно выше, чем действительная концентрация их в питательной воде прямооточных парогенераторов.

На переход соединений меди и железа в пар в прямооточных парогенераторах влияют рабочее давление, температура перегретого пара, концентрация аммиака и гидразина в питательной воде. Наблюдаются случаи, когда концентрация меди в паре за парогенератором выше, чем в питательной воде. Это объясняется нестабильностью режимов работы блока, вызывающей процесс смывания отложений с внутренних поверхностей нагрева парогенератора. В турбине на ступенях высокого давления оседают соединения, концентрации которых ближе всего к пределу растворимости: CuO ; Cu_2O ; Na_2SiO_3 ; Na_2SO_4 ; NaCl ; Fe_2O_3 ; Na_2CO_3 .

Однако из-за возможного пересыщения раствора вследствие быстрого протекания процесса (пар проходит всю проточную часть турбины 300 МВт приблизительно за 0,05 с) эти соединения могут выпадать на лопатках последующих ступеней.

С целью определения характера заноса был произведен осмотр проточной части паровых турбин ряда электростанций.

Результаты осмотра проточной части турбины К-300-240 показали следующее. Рабочие лопатки цилиндра высокого давления (ЦВД) слегка покрыты порошкообразными отложениями темнокоричневого цвета, большая часть которых находится на спинке лопаток. Площадь отложений больше у корня и меньше у периферии. Значительно больше занесены направляющие лопатки ЦВД (рис. 1). В отложениях явно видны прослойки красного цвета, состоящие из меди. Толщина на спинке составляет от 0,1 до 0,5 мм. Значительные отложения имеются и на вогнутой стороне лопаток. В ЦВД имеют место также эрозионные повреждения входных кромок лопаток отдельных ступеней.

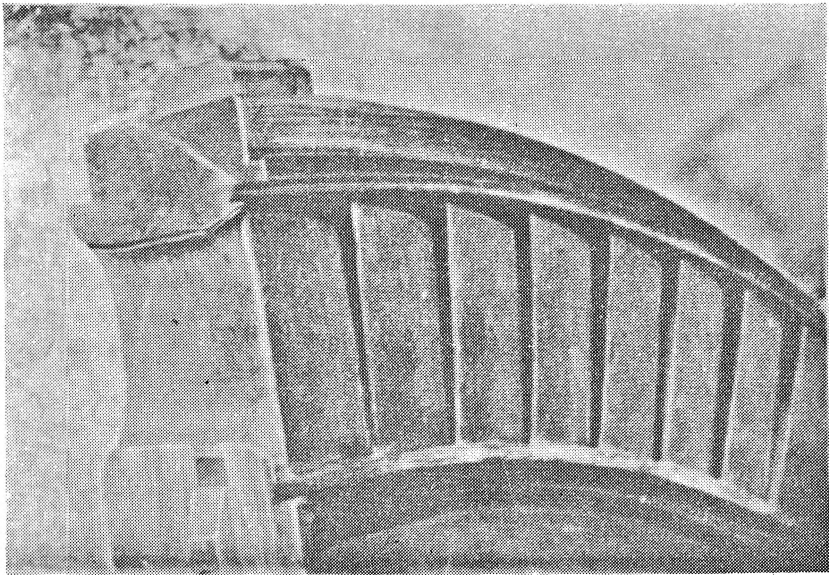


Рис. 1. Диафрагма девятой ступени турбины К-300-240.

В цилиндрах среднего давления (ЦСД) турбины количество отложений намного больше. Основная часть их находится на бандаже рабочего колеса между лопатками, причем толщина отложений местами доходит до 7 мм. Отложения темнокоричневые, почти черные, с красными прожилками, имеют вид спрессованных кусочков, легко снимаются металлическим инструментом. Большое количество отложений обнаружено на направляющих лопатках, которые равномерно покрыты ими как на вогнутой, так и на выпуклой поверхностях.

В ЦНД также имелись отложения на бандаже первых ступеней (рис. 2). Отложения коричневого цвета с желтым верхним слоем. На поверхности самих лопаток — зонально расположенные твердые бугорчатые отложения.

Значительные отложения на бандаже рабочих лопаток вызваны, по-видимому, не только эффектом "прилипания", но и вследствие действия центробежных сил.

В ступенях с повышенными скоростями потока (регулирующая ступень) отложений не наблюдалось.

Характерной особенностью отложений является неравномерное распределение их как вдоль проточной части, так и по

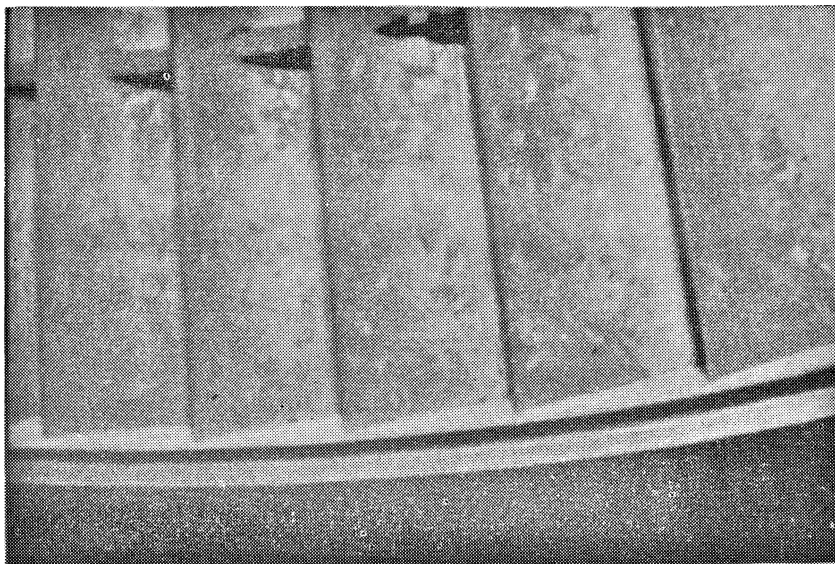


Рис. 2. Рабочее колесо 26-й ступени турбины К-300-240.

обводу и длине лопаток. В последнем случае это определяется в основном особенностями гидродинамики потока при обтекании профилей лопаток.

Состав отложений по результатам химических анализов отдельных электростанций приведен в табл. 1.

Занос солями проточной части паровых турбин оказывает существенное влияние на экономичность их работы. Испытания

Таблица 1. Состав отложений на лопатках ЦВД турбины

Наименование электростанции	Место отложений (ступени)	Потери при прокаливании	Привес при прокаливании
Лукомльская ГРЭС	4,6 ст.	-	6,0
Новочеркасская ГРЭС	4 ст. —направл. л.	-	-
	5 ст. —"-	-	-
	5 ст. —рабочие л.	-	-
	6 ст. —направл. л.	-	-

показали, что отложение 1 кг солей в ЦВД приводит к снижению внутреннего коэффициента полезного действия ЦВД в среднем на 1% или же к годовому перерасходу 1500 т условного топлива [2].

По данным Восточного филиала ВТИ, на одной из турбин 300 МВт снижение внутреннего относительного коэффициента полезного действия ЦВД из-за солевого заноса составило 8,2%. Расчеты показали, что один процент заноса только лишь ЦВД турбины К-300-240 приводит к перерасходу 2450 т условного топлива/год [3].

Результаты наблюдений, проведенных в США, показали, что 75% всех обследованных турбин имели на поверхности лопаток отложения солей. Особенно неблагоприятно обстоит дело с заносом проточной части турбин блоков закритического давления. Так, на электростанции Файло после годичной эксплуатации к.п.д. турбины снизился на 6%. Отложения начинались с третьей ступени и увеличивались до одиннадцатой ступени. Аналогичная картина наблюдалась и на других электростанциях. Отложения, в основном, состояли из окислов меди [4,5].

Средний размер кристаллов растворимых соединений и окислов металлов составляет 8 - 17 мкм, кремниевых соединений 20 - 60 мкм.

Ступени, работающие при различном состоянии пара (переход из области влажного в область перегретого пара), покрываются отложениями, имеющими бугристую шероховатость, которая составляет в среднем 60 мкм. Работы по выяснению влияния степени шероховатости [6], проведенные как на отдельных ступенях, так и на турбинах в целом, показали, что

К-300-240, %

SiO ₂	CuO	Fe ₂ O ₃	Al ₂ O ₃	CaO	MgO	ZnO	SO ₃
сле- ды	91	8,0	2,0	2,8	0,3	1,5	-
14,2	37,7	24,5	-	0,82	4,2	-	16,4
15,7	46,6	17,9	-	0,5	1,6	-	16,0
10,5	45,2	28,6	-	0,47	2,5	-	8,6
20,3	48,7	11,7	-	0,5	3,3	-	17,7

для реальных турбин мощностью 200 – 500 МВт коэффициент полезного действия ЦВД при увеличении шероховатости снижается на 2 – 4% [6].

Снижение коэффициента полезного действия при повышении шероховатости для отдельных ступеней турбины К-300-240 доходит до 3,0%, причем в ЦВД – в пределах 2,0 – 3,0%, в ЦСД – 1,5 – 2,0%.

Л и т е р а т у р а

1. Освоение энергоблоков. Под ред. В.Е. Дорушука и др. М., 1971.
2. Зусманович Л.Б., Марьянчук М.А. Влияние заноса солями проточной части турбин К-100-90 ЛМЗ на их экономичность. – "Теплоэнергетика", 1969, №10.
3. Лужнов М.И. и др. Исследование заноса проточной части турбин 300 МВт. – "Электрические станции", 1969, №4.
4. Кириллов И.И., Шпензер Г.Г., Зенкевич Ю.В. Отложение твердых веществ в проточной части мощных паровых турбин. – "Энергомашиностроение", 1973, №4.
5. Акользин П.А., Маргулова Т.Х., Мартынова О.И. Водный режим паротурбинных блоков сверхкритических параметров. М., 1972.
6. Forster V.T. Performance loss of modern steamturbine plant due to surface roughness. – "Proc.Instn.Mech.Engrs.," 1966-1967, N 1.

Б.В. Яковлев, В.А. Золотарева

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОСНОВНЫХ ДЕАЭРАТОРОВ В РЕЖИМЕ СКОЛЬЗЯЩЕГО ДАВЛЕНИЯ ПАРА

В схемах блочных паротурбинных установок применяются деаэраторы повышенного давления ($58,8 - 68,6 \cdot 10^4$ Па), что уменьшает число подогревателей высокого давления (ПВД) и позволяет питать парогенератор водой достаточно высокой температуры ($431 - 437$ К) в случае их отключения высокого давления. Работают деаэраторы обычно при постоянном давлении независимо от нагрузки блока и для питания их паром включаются по следующим основным схемам: