



Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Промышленная теплоэнергетика и экология»

Н. З. Заглубоцкий

**ПРОМЫШЛЕННЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ
И НАЛАДКА ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО
ОБОРУДОВАНИЯ**

ПРАКТИКУМ

для студентов специальности 1-43 80 03

«Теплоэнергетика и теплотехника»

дневной и заочной форм обучения

Гомель 2023

УДК 321.1(075.8)
ББК 31.3-082.01я73
3-14

*Рекомендовано научно-методическим советом
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 7 от 29.03.2022 г.)*

Рецензент: зав. каф. «Электроснабжение» ГГТУ им. П. О. Сухого
канд. техн. наук, доц. *А. О. Добродей*

Заглубоцкий, Н. З.

3-14

Промышленный эксперимент и наладка теплотехнического оборудования : практикум для студентов специальности 1-43 80 03 «Теплоэнергетика и теплотехника» дневн. и заоч. форм обучения / Н. З. Заглубоцкий. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2023. – 89 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Позволяет овладеть основными навыками организации подготовки и проведения режимно-наладочных испытаний на турбинном и котельном оборудовании, проведения испытаний тепловых сетей на тепловые потери и наладочные работы по организации водно-химического режима котельных установок и коррекционной обработки котловой воды.

Для студентов специальности 1-43 80 03 «Теплоэнергетика и теплотехника» дневной и заочной форм обучения.

УДК 321.1(075.8)
ББК 31.3-082.01я73

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2023

Условные обозначения:

- t - температура теплоносителя, °С.
 τ - температура окружающей трубопровод (теплопровод) среды, °С.
 q - плотность теплового потока, Вт/м (ккал/м.ч).
 Q - значение часовых тепловых потерь, Вт (Ккал/ч).
 d - наружный диаметр трубопровода, м.
 l - длина трубопровода, м.
 $M - lxd$ - материальная характеристика тепловой сети, м².
 G - расход сетевой воды, с утечкой, конденсата, кг/с (т/ч).
 D - расход пара, кг/с (т/ч).
 C - удельная теплоемкость, кДж/кг.°С (ккал/кг.°С), для воды
 $C \sim 4,187$ кДж/кг. °С ~ 1 ккал/кг.°С.
 R - термическое сопротивление теплоотдаче (теплопередаче), м.
°С/Вт (м.ч.°С/ккал).
 ρ - плотность среды, кг/м³.
 p - давление теплоносителя, Мпа (кг/см²).
 V - емкость сети, м³.
 z - время "пробега" частиц жидкости, ч.
 l - энтальпия пара, кДж/кг (ккал/кг)

Подстрочные индексы:

- 1 - подающий трубопровод,
2 - обратный трубопровод,
п - пар,
к - конденсат,
гр. - грунт,
в. - воздух,
окр. - окружающая трубопровод (теплопроводы) среда,
н. - нормативное (проектное) значение,
с.в. - сетевая вода,
из. - изоляция,
с. - сеть,
ц. - циркуляционное кольцо,
уч. - участок,
пр. - теплопотери, приведенные к нормативным,
б. - бойлер,

нач. - значение параметра в начале участка,
кон. - значение параметра в конце участка,
ут. - утечка (подпитка).

Надстрочные индексы:

ср.г. – среднегодовое значение

подз. - подземная прокладка,

возд. - надземная прокладка,

тон. - тоннель (проходной канал),

пом. - помещение (техническое подполье),

и. - значение при испытаниях,

ср. - среднее значение,

изм. - измеренное значение параметра,

отр. - отрезок участка.

Введение

В методологическом указании приведены темы, охватывающие материал основных разделов курса «Промышленный эксперимент и наладка теплотехнического оборудования».

В приложениях к данным темам приведены формы типовых документов, заполнение которых является обязательных при проведении режимно-наладочных испытаний.

Руководство включает следующие темы: эксплуатационная диагностика котельных установок, эксплуатационная диагностика паровых турбин (приведен полный нормативный объем комплексного диагностирования в количестве 21 опыта), испытания водяных тепловых сетей на тепловые потери через изоляцию трубопроводов (наиболее актуальный вид испытаний тепловых сетей в связи с массовым применением ПИ-труб), наладка водно-химического режима котельных установок и коррекционная обработка котловой воды (с применением хеламина в качестве реагента).

Две первые темы практических занятий: тема № 1 и тема № 2 относятся к режимно-наладочным испытаниям (РНИ) основного теплотехнического оборудования энергопредприятий. Вид испытаний - комплексная эксплуатационная диагностика паровых котельных установок с давлением свежего пара от 3,9 Мпа включительно и паровых турбин мощностью от 3,5 МВт включительно. Так как содержание данного вида РНИ определяет единый для котлов и турбин нормативный документ, общие положения и требования из него (область применения) приводятся предварительно перед текстом практических работ № 1 и № 2.

1. ОБЪЕМ И ОРГАНИЗАЦИЯ ДИАГНОСТИЧЕСКИХ РАБОТ ДО И ПОСЛЕ КАПИТАЛЬНЫХ РЕМОНТОВ ОСНОВНОГО ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ОТРЕМОНТИРОВАННОГО ОБОРУДОВАНИЯ (стандарт ГПО «Белэнерго» СТП 09110.20.300-15)

Область применения

1. Настоящий СТП (СТП «Диагностика») регламентирует объемы, сроки и порядок проведения комплексной эксплуатационной диагностики основного теплотехнического оборудования тепловых электростанций для решения следующих задач:

- мониторинг состояния оборудования в межремонтный период;
- корректировка режимов эксплуатации;
- разработка профилактических мероприятий;
- оценка целесообразности проведения модернизаций и реконструкций;
- планирование и оптимизации объемов ремонтов;
- оценка качества отремонтированного оборудования по критериям ТНПА;
- определение фактических маневренных характеристик оборудования;
- создание базы данных, характеризующих техническое состояние оборудования и динамику его изменения.

2. СТП «Диагностика» распространяется на паровые турбины мощностью от 3,5 МВт включительно и паровые стационарные котельные установки с давлением свежего пара от 3,9 МПа включительно и является обязательным для организаций и предприятий, занимающихся эксплуатацией, ремонтом, наладкой и диагностикой оборудования ТЭС.

Диагностика паровых турбин мощностью до 3,5 МВт и котельных с давлением пара до 3,9 МПа должна производиться с использованием данного стандарта в сокращенном объеме с учетом конструк-

тивных особенностей.

3. Комплексная эксплуатационная диагностика методически основана на следующих основных принципах:

– приоритетным является регулярная техническая диагностика состояния оборудования (мониторинг) между ремонтами, как наиболее эффективный инструмент раннего выявления неисправностей (дефектов), возникающих в результате износа и повреждений, которые препятствуют или делают нецелесообразным продолжение эксплуатации как по критериям эксплуатационной надежности, безопасности и ресурса (утрата работоспособности), так и по технико-экономическим критериям (несоответствие рабочих и предельных характеристик требуемым);

– применяется преимущественно комплексный подход, объединяющий локальные виды исследований оборудования и его технологически взаимосвязанных узлов, в единую систему комплексной эксплуатационной диагностики, позволяющей повысить объективность и корректность результатов за счет хронологической и технологической координации отдельных видов взаимосвязанных и дополняющих друг друга диагностических работ;

– принцип регулярности проведения комплексной диагностики – основа и обязательное условие создания базы данных для долговременной диагностики текущего состояния оборудования и, как следствие, объективной оценки его эксплуатационного ресурса.

4. Комплексная диагностика должна производиться специализированной наладочной организацией, обладающей персоналом требуемой квалификации и имеющей в своем распоряжении диагностическую аппаратуру специального назначения.

В некоторых случаях при выполнении диагностики отдельных узлов и систем (в том числе мониторинга эксплуатационных нарушений) допускается их выполнение режимно-наладочными группами наладки электростанции самостоятельно с обязательным выполнением настоящих требований, составлением и передачей в ГПО «Белэнерго» соответствующей отчетной документации.

5. С использованием полученных результатов мониторинга и диагностики заполняются ведомости технического состояния оборудования: расширенная - по результатам капитального ремонта турбин, типовая - по котлам и турбинам и формируется соответствующая компьютерная база данных.

6. Результаты работ по комплексной диагностике в виде технических актов должны быть использованы персоналом энергопредприятий ГПО «Белэнерго» при планировании объемов и сроков ремонтов, модернизаций, реконструкций, диагностики основного тепло-технического оборудования, а также в процессе эксплуатации в межремонтный период.

Тема №1. Эксплуатационная диагностика котельных установок

1.1. Эксплуатационная диагностика котельных установок должна выполняться в следующих случаях:

- после монтажа и сдачи котельных установок в эксплуатацию
- в период комплексного опробования и одного месяца работы под нагрузкой;
- регулярно в течение межремонтного периода (мониторинг) – 1 раз в год;
- до капитальных и средних ремонтов – за 1 месяц до начала ремонта, но не позднее 5 суток до вывода в ремонт;
- после капитальных и средних ремонтов – в период приемосдаточных испытаний и подконтрольной эксплуатации;
- после модернизации, реконструкции или ремонтно-восстановительных работ;
- в особых случаях (нарушения работоспособности различной степени);
- в случае длительного (более 2 лет) простоя (в том числе в состоянии консервации);
- при ухудшении характеристик, выявленном с помощью приборов эксплуатационного контроля.

1.2. Состав диагностических работ по котельной установке.

1.2.1. Экспресс-испытания котельных установок в соответствии с СТП 09110.26.400-05 «Методические указания по проведению эксплуатационных испытаний котельных установок для оценки качества ремонта» (ведомость основных параметров технического состояния котельной установки по результатам экспресс-испытаний приведена в приложении 1.1).

1.2.2. Определение мест неплотностей по топке и газовому трак-

ту котельной установки (ведомость приведена в приложение 1.2).

1.2.3. Контроль состояния обмуровки и тепловой изоляции.

Визуальный осмотр целостности с выявлением дефектов и соответствия фактического исполнения изоляции требованиям проектной документации.

Тепловизионный контроль теплового потока и температуры поверхности тепловой изоляции (обмуровки) для систематического контроля за состоянием и ремонтом тепловой изоляции и обмуровки, за проведением паспортизации.

Схема и объем измерений должны соответствовать паспорту тепловой изоляции и обмуровки. Дополнительно для каждого котла определяются зоны особого контроля, наиболее подверженные возникновению и развитию дефектов изоляции (обмуровки).

1.2.4. Тепловые перемещения экранов, барабанов и коллекторов – по специальной расширенной (в сравнении со штатными реперами) схеме измерений.

1.2.5. Контроль и анализ причин выбегов температур металла змеевиков труб пароперегревателей.

Контроль выбегов должен выполняться непрерывно (в процессе эксплуатации), а также должны периодически (по п.2.1) контролироваться соответствующие температуры металла в необогреваемой зоне труб за каждой ступенью пароперегревателей и температура пара за котлом. При этом выявляются превышения допустимой температуры для данной стали труб, определяется их взаимосвязь с режимами эксплуатации, работы САР горения и впрысков, корректируются (разрабатываются) мероприятия по минимизации выбегов. Должен заполняться специальный журнал (приведен в Приложении 1.3) и соответствующая компьютерная база данных по выбегам температур.

1.2.6. Контроль соблюдения режимной карты котла.

Должен выполняться в случаях по п.1.1. Выявляется необходимость досрочной корректировки режимной карты.

1.2.7. Контроль за состоянием внутренних поверхностей нагрева энергетических котлов – экранных труб, труб водяного экономайзера и пароперегревателя.

Должен выполняться с использованием специальных температурных вставок для прямого замера температуры стенки металла труб.

Анализ состояния внутренних поверхностей нагрева котлов дол-

жен выполняться с использованием результатов теплотехнических испытаний котла.

1.2.8. Сопоставление основных показателей технического состояния однотипных котельных установок в сопоставимых режимах.

1.3. Для каждой котельной установки в каждом конкретном случае должна быть разработана техническая (рабочая) программа испытаний (приведена в Приложении 1.4).

В программе должны быть указаны требования к применяемой диагностической аппаратуре специального назначения, а также к используемым при испытаниях штатным приборам и необходимости их предварительной тарировки.

1.4. В каждом случае (по п.1.1.) эксплуатационной диагностики котельной установки должны быть выполнены:

- аналитическая и графическая обработка и обобщенный, с учетом всех направлений исследований (в том числе актов дефектовки, объемов выполненной модернизации, реконструкции, ремонта), анализ результатов эксплуатационной диагностики котельной установки по целевым методикам и с использованием специальных прикладных компьютерных программ;

- оценка технического состояния котельной установки путем сравнения фактических показателей надежности с результатами предыдущих испытаний;

- архивация базы данных;

- разработка отчетной технической документации (технического акта).

Приложение 1.1
Типовая ведомость основных параметров технического со-
стояния
котельной установки (по результатам экспресс-испытаний)

Электростанция _____
 (наименование)

Котельная установка _____
 (тип котла, производитель, зав.№) (ст. №)

Год пуска в эксплуатацию _____

Вид испытаний _____
 До рем/После рем/Межрем.период
 (вид) (дата)

п	№ п/п	Параметры технического состояния	С бозн.	Ра зм.	Н орма- тивные да нные (п роект- ные)	Данные эксплуата- ционных испытаний			р и м еч а н и я
						Д о р е м онта	П осле р е м онта	М ежду р е м онта- ми	
	1	2	3	4	5	6	7	8	
	1.	Вид							

	топлива марка мазу- та (газ)							
2.	Паро- производи- тельность	$D_{истк}$	D ч	т/				
3.	Теп- ловая на- грузка	$Q_{брк}$	Q ж/ч	ГД (Гк ал/ч)				
4.	Дав- ление пере- гретого пара	$P_{п}$	P Па	М				
5.	Тем- пература перегретого пара	$t_{п}$	t	$^{\circ}C$				
6.	Тем- пература пара про- межуточно- го перегрева	$t_{пп}$	t	$^{\circ}C$				
7.	Дав- ление пара промежу- точного пе- регрева	$P_{пп}$	P Па	М				
8.	Тем- пература питательной воды перед экономай- зером (на входе в ко- тел)	$t_{п.в.}$	t	$^{\circ}C$				
9.	Тем- пература холодного	$t_{х.в.}$	t	$^{\circ}C$				

	воздуха на всасе дутьевых вентиляторов (до ввода рециркуляции горячего воздуха)							
10	Температура на входе в воздухоподогреватель (за калориферами и рециркуляцией)	t $'_{в.п.}$	$^{\circ}\text{C}$					
11	Температура перегретого пара до и после каждого парохладителя	t $'_{в.п.}/t''_{в.п.}$	$^{\circ}\text{C}$					
12	Температура уходящих газов за дымососами	T $ух.г. \text{ д/с}$	$^{\circ}\text{C}$					
13	Коэффициент избытка воздуха в: — р ежимном сечении — з а	α α α α						

1	2	3	4	5	6	7	8
14	При-сосы воздуха в топку при номинальной нагрузке	α_T	Δ	%			
15	При-сосы воздуха в конвективную шахту	$\alpha_{кш}$	Δ	%			
16	При-сосы воздуха в РВП	$\alpha_{рвп}$	Δ	%			
17	При-сосы воздуха в газоходы котла включая дымососы	$\alpha_{г.тр}$	Σ	%			
18	Потери тепла с уходящими газами	q_2	q	%			
19	Потери тепла с химическим недожегом	q_3	q	%			
20	Потери тепла с механическим недожегом	q_4	q	%			

21	Потери тепла в окружающую среду	q_5	η	%					
22	Коэффициент полезного действия котла «брутто»	$\eta_{бр.к}$	η	%					
23	Концентрация окислов азота при $\alpha=1,4$	N_{O_2}	N	мг / $нм^3$					
24	Удельные расходы электроэнергии на:								
	– тягу	t	Σ	кВ т*ч/т.п.					
	– дутьё	d	Σ	кВ т*ч/т.п.					
	– рециркуляцию газов	p	Σ	кВ т*ч/т.п.					
	– суммарные	Σ	Σ	кВ т*ч/т.п.					

Приложение 1.2
Типовая ведомость мест неплотностей по топке и газовому тракту
котельной установки

Электростанция _____
 (наименование)

Котельная установка _____
 (тип котла, производитель) (ст. №)

Вид испытаний _____
 До рем/После рем/Межрем.период _____
 (вид) (дата)

№ п/п	Наименование узла	Характер и место неплотности	Отметка об устранении	Примечания
1.	Топка котла			
1.1	Фронтальной экран			
1.2	Левый боковой экран			

и далее аналогично по всем узлам газового тракта

Представитель ТЭС _____

Начальник цеха наладки,
 (руководитель режимной группы)

Начальник КТЦ (ТЦ), начальник _____
 (руководитель режимной группы)

Исполнитель работ _____

таний

Руководитель испы-

Представитель

ремонтной

организации

(при испытаниях до/после ремонта)

Руково-

дитель ремонта

Примечания.

1. Заполнение ведомости должно производиться с указанием координатной привязки мест неплотностей и их характера (непротвары, трещины, выгорания обшивки, неплотности лючков, лазов, конструктивные неплотности и др.)

2. На остановленном котле при проведении дефектовки производится уточнение объема неплотностей по газовому тракту котла.

3. Заполненная «Ведомость неплотностей» должна включаться в отчетные документы по проведенному ремонту котельных установок.

Приложение 1.3

Журнал

учета выбегов температуры металла на котле за допустимые пределы

Электростанция	_____	
	(наименование)	
Котельная установка	_____	
	(тип котла, производитель)	(ст. №)
Назначение	До	рем/После

рем/Межрем.период
(назначение)

(дата, сроки)

Дата, время начала выбега	Название ступенной пароперегревателя (специфические названия для данного котла)	Превышение от 5 до 10°C (мин)	Превышение >10 °C (мин)	Режим работы (пуски, изменение паровой нагрузки, останов)	Причина выбега (САР впрыска, нарушение инструкции и др.)	Мероприятия, исполнители

Приложение 1.4

Типовая программа испытаний котельной установки

ТИПОВАЯ (РАБОЧАЯ) ПРОГРАММА

Эксплуатационных испытаний котельной установки
_____ ст.№ _____

ТИП

при сдаче в ремонт и приемке из ремонта, а также в межре-

монтажный период

1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящая программа испытаний распространяется на котельные установки, работающие на газомазутном топливе с давлением свежего пара от 3,9 МПа и выше, установленные на электростанциях энергосистемы Республики Беларусь и являются обязательной для организаций и предприятий, занимающихся эксплуатацией, ремонтом, наладкой и диагностикой котельных установок.

Испытания котельных установок с давлением свежего пара до 3,9 МПа должны производиться по аналогичным программам с сокращенным объемом исследований в соответствии с их конструктивными особенностями.

На основании типовой программы испытаний исполнителями работ должны быть составлены соответствующие **рабочие** программы испытаний конкретной котельной установки с учетом ее технического состояния и условий эксплуатации.

Результаты испытаний должны быть использованы персоналом соответствующих служб энергопредприятий как при планировании ремонтов, модернизаций и диагностики состояния котельных установок, так и в процессе их эксплуатации в межремонтный период.

2. ЦЕЛЬ ИСПЫТАНИЙ

Получение достоверных и своевременных данных о техническом состоянии котельной установки и объективного принятия решения о необходимости, объемах и сроках ремонта, модернизации, корректировки режимов эксплуатации для повышения безопасности, надежности и качества эксплуатации.

3. ЗАДАЧИ ИСПЫТАНИЙ

- Определение максимальной нагрузки котла и причин возможного ее ограничения.
- Определение фактического технического состояния котельной установки при максимальной нагрузке.
- Определение мест неплотностей по топке и газовому тракту котельной установки.
- Контроль состояния обмуровки и тепловой изоляции.

- Определение тепловых перемещений экранов, барабанов и коллекторов.
- Выявление недопустимых выбегов температур металла змеевиков труб пароперегревателей.
- Контроль соблюдения режимной карты котла.
- Контроль за состоянием внутренних поверхностей нагрева энергетических котлов – экранных труб, труб водяного экономайзера и пароперегревателя.
- Уточнение объема ремонтных работ в период предстоящего ремонта.
- Определение изменения технического состояния в результате выполненного ремонта котельной установки.
- Оценка эффективности выполненных мероприятий по реконструкции или модернизации основного и вспомогательного оборудования котельной установки.
- Формирование базы диагностических данных.

4. ОБЪЕМ ИЗМЕРЕНИЙ

По результатам проведения эксплуатационных испытаний определяются экономические и экологические показатели работы котельной установки, показатели прямо или косвенно характеризующие надежность работы основного и вспомогательного оборудования, аэродинамические и температурные характеристики по газовоздушному тракту, плотность газового тракта, возможности установленных тягодутьевых машин и потребляемая ими из сети мощность.

4.1 Для определения данных показателей и характеристик по штатным эксплуатационным приборам производятся следующие измерения:

- расход, температура и давление перегретого пара за котлом (и пара промперегрева);
- расход, температура и давление питательной воды;
- расход воды непрерывной продувки;
- давление в барабане;
- расход конденсата (питательной воды) на пароохладители;
- температура среды и металла змеевиков поверхностей нагрева по пароводяному тракту;

- температура, разрежение и давление по газозвоздушному тракту;
- температура уходящих газов за дымососами, холодного воздуха на всасе дутьевых вентиляторов (до места ввода рециркуляции горячего воздуха при ее наличии), воздуха на входе и на выходе из калориферов, амперная загрузка электродвигателей и положение регулирующих органов тягодутьевых машин по газозвоздушному тракту;
- потребляемая мощность механизмов собственных нужд (по показаниям эксплуатационных электросчетчиков)

4.2 Дополнительно используемыми приборами измеряется содержание трехатомных газов (CO_2 и SO_2 на мазуте, CO_2 на газе) и кислорода (O_2), пробы которых отбираются из каждой половины режимного сечения. Анализ проб дымовых газов производится переносным автоматическим газоанализатором.

4.3 При определении присосов воздуха в топку упрощенным методом и доли рециркуляции дымовых газов разрежение вверху и внизу топки, сопротивление участков газового и воздушного трактов измеряется лабораторными микроманометрами.

4.4 Дополнительно устанавливаются специальные температурные вставки для прямого замера температуры стенки металла труб поверхностей нагрева (по СТП 09110.26.514-08).

4.5 Дополнительно устанавливается специальная аппаратура для измерения тепловых перемещений экранов, барабана и коллекторов.

5.ОРГАНИЗАЦИЯ ИСПЫТАНИЙ И УСЛОВИЯ ИХ ПРОВЕДЕНИЯ

5.1 Эксплуатационные испытания выполняются специализированной наладочной организацией либо наладочным персоналом режимной группы (цеха наладки) электростанции.

5.2 При проведении испытаний наладочным персоналом должны соблюдаться требования действующих правил технической эксплуатации, техники безопасности и инструкций по эксплуатации котельной установки.

При возникновении аварийной ситуации, появления ненормальностей в работе котельной установки испытания прекращаются, наладочный персонал выводится в безопасное место.

Испытания могут быть продолжены только после восстановления нормального режима работы котельной установки и оценки сложившейся ситуации руководителем испытаний.

5.3 Предварительно руководитель испытаний на работающем котле производит оценку:

- работоспособности и представительности показаний эксплуатационных приборов, в том числе и приборов местного щита управления;
- целесообразности выполнения ревизии первичных датчиков указанных приборов;
- необходимости установки дополнительных приборов для дублирования сомнительных показаний;
- плотности улитки по выбиванию воздуха на дутьевых вентиляторах, плотности улитки и всасывающих карманов дымососов по присосам воздуха или выбиванию газов;
- оценку состояния подшипников ходовой части вентиляторов (дымососов) по виброперемещению и температуре.

Перед проведением испытаний руководитель испытаний должен получить от цеха тепловой автоматики и измерений, электроцеха, группы учета ПТО все необходимые поправочные коэффициенты к показаниям эксплуатационных приборов и дать заявку хим.цеху на выполнение анализа сжигаемого топлива.

Начальник смены станции во время проведения испытаний обеспечивает предусмотренные программой нагрузки котельной установки.

Продолжительность работы котельной установки с данными нагрузками, время начала и окончания опытов устанавливается в соответствии с заявками, которые подаются начальнику смены станции за одни сутки до проведения каждого последующего опыта.

Необходимая для опыта постоянная нагрузка устанавливается оперативным персоналом к указанному в заявке времени. Режим го-

рения во время опытов настраивает машинист котла в соответствии с действующей режимной картой и указаниями руководителя испытаний.

Все операции и переключения на испытываемой котельной установке, другом оборудовании электростанции, связанные с возможным изменением режима работы установки (за исключением аварийных ситуаций), оперативный персонал и начальник смены станции должны согласовывать с руководителем испытаний.

По результатам экспериментальной части экспресс-испытаний определяются:

- расход перегретого пара и тепловой нагрузки котельной установки;
- коэффициент избытка воздуха и присосов в газовый тракт;
- потери тепла с уходящими газами;
- потери от химической неполноты сгорания;
- к.п.д. «брутто» котельной установки;
- содержание вредных выбросов;
- доля воздуха на сопла третичного дутья;
- аэродинамическое сопротивление газового и воздушного тракта;
- температуры газов и воздуха по газоздушному тракту, температуры среды и температурные разверки по пароводяному тракту;
- удельные расходы электроэнергии на тягу, дутье и рециркуляцию дымовых газов;
- доля рециркуляции дымовых газов и горячего воздуха на всас вентиляторов;
- присосы воздуха в топочную камеру;
- другие показатели, связанные с особенностями конструкции котельной установки.

5.4 В процессе испытаний выполняется эксплуатационная диагностика котельной установки по направлениям, не требующим создания специальных режимов:

- Контроль состояния обмуровки и тепловой изоляции: визуальный осмотр целостности, тепловизионный контроль теплового потока и температуры поверхности тепловой изоляции (обмуровки).
- Определение тепловых перемещений экранов, барабанов и коллекторов.

- Выявление недопустимых выбегов температур металла змеевиков труб пароперегревателей.
- Контроль за состоянием внутренних поверхностей нагрева энергетических котлов – экранных труб, труб водяного экономайзера и пароперегревателя – с использованием температурных вставок.
- Контроль соблюдения режимной карты котла.

Тема №2. Эксплуатационная диагностика паровых турбин

2.1. Эксплуатационная диагностика паровых турбин должна производиться в следующих случаях:

- после монтажа и сдачи турбин в эксплуатацию – в период комплексного опробования и одного месяца работы под нагрузкой;
 - регулярно в течение межремонтного периода (мониторинг) – 1 раз в 2 года;
 - до капитального и среднего ремонта – за 1 месяц до начала ремонта;
 - после капитального и среднего ремонта – в период приемосдаточных испытаний и подконтрольной эксплуатации;
 - после модернизации, реконструкции или ремонтно-восстановительных работ;
 - в особых случаях (нарушения работоспособности различной степени);
 - в случае длительного (более 2 лет) простоя (в том числе в состоянии консервации);
- при ухудшении характеристик, выявленном с помощью приборов эксплуатационного контроля

2.2. В каждом из перечисленных в п. 2.1. случаях диагностика должна производиться в режимах:

- при пуске из холодного состояния от подачи масла на смазку, подачи пара на уплотнения и набора вакуума до выхода на режим холостого хода с дальнейшим набором номинальной нагрузки при номинальных параметрах свежего пара и пара промперегрева;

Завершающий опыт производится после прогрева фундамента – через 14 суток непрерывной работы турбины под нагрузкой;

- при работе под нагрузкой от 0,0 до 100 %, с включенной и отключенной регенерацией, с включенными и отключенными регулируемыми отборами, при изменении расхода свежего пара, расхода се-

тевой воды, положения регулирующей диафрагмы ЧНД, вакуума в конденсаторе;

- при разгрузке до холостого хода и останове с расхолаживанием (без расхолаживания);
- в процессе естественного остывания в течение 7 – 10 суток.

2.3. Состав диагностических работ по турбине.

2.3.1. Вибрационное состояние турбоагрегата:

- определение физической природы и структуры вибровозмущающих факторов;
- изменение жесткостных характеристик динамических систем скользящих подшипниковых опор валопровода;
- уровень уравниваемости валопровода в пусковых и базовых режимах;
- контроль штатной виброизмерительной аппаратуры.

2.3.2. Тепломеханическое состояние турбоустановки:

- система тепловых перемещений турбины – линейные и угловые характеристики (блок зависимостей механических величин во времени и от температурных факторов по критериям равномерности, симметричности, синхронности, отсутствию защемлений в шпоночных соединениях, подрыва корпусов подшипников и лап цилиндров, деформации корпусных элементов, кручения ригелей, изменения механических величин, уклонов, температурных полей);

Примечание. Контроль тепловых перемещений турбины должен выполняться персоналом электростанции по штатным приборам с сокращенным объемом специальных измерений при каждом пуске турбины из холодного состояния. Ведомость тепловых перемещений приведена в Приложении 11.

- термографическое обследование турбоустановки и ее вспомогательных систем (корпусные элементы, подогреватели, трубопроводы, арматура, насосы, ёмкости, тепловая изоляция);
- упорные и опорные подшипники (осевой сдвиг, температура баббита колодок и вкладышей, степень и равномерность нагруженности подшипников, нагрев масла);
- уплотняющие подшипники генератора и система УВГ (температура баббита вкладышей, подвижность вкладышей, содержание водорода в картерах, расход масла в сторону водорода, рабочий перепад

давлений масла и водорода, стабильность работы регулятора перепада, работа демпферного бака и аварийных бачков);

- маслосистема турбоагрегата (давление на смазку, разрежение в картерах, работа эксгаустеров, схема отсосов и дренажей, обводнение масла, содержание воздуха в маслобаке);

- горизонтальный разъем цилиндров (плотность), система обогрева фланцев и шпилек цилиндров;

- система концевых уплотнений турбины;

- вакуумная система (определение присосов, выявление мест неплотностей, эжекторы);

- дренажная система турбоустановки (работоспособность дренажей, плотность дренажной арматуры);

- гибкая муфта РВД-РНД (турбина ПТ-60-130) – определение компенсации взаимного перемещения роторов;

- осевая деформация ротора от центробежного эффекта в режимах "разгон-выбег";

- контроль штатной аппаратуры тепломеханического состояния турбоустановки (работоспособность, достаточность, достоверность).

2.3.3. Система регулирования турбины:

- снятие статических характеристик САР на остановленной турбине;

- испытание противоразгонной защиты на остановленной турбине;

- определение статической характеристики САР на холостом ходу и под нагрузкой, в том числе степени неравномерности, степени нечувствительности;

- проверка противоразгонной защиты на холостом ходу;

- проверка паровой плотности регулирующих и стопорных клапанов, обратных клапанов регулируемых отборов;

- определение быстродействия сервомоторов регулирующих, стопорных клапанов и КОС.

2.3.4. Экспресс-испытания турбины:

- характеристика парораспределения (соответствие настройки регулирующих клапанов по величине давления за ними расчетным заводским характеристикам, последовательность и характер изменения давления за клапанами при их открытии, величина дросселирования в полностью открытых клапанах, подъем регулирующих клапа-

нов и ход соответствующих сервомоторов, выявление обрывов клапанов);

- состояние проточной части турбины (внутренний относительный к.п.д. цилиндров);

- определение интегрального показателя изменения экономичности турбины.

2.3.5. Для каждой турбоустановки в каждом конкретном случае должна быть разработана техническая (рабочая) программа комплексных испытаний (приведена в Приложении 2.1).

В программе должны быть указаны требования к применяемой диагностической аппаратуре специального назначения, а также к используемым при испытаниях штатным приборам и необходимости их предварительной тарировки.

2.3.6. После завершения испытаний должны быть выполнены:

- аналитическая и графическая обработка и обобщенный, с учетом всех направлений исследований (в том числе актов дефектовки, объемов выполненной модернизации, реконструкции, ремонта), анализ результатов комплексной диагностики турбоустановки по целевым методикам и с использованием специальных прикладных компьютерных программ;

- архивация базы данных;

- разработка отчетной технической документации (технического акта).

Примечание. Технический акт по результатам комплексной диагностики турбины должен содержать разделы исследований по каждому виду работ (п.3.1.) и общий раздел с выводами и, при необходимости, рекомендациями режимного или ремонтного характера.

3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ РАБОТЫ (ИСПЫТАНИЯ)

Порядок выполнения опытов указан в соответствии с порядком следования режимов по п. 2.2 (пуск, работа на холостом ходу и под нагрузкой, останов, естественное остывание). В случае изменения данной последовательности режимов соответственно меняется и порядок выполнения опытов, что должно быть учтено в рабочей программе испытаний.

СНЯТИЕ исходных величин тепломеханического состояния турбоагрегата должно быть выполнено до включения маслосистемы и до подачи пара на уплотнения и начала набора вакуума при работе на ВПУ: температура металла цилиндров и паропроводов, баббита подшипников, искривление ротора, осевое и относительные положения роторов турбины, абсолютные расширения, уклоны и др.

Корректировка "нулевого" положения датчиков перемещения сервомоторов и узлов САР.

ОПЫТ № 1. Статические испытания противоразгонной защиты на остановленной турбине

Режимные условия. Вращение ротора на ВПУ.

Порядок проведения опыта. Проверяется визуально правильность функционирования и скорость срабатывания органов противоразгонной защиты при воздействии на рычаг (кнопку) выключения турбины по месту, дистанционно через электромеханический преобразователь, а также со щита управления.

Проверяется давление масла в линии защиты при рабочем состоянии узлов САР и в случае срабатывания защиты.

Проверяется, что при воздействии элементов защиты сервомоторы стопорных клапанов, всех регулирующих клапанов надежно закрываются и перемещаются на нижние упоры.

Снимается характеристика перемещения стопорного клапана от давления масла под поршнем его сервомотора.

При необходимости характеристики защиты и перемещения стопорного клапана доводятся до нормы.

Длительность опыта ~ 1 час.

ОПЫТ № 2. Снятие статических характеристик системы регулирования на остановленной турбине

Режимные условия. Вращение ротора на ВПУ. Температура масла за маслоохладителями турбины: 35–45 °С.

Порядок проведения опыта. Проверка соответствия настройки САР и ее отдельных элементов (усилителей, отсечных и проточных золотников, регуляторов давления пара регулируемых отборов) требованиям завода-изготовителя турбины. Снятие распределения хода сервомоторов, обеспечивающего надежное закрытие регулирующих клапанов. Оценка возможности несения полной электрической нагрузки и отпуска номинального расхода пара в регулируемые отборы.

При стабильной температуре масла снимаются характеристики:

- регулятора скорости и механизма управления турбины;
- промежуточных усилителей;
- сервомоторов ЧВД, ЧСД и ЧНД;
- регуляторов давления пара производственного или отопительного отборов;
- суммирующих золотников;
- диаграмма положений (зависимость положений сервомоторов регулирующих клапанов от ходов суммирующих золотников);
- испытания одно- и двухсторонних сервомоторов с определением их специальных характеристик;
- испытания органов парораспределения с установкой необходимого зазора между кулаками и роликом. Определяются моменты открытия регулирующих клапанов, их максимальный ход, перекрыша в ходах регулирующих клапанов;
- испытания механизма управления турбины (МУТ), ограничителя мощности;
- испытания электрогидравлического преобразователя.

Длительность опыта (в зависимости от состояния системы) – до 6,0 часов.

ОПЫТ № 3. Определение быстродействия сервомоторов регулирующих, стопорных клапанов и КОС

Режимные условия. Вращение ротора на ВПУ. Температура масла за маслоохладителями турбины: 35–45 °С.

Порядок проведения опыта. После настройки системы регулирования определяется время закрытия сервомоторов стопорных, регу-

лирующих клапанов, а также приводов обратных клапанов всех регулируемых отборов турбины с использованием специальной измерительной аппаратуры с датчиками давлений и перемещений.

Воздействием на кнопку или рычаг отключения турбины, либо запуском канала БРФ, закрыть все вышеназванные сервомоторы с регистрацией переходного процесса. Определить собственное время перемещения сервомоторов, а также время запаздывания закрытия.

Длительность опыта – до 6 часов.

ОПЫТ № 4. Оценка состояния системы УВГ по расходу масла в сторону водорода

Режимные условия. Вращение ротора на ВПУ. Давление водорода и перепад давлений "масло-водород" - номинальные. Температура масла к уплотняющим подшипникам генератора – от 35 до 45 °С.

Порядок проведения опыта. Установить метки на уровнемерном стекле поплавкового гидрозатвора системы УВГ. Закрыть арматуру на сливе масла из поплавкового гидрозатвора. Определить изменение уровня в нем в течение 20 минут. Открыть арматуру на сливе масла из поплавкового гидрозатвора.

Длительность опыта ~ 25 минут.

ОПЫТ № 5. Оценка состояния и работоспособности дренажной системы турбоустановки

Режимные условия. Состояние турбоустановки перед толчком. Дренажи открыты.

Порядок проведения опыта. Состояние и работоспособность дренажной системы определяется при открытых вентилях дренажей турбоустановки визуально (ревизии) и по температурам дренажных линий, измеряемым с использованием переносного контактного или бесконтактного термометра. Определяются места неплотностей по сальникам дренажной арматуры, а также возможные парения (подсосы) по сварным швам дренажных трубопроводов.

Обследуются следующие узлы:

- дренажи главных паропроводов перед ГПЗ; дренажи паропроводов холодного и горячего промперегрева в пределах турбины;
- дренажи перепускных труб, цилиндров турбины, дренажи системы обогрева фланцев и шпилек;
- дренажи паропроводов отборов высокого и низкого давления;
- дренажи из паропроводов уплотнений, коллектора отсоса от штоков клапанов.

Длительность опыта ~ 30 минут.

СНЯТИЕ величин тепломеханического состояния турбоагрегата после набора предтолчкового вакуума.

ОПЫТ № 6. Снятие амплитудно-частотных и фазо-частотных характеристик подшипниковых опор валопровода, определение зависимости относительного положения роторов турбины от оборотов

Режимные условия. Холостой ход - 3000 ± 10 об/мин, обороты стабилизированные.

Вакуум в конденсаторе – близок к номинальному.

Температура выхлопа ЦНД – не более 80°C .

Температура масла на смазку подшипников после маслоохладителей – от 40 до 45°C .

Порядок проведения опыта.

6.1 Воздействием на автомат безопасности “выбить” турбину без срыва вакуума. Проверить полное закрытие стопорных и регули-

рующих клапанов, сервомотора ЦНД, КОС. Турбоагрегат нормально выбегает до 600 ± 50 об/мин без срыва вакуума.

6.2 «Подхватить» обороты в диапазоне от 500 до 600 об/мин и вывести турбину на холостой ход - 3000 ± 10 об/мин. Стабилизировать обороты в течение 5–7 минут.

Длительность опыта – 1,5 часа.

6.3 Повторить опыт в порядке п.6.1 и 6.2. еще 2 раза. На одном из них выполнить полный выбег с полной остановкой ротора и включением ВПУ. Зафиксировать изменение величин осевого сдвига, относительных положений роторов, длительность выбега и силу тока в цепи электродвигателя ВПУ.

Длительность опыта – 1,5–2 часа.

ОПЫТ № 7. Снятие вибрационных и тепломеханических характеристик на холостом ходу. Снятие контурных виброхарактеристик. Определение степени открытия регулирующих органов, размаха пульсаций сервомоторов на холостом ходу

Режимные условия. Холостой ход - 3000 ± 10 об/мин, обороты стабилизированные.

Температура выхлопа ЦНД - не более 80 °С.

Температура масла на смазку подшипников после маслоохладителей – от 40 до 45 °С.

Порядок проведения опыта.

Режимные условия –Constant.

а) генератор без возбуждения

б) генератор возбужден напряжением холостого хода;

Выдержка времени в режиме а) - 0,5 часа; в режиме б) - 0,25 часа.

Длительность опыта - 1,0 – 1,5 часа.

ВНИМАНИЕ! После выполнения опытов №6 и №7 турбоагрегат остаётся на холостом ходу на время, необходимое для обработки полученных данных, оценки необходимости и возможности подбалансировки валопровода, выбора плоскостей коррекции, расчёта пробных уравновешивающих масс.

При принятии решения о балансировке валопровода турбоагрегат останавливается и вступает в действие специальная программа балансировки.

ОПЫТ № 8. Оценка паровой плотности регулирующих и стопорных клапанов

Опыт выполняется по специальной программе в зависимости от типа турбины.

Режимные условия. Холостой ход – 3000 об/мин.

Порядок проведения опыта.

8.1 Плотность регулирующих и стопорных клапанов **неблочных турбин** оценивается сравнением кривой выбега ротора турбоагрегата от номинальной величины 3000 об/мин до 1500 об/мин при закрытии испытываемых групп клапанов с «эталонной кривой выбега», снятой без поступления пара в турбину.

8.2 Для *блочных турбин* плотность органов парораспределения определяется в процессе пуска из холодного состояния на скользящих параметрах пара и при давлении в конденсаторе не более 8 кПа.

Плотность каждой группы клапанов (СКВД, РКВД, СКСД, РКСД) определяется отдельно и оценивается по значению установившейся частоты вращения ротора при определенном давлении пара перед группой клапанов.

Группа клапанов считается плотной, если полученная в опыте частота вращения ротора $n^{оп} \leq n^{доп}$,

где $n^{доп}$ – допускаемая частота, обусловленная работой пара, проходящего в проточную часть турбины через неплотности клапанов.

$n^{доп}$ определяется по СТП 34.30.310 "Методические указания по проверке и испытаниям автоматических систем регулирования и защит паровых турбин" или по критериям завода-изготовителя турбины.

Величина $n^{доп}$ в зависимости от давления перед клапанами может составлять от 300 об/мин до 1500 об/мин.

8.3 Плотность регулирующих органов **турбин с регулируемым отбором пара**.

Плотность парораспределительных органов каждого отбора турбины проверяется на холостом ходу.

Плавным закрытием регулирующего органа полностью закрыть сервомотор.

Плотность считается удовлетворительной, если при частичном или полном закрытии сервомотора в камере регулируемого отбора устанавливается номинальное давление регулируемого отбора.

8.4. **Плотность обратных клапанов** регулируемых отборов турбины.

Проверяется плотность каждого обратного клапана на трубопроводе отбора.

Режимные условия. Нагрузка на турбине от 5 до 8 % от номинальной, режим конденсационный.

Порядок проведения опыта. Система регулирования блокируется ограничителем мощности. Испытываемый обратный клапан ставится под давление со стороны станционного коллектора. Отсутствие прироста мощности (по точному прибору) будет свидетельствовать о допустимой плотности обратного клапана.

Длительность каждого опыта ~ 1,5 часа.

ОПЫТ № 9. Испытания противоразгонной защиты на холостом ходу.

Режимные условия. Холостой ход – 3000 об/мин.

Опыт выполняется по специальной программе в зависимости от типа турбины.

Порядок проведения опыта.

9.1. Ручное отключение турбины кнопкой по месту, затем кнопкой со щита управления.

9.2. Раздельные испытания автоматов безопасности (АБ) подачи масла. Устанавливается частота вращения ротора ~ 2850 об/мин, подается масло и медленно повышается частота вращения ротора, но не более 3060 – 3080 об/мин.

Фиксируется частота вращения, при которой сработал каждый боек или кольцо АБ.

9.3 Испытание противоразгонной защиты повышением частоты вращения.

Испытания АБ увеличением числа оборотов ротора турбины проводятся по рабочей программе (с указанием необходимых мер безопасности, расстановки персонала, методов контроля частоты вращения) под непосредственным руководством начальника КТЦ.

Фиксируется частота вращения при срабатывании АБ.

Длительность опыта ~ 1,0 час. Общая длительность опыта №9 может быть увеличена и определяется в основном необходимостью настройки АБ в опыте 9.3.

Примечания к опытам 8 и 9.

1. В случае, если пуск неблочной турбины из холодного или неостывшего состояния осуществляется по специальной технологии не свежим, а отборным паром, допускается выполнить предварительную оценку плотности органов парораспределения на отборном паре и, при положительных результатах этой проверки, провести испытания противоразгонной защиты увеличением частоты вращения ротора и настройку бойков также на отборном паре. После этого допускается включение генератора в сеть для прогрева турбины и последующего перехода на свежий пар. Окончательная оценка плотности органов парораспределения выполняется на свежем паре номинальных (или близких к ним) параметров, нормативном вакууме в конденсаторе (противодавлении) с отключением генератора от сети.

2. На дубль-блоках проверка плотности клапанов может проводиться при работе одного корпуса котла.

3. При проверке плотности органов парораспределения не допускать срабатывания предохранительных клапанов регулируемых отборов.

4. Одновременно производится контроль вибрационного и тепломеханического состояния турбины с использованием штатной и дополнительной аппаратуры.

ОПЫТ № 10. Снятие статической характеристики системы регулирования на холостом ходу

Опыт выполняется по специальной программе в зависимости от типа турбины.

Режимные условия. Холостой ход – 3000 об/мин.

ГПЗ закрыты, пусковой байпас открыт.

Вакуум в конденсаторе – близок к номинальному.

Пусковой маслонасос системы регулирования отключен и готов к пуску.

Напряжение возбуждения генератора – близко к номинальному.

Прядок проведения. Синхронизатором установить частоту вращения ротора 3100–3120 об/мин. Медленно, по командам руководителя испытаний, прикрывая байпас и уменьшая расход пара в турбину, снижать частоту вращения ротора турбины до 2900 об/мин. Затем выполнить обратную операцию. Произвести запись положений сер-

вомоторов и изменения частоты вращения ротора по проверенному электронному тахометру или цифровому частотомеру.

Длительность опыта ~ 1,5 часа.

ОПЫТ № 11. Снятие нагрузочных вибрационных и тепло-механических характеристик при различных активных нагрузках, определяемых текущим температурным состоянием металла турбины. Снятие статической характеристики САР. Испытания регуляторов давления регулируемых отборов

Режимные условия. Турбоагрегат в сети. Исходный режим – конденсационный, диафрагма ЦНД полностью открыта.

$N_{\text{РЕАКТ}}$ – произвольная = Constant на всем протяжении опыта.

Порядок проведения опыта.

Быстрое (3,0 МВт/мин) ступенчатое (по 20 % от $N_{\text{НОМ}}$) нагружение турбоагрегата по активной нагрузке по мере прогрева металла турбины, с нормальным включением регенерации, регулируемых отборов, ПТН.

Выдержка времени на каждой «ступеньке» активной нагрузки – 20 минут.

Статическая характеристика САР под нагрузкой для турбин с противодавлением определяется по каналу регулятора давления.

Испытания регуляторов давления регулируемых отборов производятся при изменении расхода пара в каждый отбор от максимального значения до нуля путем корректировки тепловой нагрузки параллельно работающих турбин или РОУ. При наличии подогревателей сетевой воды – изменением ее расхода.

Длительность опыта – 5–6 часов.

ОПЫТ № 12. Определение тепловой неустойчивости ротора генератора

Режимные условия. $N_{\text{АКТИВНАЯ}} = 50 - 75 \% \text{ от } N_{\text{АКТИВНАЯ}}^{\text{НОМ}} = \text{Constant}$.

Порядок проведения опыта.

А) $N_{\text{РЕАКТ}} = \text{MIN}$ (около 0,0 МВАр).

Б) $N_{\text{РЕАКТ}} = \text{MAX}$ (ток ротора у красной черты).

Длительность опыта. На каждом из режимов а) и б) – не менее 1,0 часа после стабилизации параметров.

ОПЫТ № 13. Оценка состояния соединительной муфты РВД-РНД (для турбин ПТ-60–130)

Режимные условия. Турбина прогрета. Расход свежего пара составляет ~ 60 % от номинального, параметры свежего пара близки к номинальным.

Порядок проведения опыта.

Быстрым увеличением нагрузки (примерно на 15 – 20 %) или увеличением температуры свежего пара (примерно на 20 °С) или тем и другим одновременно (при соответственно меньших изменениях расхода и температуры) добиться изменения относительного удлинения РВД на ~0,4 мм.

Зафиксировать изменение осевых и относительных положений роторов, температуры колодок упорных подшипников.

Повторить опыт №13 дважды.

Длительность опыта ~ 40 мин.

ОПЫТ № 14. Определение влияния температуры металла выхлопа ЦНД на вибрационное и тепломеханическое состояние турбоагрегата

Режимные условия. Параметры пара - номинальные. $N_{\text{активная}} = 80 \% \text{ от } N_{\text{активная}}^{\text{НОМ}} - \text{Constant}$. Турбина прогрета. Режим - конденсационный. Диафрагма ЧНД полностью открыта. Температура металла турбины стабилизирована.

Порядок проведения опыта.

14.1 Разогреть металл выхлопов ЦНД на 50 – 70 °С от исходной температуры металла, но не выше 100 °С. Способ разогрева выхлопов - на усмотрение эксплуатационного персонала (например: ухудшением вакуума в допустимом диапазоне). Выдержать металл выхлопов ЦНД в разогретом состоянии в течение 1,0 часа.

14.2 Восстановить исходную (до начала опыта) температуру металла выхлопов с выдержкой во времени 0,5 часа.

Длительность опыта - 2,5 – 3 часа.

ОПЫТ № 15. Определение влияния положения диафрагмы ЧНД и расхода сетевой воды на вибрационное и тепломеханическое состояние турбоагрегата

Режимные условия. Параметры пара - номинальные. $N_{\text{АКТИВНАЯ}} = 80\% \text{ от } N_{\text{АКТИВНАЯ}}^{\text{НОМ}} - \text{Constant}$. Режим - отборный. ПСГ - включены. Температура металла турбины стабилизирована.

Порядок проведения опыта.

15.1. Изменение расхода сетевой воды от MIN до MAX по условиям работы станции.

15.2. Изменение положения диафрагмы регулируемого отбора от MIN до MAX в пределах допустимого изменения давления в отборе (при постоянном расходе сетевой воды) при ручном воздействии на регулятор давления.

15.3. Восстановить исходный режим.

Длительность опыта - 2,0–2,5 часа.

ОПЫТ №16. Повторить Опыт №5 - оценка состояния и работоспособности дренажной системы турбоустановки.

Режимные условия. Нагрузка на турбине - стабильная, близкая к номинальной. Дренажи закрыты.

Порядок проведения опыта. Состояние и работоспособность дренажной системы определяется при закрытых вентилях дренажей турбоустановки по температурам дренажных линий, измеряемым с использованием переносного контактного или бесконтактного термометра. Определяются места неплотностей по сальникам дренажной арматуры, а также возможные парения (подсосы) по сварным швам дренажных трубопроводов.

Длительность опыта ~ 30 минут.

ОПЫТ № 17. Оценка плотности горизонтальных разъемов ЦВД и ЦСД турбины

Плотность горизонтальных разъемов ЦВД и ЦСД турбины в зависимости от ее конструктивных особенностей оценивается по температурам сбросных паропроводов с обогрева фланцев и шпилек, температурам металла цилиндров турбины, с использованием линии контроля плотности в стационарном режиме, при сбросе паровой нагрузки и при снижении температуры свежего пара и пара промперегрева.

Режимные условия. Турбина прогрета, температура металла стабилизирована в течение не менее 2,0 часов. Расход свежего пара составляет ~ 80 % от номинального, параметры свежего пара и пара промперегрева близки к номинальным. Режим – отборный или конденсационный. Вакуум в конденсаторе – близок к номинальному. Дренажи системы обогрева фланцев и шпилек ЦВД и ЦСД закрыты.

Порядок проведения опыта

17.1. Оценка плотности горизонтальных разъемов цилиндров при стационарной нагрузке.

Оценка производится без изменения режима по специальным критериям.

Длительность опыта – 10–15 минут.

17.2. Оценка плотности горизонтального разъема ЦВД при сбросе паровой нагрузки – производится при положительной оценке в опыте 17.1.

Порядок проведения опыта. Закрыть сброс (при наличии) пара из системы обогрева фланцев и шпилек. Зафиксировать величины: давление и температуру в регулирующей ступени ЦВД, давления в обнизке горизонтального разъема ЦВД, температуру сбросных паропроводов из обнизки. Резко (за 1 мин) разгрузить турбину так, чтобы давление в камере регулирующей ступени (КРС) ЦВД снизилось на 10–15 %. Выполнить запись необходимых тепломеханических параметров. При необходимости повторить опыт с открытой арматурой на сбросе пара из системы обогрева фланцев и шпилек

Длительность опыта - 20–30 минут.

Восстановить исходный режим.

17.3 Оценка плотности горизонтального разъема ЦВД при снижении температуры свежего пара – производится при положительной оценке в опыте 17.1.

Порядок проведения опыта. Снизить температуру свежего пара на 20 °С со скоростью 2 °С/мин. Продолжительность опыта после стабилизации пониженной температуры свежего пара – 20 минут. Выполнить запись необходимых тепломеханических параметров. Снятие контурных виброхарактеристик корпусных элементов выносных подшипников и цилиндров.

Длительность опыта – 30–40 минут.

Восстановить исходную температуру свежего пара.

17.4. Оценка плотности горизонтального разъема ЦСД при снижении температуры пара горячего промперегрева – производится при положительной оценке в опыте 17.1.

Порядок проведения опыта. Снизить температуру пара горячего промперегрева на 15 – 20 °С со скоростью 2 °С/мин. Продолжительность опыта после стабилизации пониженной температуры пара - 20 минут. Выполнить запись необходимых тепломеханических параметров. Снятие контурных виброхарактеристик корпусных элементов выносных подшипников и цилиндров.

Длительность опыта - 30–40 минут.

Восстановить исходную температуру пара горячего промперегрева.

ОПЫТ № 18. Повторить Опыт №4 - оценка состояния системы УВГ по расходу масла в сторону водорода

Режимные условия. Генератор в сети, нагрузка не менее 50 % от $N_{НОМ} = Const$. Давление водорода и перепад давлений «масло-водород» - номинальные. Температура масла к уплотняющим подшипникам генератора – от 35 до 45 °С.

Порядок проведения опыта. Установить метки на уровнемерном стекле поплавкового гидрозатвора системы УВГ. Закрывать арматуру на сливе масла из поплавкового гидрозатвора. Определить изменение уровня в нем в течение 20 минут. Открыть арматуру на сливе масла из поплавкового гидрозатвора.

Длительность опыта ~ 25 минут.

ОПЫТ № 19. В процессе испытаний производятся следующие исследования, не требующие создания специальных режимов:

– **Исследование процесса тепловых линейных перемещений** корпусов подшипников и цилиндров турбины, их деформаций (блок зависимостей механических величин во времени и от температурных факторов):

– регистрация процесса тепловых перемещений, выявление «скачков» перемещений;

– измерение уклонов на фундаментных рамах и разъемах корпусов подшипников, на корпусных элементах турбоагрегата;

– выявление подрыва корпусов подшипников, оценка величин и направлений их деформаций;

– определение подвижности цилиндров по поперечным шпонкам на лапах, выявление отрыва лап. Оценка симметричности перемещений лап. Определение изменения зазоров в поперечных шпонках цилиндров турбины;

– измерение температурных полей в зоне шпоночных соединений, корпусов подшипников, фундаментных рам, ригелей, колонн;

– оперативное выявление режимных ограничений, накладываемых неравномерностью тепловых расширений турбины;

– проверка работоспособности и достоверности показаний штатных приборов абсолютного расширения турбины.

– **Термографическое обследование турбоустановки** и ее вспомогательных систем (корпусные элементы, подогреватели, трубопроводы, арматура, насосы, ёмкости, тепловая изоляция).

– **Оценка состояния упорного и опорных подшипников** – при различных режимах работы турбоагрегата в диапазоне $N_{эл}$ от 0,0 до $N_{ном}$ и на ВПУ по критериям.

– **Оценка состояния уплотняющих подшипников генератора и системы УВГ** (вкладыши с обеих сторон генератора, регулятор перепада давления масло-водород, поплавковый гидрозатвор, насосы УВГ, демпферный бак) на ВПУ и при номинальной частоте вращения ротора во всем диапазоне нагрузок (активной и реактивной) турбогенератора, в эксплуатационном диапазоне величины относительного положения РНД.

– **Оценка состояния маслосистемы турбоагрегата** – соответствие давления на смазку нормативному, разрежение в картерах,

работа эксгаустеров, схема отсосов и дренажей, наличие обводнения масла, содержание воздуха в маслобаке.

– **Оценка состояния вакуумной системы турбоустановки**
– работоспособность и эффективность эжекторов, определение присосов воздуха, выявление мест неплотностей.

– **Контроль штатной аппаратуры тепломеханического состояния турбоустановки** производится с целью определения достаточности и работоспособности средств измерений, достоверности их показаний на всех этапах испытаний.

ОПЫТ № 20. Проведение экспресс-испытаний.

20.1. Снятие характеристики парораспределения.

Оценивается соответствие настройки регулирующих клапанов по величине давления за ними расчетным заводским характеристикам, определяется последовательность и характер изменения давления за клапанами при их открытии, величина дросселирования в полностью открытых клапанах, подъем регулирующих клапанов и ход соответствующих сервомоторов. При снятии характеристики парораспределения выявляется также возможный обрыв регулирующего клапана.

Примечание. Данная серия опытов производится первой и совмещается с опытом №11, т.к. при обнаружении дефектов системы парораспределения (неправильная настройка, завышенное дросселирование в полностью открытых клапанах и др.) они должны быть устранены для исключения влияния на экономичность проточной части.

Режимные условия. Турбина прогрета и находится в работе с нагрузкой $\sim 80\%$ от $N_{\text{НОМ}}$ не менее 8 часов. Система регенерации полностью включена.

Порядок проведения опыта. Произвести ступенчатое изменение нагрузки (нагружение или разгружение) в пределах от 50 до 100 % от $N_{\text{ЭЛ}}^{\text{НОМ}}$. Количество опытов выбирается таким образом, чтобы были зафиксированы режимы в начале и конце открытия каждого клапана и две точки между этими крайними положениями клапанов.

Длительность опыта 20.1 $\sim 4,0$ часа.

20.2 Определение состояния проточной части турбины.

Определяется истинное значение внутреннего относительного к.п.д. цилиндров (отсеков), работающих в зоне перегретого пара, с

включенной и отключенной системой регенерации. Для повышения точности оценки состояния проточной части предусматривается определение к.п.д. при зафиксированном количестве полностью открытых регулирующих клапанов.

Режимные условия. Турбина прогрета и находится в работе с нагрузкой $\sim 80\%$ от $N_{\text{НОМ}}$ не менее 8 часов. Система регенерации полностью включена.

Порядок проведения опыта. Установить электрическую нагрузку около 100% от $N_{\text{НОМ}}$ (от номинального расхода пара через отсек).

Собрать схему, при которой расход пара на турбину равен расходу питательной воды $G_{\text{П.В.}} = \pm 0,05 \times G_0$.

Установить регулирующие клапаны ЧВД в неподвижное положение, для чего ввести ограничитель мощности (для турбин ЛМЗ).

Длительность каждого опыта ~ 30 минут.

Повторить опыт еще при трех нагрузках ($\sim 85\%$ от $N_{\text{НОМ}}$, 70% от $N_{\text{НОМ}}$ и 50% от $N_{\text{НОМ}}$).

Повторить указанную серию опытов при отключенной регенерации.

Длительность опыта 20.2 ~ 6 часов.

20.3. Определение интегрального показателя изменения экономичности турбины.

Данный опыт выполняется в комплексе с опытами 20.1 и 20.2 с целью оценки состояния турбоустановки в целом.

Проверяется соответствие электрической мощности расходу пара в конденсатор (по давлению в контрольной ступени), а также соответствие давлений в контрольных ступенях расходу пара на турбину. Полученные в опыте значения электрической мощности сравниваются с данными последующих испытаний, что позволяет сделать заключение об общем изменении экономичности турбоагрегата.

Режимные условия. Турбина прогрета и находится в работе с нагрузкой $\sim 80\%$ от $N_{\text{НОМ}}$ не менее 8 часов. Система регенерации полностью включена. Для теплофикационных турбин отключить регулируемые отборы и вывести из работы их регуляторы, расход питательной воды $G_{\text{П.В.}} = \pm 0,05 \times G_0$.

Порядок проведения опыта.

Установить максимально возможную электрическую нагрузку; нагружение прекратить при достижении предельного значения любо-

го из критериев надежности (давление в регулирующей ступени, вибрация, осевой сдвиг, относительное удлинение ротора, температура колодок упорного подшипника, максимально допустимая нагрузка генератора и др.).

Длительность опыта 20.3 ~ 1 час.

Общая длительность опытов №20 ~ 11 часов.

ОПЫТ № 21. Определение вибрационного и тепломеханического состояния турбоагрегата на стационарной нагрузке

Опыт производится через 12–14 суток работы турбоагрегата под нагрузкой.

Режимные условия. Генератор в сети, нагрузка около 80 % от $N_{\text{НОМ}} = \text{Const}$. Режим отборный или конденсационный.

Длительность опыта ~ 2 часа.

Приложение 2.1.

Типовая программа испытаний паровой турбины

ТИПОВАЯ ПРОГРАММА

Комплексных испытаний паровой турбины _____
ст.№ _____

ТИП

при сдаче в ремонт и приемке из ремонта, а также в межремонтный период

1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящая типовая программа испытаний распространяется на паровые турбины мощностью 3,5 МВт и выше, установленные на электростанциях энергосистемы Республики Беларусь и является обязательной для организаций и предприятий, занимающихся эксплуатацией, ремонтом, наладкой и диагностикой турбинного оборудования.

На основании типовой программы испытаний исполнителями работ должны быть составлены соответствующие рабочие программы испытаний конкретной турбины с учетом ее технического состояния и условий эксплуатации.

Результаты испытаний должны быть использованы персоналом соответствующих служб энергопредприятий как при планировании ремонтов, модернизаций, реконструкций и диагностики состояния турбин, так и в процессе их эксплуатации в межремонтный период.

2. ЦЕЛЬ ИСПЫТАНИЙ:

Получение достоверных и своевременных данных о техническом состоянии турбоустановки и ее отдельных узлов и объективного принятия решения о необходимости, объемах и сроках ремонта, модернизации, реконструкции, корректировки режимов эксплуатации для повышения безопасности, надежности и качества эксплуатации.

3. ЗАДАЧИ ИСПЫТАНИЙ:

Определение вибрационных характеристик турбоагрегата, диагностика состояния по параметрам вибрации, разработка мероприятий по оптимизации вибросостояния турбоагрегата.

Определение состояния системы тепловых перемещений турбины по критериям равномерности, симметричности, синхронности, отсутствию заземлений в шпоночных соединениях, подрыва корпусов подшипников и лап цилиндров. Выявление режимных ограничений, связанных с тепловыми перемещениями турбины. Составление нормативных характеристик расширения.

Определение статических и динамических характеристик системы регулирования турбоустановки¹.

Оценка состояния основных узлов турбоагрегата по критериям ТНПА.

Определение характеристик парораспределения, состояния проточной части и экономичности турбины (методами экспресс-испытаний).

Получение данных для обоснования необходимости модернизации или реконструкции, а также переноса ремонта на более ранний или поздний срок, или изменения статуса ремонта.

Разработка технологических рекомендаций на капитальный ремонт, обеспечивающих оптимальную реновацию механического ресурса турбины на длительный эксплуатационный период.

Выявление ограничений в работе турбины, препятствующих нормальной эксплуатации в переменных, базовых и маневренных режимах. Разработка режимных рекомендаций.

Оценка технического состояния турбоустановки, формирование базы диагностических данных.

4. УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

4.1. Программа испытаний разрабатывается на основе действующих ГОСТ и ОСТ, регламентирующих качество оборудования, ПТБ, Правил организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей, инструкций и методических разработок по организации и проведению испытаний, опыта специализированных организаций.

¹Испытание турбины мгновенным сбросом паровой и электрической нагрузок не является задачей данной программы.

4.2. Испытания производятся в следующих случаях:

- после монтажа и сдачи турбин в эксплуатацию – в период комплексного опробования и одного месяца работы под нагрузкой;
- регулярно в течение межремонтного периода (мониторинг) – 1 раз в 2 года;
- до капитального и среднего ремонта – за 1 месяц до начала ремонта;

Примечание. В случае, когда по условиям энергосистемы теплофикационная турбина выводится в холодный резерв или консервацию и целесообразность ее пуска до капитального ремонта отсутствует, испытания производятся перед выводом в холодный резерв или консервацию.

- после капитального и среднего ремонта – в период приемосдаточных испытаний и подконтрольной эксплуатации;
- после модернизации, реконструкции или ремонтно-восстановительных работ;
- в особых случаях (нарушения работоспособности различной степени);
- в случае длительного (более 2 лет) простоя (в том числе в состоянии консервации);
- при ухудшении характеристик, выявленном с помощью приборов эксплуатационного контроля.

4.3. В каждом из перечисленных в п. 4.2 случаях испытания производятся в режимах²:

- при пуске из холодного состояния³ от подачи масла на смазку, подачи пара на уплотнения и набора вакуума до выхода на режим холостого хода с дальнейшим набором номинальной нагрузки при номинальных параметрах свежего пара и пара промперегрева; завершающий опыт производится после прогрева фундамента – через 14 суток работы турбины под нагрузкой;
- при работе под нагрузкой от 0,0 до 100 %, с включенной и отключенной регенерацией, с включенными и отключенными регули-

² В исключительных случаях перечисленный состав режимов испытаний может быть сокращен решением главного инженера электростанции по согласованию с соответствующими службами энергосистемы.

³ Пуск неблочных турбин после капитального ремонта, если это позволяет пусковая схема, не должен производиться свежим паром номинальных параметров

руемыми отборами, при изменении расхода свежего пара, расхода сетевой воды, положения регулирующей диафрагмы ЧНД, вакуума в конденсаторе;

- при разгрузке до холостого хода и останове с расхолаживанием (без расхолаживания);
- в процессе естественного остывания в течение 7 суток.

Примечание. В отдельных случаях допускается выполнение комплексных диагностических работ либо только при пуске с нагрузкой и прогревом турбины, либо только при ее останове с полным остыванием.

4.4. Испытания производятся по следующим видам исследований:

- вибрационное состояние турбоагрегата (в том числе определение физической природы и структуры вибровозмущающих факторов, изменение жесткостных характеристик динамических систем скользящих подшипниковых опор валопровода, уровень уравновешенности валопровода в пусковых и базовых режимах, контроль штатной виброизмерительной аппаратуры);

тепломеханическое состояние турбоустановки:

- система тепловых перемещений турбины – линейные и угловые характеристики (блок зависимостей механических величин во времени и от температурных факторов по критериям равномерности, симметричности, синхронности, отсутствию заземлений в шпоночных соединениях, подрыва корпусов подшипников и лап цилиндров, деформации корпусных элементов, кручения ригелей, изменения механических величин, уклонов, температурных полей);

- термографическое обследование турбоустановки и ее вспомогательных систем (корпусные элементы, подогреватели, трубопроводы, арматура, насосы, ёмкости, тепловая изоляция);

- упорные и опорные подшипники (осевой сдвиг, температура баббита колодок и вкладышей, степень и равномерность нагруженности подшипников, нагрев масла);

- уплотняющие подшипники генератора и система УВГ (температура баббита вкладышей, подвижность вкладышей, содержание водорода в картерах, расход масла в сторону водорода, рабочий перепад давлений масла и водорода, стабильность работы регулятора перепада, работа демпферного бака и аварийных бачков);

- маслосистема турбоагрегата (давление на смазку, разрежение в картерах, работа эксгаустеров, схема отсосов и дренажей, обводнение масла, содержание воздуха в маслобаке);
- горизонтальный разъем цилиндров (плотность), система обогрева фланцев и шпилек цилиндров;
- система концевых уплотнений турбины;
- вакуумная система (определение присосов, выявление мест неплотностей, эжекторы);
- дренажная система турбоустановки (работоспособность дренажей, плотность дренажной арматуры);
- гибкая муфта РВД-РНД (турбина ПТ-60-130) – определение компенсации взаимного перемещения роторов;
- осевая деформация ротора от центробежного эффекта в режимах «разгон-выбег»;
- контроль штатной аппаратуры тепломеханического состояния турбоустановки (работоспособность, достаточность, достоверность).
- система регулирования турбины, в том числе:
- снятие статических характеристик САР на остановленной турбине;
- испытание противоразгонной защиты на остановленной турбине;
- определение статической характеристики САР на холостом ходу и под нагрузкой, в том числе степени неравномерности, степени нечувствительности;
- проверка противоразгонной защиты на холостом ходу;
- проверка паровой плотности регулирующих и стопорных клапанов, обратных клапанов регулируемых отборов;
- определение быстродействия сервомоторов регулирующих, стопорных клапанов и КОС;
- экспресс-испытания турбины:
- характеристика парораспределения (соответствие настройки регулирующих клапанов по величине давления за ними расчетным заводским характеристикам, последовательность и характер изменения давления за клапанами при их открытии, величина дросселирования в полностью открытых клапанах, подъем регулирующих клапа-

В процессе испытаний количество, состав и продолжительность опытов могут быть изменены техническим руководителем испытаний по согласованию с ответственным за режимы от электростанции.

4.10. При проведении испытаний должны соблюдаться все критерии эксплуатационной надежности турбоагрегата (кроме вибрации, допустимых скоростей изменении нагрузки, температуры выхлопного патрубка, температуры свежего пара и пара промперегрева), определенные стационарными инструкциями. Предельно-допустимый уровень вибрации на подшипниковых опорах валопровода на время испытаний определяется техническим руководителем испытаний.

4.11. В случае возникновения аварийной ситуации испытания по настоящей программе прекращаются, эксплуатационный персонал действует согласно инструкции.

4.12. При производстве испытаний обязательно соблюдение требований ПТЭ, ПТБ, действующих противоаварийных директив, инструкций и противопожарных циркуляров в части надежности оборудования и безопасности персонала. Ответственный за соблюдение ПТБ во время испытаний членами бригады испытателей – технический руководитель испытаний. Перед испытаниями производится инструктаж эксплуатационного персонала и его ознакомление с настоящей программой.

5. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

5.1. Подбор и изучение монтажной (для вновь вводимого оборудования) или ремонтной документации и эксплуатационных замечаний, результатов диагностических работ, выполненных в предыдущий период эксплуатации турбины, выбор методики. Анализ штатной системы контроля необходимых вибрационных и тепломеханических параметров, системы и узлов САР.

5.2. Разработка схемы измерений различных параметров вибрации, САР и тепломеханических параметров отдельных узлов турбоустановки в контрольных точках с учетом имеющейся информации о состоянии турбины, требований ТНПА.

5.3. Разработка алгоритма и составление программы численной

обработки результатов измерений. Организация компьютерной базы данных для архивации и хранения информации.

5.4. Составление рабочей программы испытаний. Составление перечня технологических защит и блокировок, подлежащих отключению с переводом на сигнал во время проведения испытаний.

5.5. Разработка эскизов и монтаж оснастки для установки дополнительных датчиков.

5.6. Ревизия штатных реперов тепловых перемещений (на стульях и на лапах цилиндров), подготовка мест измерения зазоров в шпоночных узлах цилиндров и корпусов подшипников турбины.

5.7. Монтаж диагностической аппаратуры (датчики давления, расхода, температуры, вибрации, перемещения, наклона, частоты вращения, электрической мощности, частоты), сборка схемы измерений, тарировка и наладка измерительных каналов, проверка аппаратного программного обеспечения, комплексное тестирование измерительной системы.

5.8. Установка фазовой метки на остановленном роторе.

5.9. Измерение искривления переднего конца вала турбины с использованием индикатора часового типа при вращении ротора на ВПУ; фиксация угла максимального искривления.

5.10. На остановленной турбине после капитального ремонта – выполнение предварительной настройки САР, обеспечивающей открытие сервомоторов, а затем – проведение гидравлических испытаний системы регулирования и маслоснабжения с открытыми сервомоторами.

Приложение 2.2.

Типовая ведомость тепловых расширений турбины при пуске

Электростанция _____
 (наименование)

Турбина _____
 (тип турбины) (ст. №)

Дата, время _____
 (дата) (время начала пуска)

Время	Температура цилиндров турбины, выхлоп ЦНД, °С	А		С, мм	О			n, об/мин	N, МВт	Перемещение цилиндров по лапам, мм			Примечания
		бс.	пере-мещение ступеньев, мм		РР	рв	д, рсд, рнд, мм						

Примечания.

1. *Запись величин выполняется:*
 - *в исходном (до пуска) состоянии турбины;*
 - *до включения маслонасосов смазки и ВПУ (не обязательно);*
 - *до начала подачи пара на уплотнения и набора вакуума в конденсаторе;*
 - *периодически – через каждые 20 °С нагрева цилиндров до номинального температурного состояния;*
 - *перед и после толчка ротора турбины, n = 500 об/мин;*
 - *при подаче пара на обогрев фланцев и шпилек горизонтальных разъемов;*
 - *при выходе на холостой ход, n = 3000 об/мин;*

- при включении генератора в сеть;
 - при 30-50 % нагрузке;
 - при включении ПВД, регулируемых отборов и ПСГ;
 - при 80-100 % нагрузки и номинальной температуре цилиндров;
 - после 14 суток работы турбины.
2. В колонке "Примечания" кроме комментариев, замечаний, пусковых операций, в обязательном порядке должны быть записаны время и пиковые значения следующих величин:
- температура свежего пара и пара промперегрева по обеим ниткам;
 - температура металла паропроводов свежего пара и пара промперегрева по обеим ниткам при превышении разности более 10 °С;
 - температура фланцев цилиндров в симметричных точках (слева и справа, нижнего и верхнего, наружная и поверхностная) при превышении разности более 10 °С.

Тема № 3. Испытания водяных тепловых сетей на тепловые потери через изоляцию трубопроводов

3.1. Общие положения

3.1.1. В соответствии с требованиями СТП 33240.38.501-21 «Типовая инструкция по эксплуатации тепловых сетей» все тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

- гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры. Проводятся ежегодно после окончания отопительного сезона по графику;
- испытаниям на повышенную температуру теплоносителя (температурным испытаниям) для выявления дефектов трубопроводов и оборудования, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети. Проводятся не реже одного раза в пять лет;
- испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации. Проводятся один раз в пять лет;

- испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов, определения состояния их внутренней поверхности и фактической пропускной способности. Проводятся один раз в пять лет;

Гидродинамические испытания должны проводиться во всех системах централизованного теплоснабжения независимо от тепловой мощности. При наличии изменений в системах централизованного теплоснабжения, влияющих на гидравлический режим, гидродинамические испытания проводятся повторно.

3.1.2. Все виды испытаний проводятся отдельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается.

3.1.3. Для проведения каждого вида испытания на ПТС организуются специальные бригады во главе с руководителем испытаний.

3.1.4. К проведению испытаний на тепловых сетях по усмотрению руководства ПТС могут привлекаться специализированные организации.

В настоящей практической работе рассматривается один вид испытаний тепловых сетей - испытания на тепловые потери. Этот вид испытаний является наиболее продолжительным по времени и сложным по исполнению. В современных условиях, когда во всех системах централизованного теплоснабжения успешно выполняются программы замены трубопроводов традиционной канальной прокладки на трубы с пенополиуретановой изоляцией (ПИИ-трубы), требования к контролю и достоверности данных о реальной величине тепловых потерь будут возрастать. Связано это с тем, что с течением времени в пенополиуретановой изоляции уменьшается термическое сопротивление (в процессе старения), т.е. увеличивается коэффициент теплопроводности и, соответственно, величина тепловых потерь.

Вместе с тем, наличие в ПИИ-трубах системы оперативно-дистанционного контроля (СОДК) делает менее востребованными другие виды испытаний тепловых сетей, кроме гидродинамических, которые можно проводить один раз после монтажа системы теплоснабжения. Кроме того, при достижении в системе теплоснабжения 100% количества ПИИ-труб с действующими СОДК в сильфонных компенсаторах), ежегодные гидравлические испытания можно не проводить. Справочно: в настоящее время во всех тепло-

энергетических системах РБ протяженность теплопроводов в ПИ-исполнении составляет около 70%.

3.1.5. Испытания проводятся при расходах сетевой воды, близких к расчетным (эксплуатационным). Для этого после насосной группы используется (монтируется при отсутствии) переключатель с задвижкой, по которой во время испытаний пропускается основная масса теплоносителя мимо подогревателя (рис. 1).

Часть сетевой воды пропускается через подогреватель. Расход ее устанавливается таким, чтобы минимальный перепад температур до и после подогревателей обеспечивал необходимую точность замера.

Таким образом, тепловые потери испытываемого кольца определяются по тепловому балансу:

$$Q^{изм} = Q_{б}^{изм} + Q_{нас}^{изм} + Q_{ут}^{изм}, \quad (3.1)$$

Где $Q_{б}$ - количество теплоты, отданное подогревателем (бойлером) в сеть;

$Q_{нас}$ - количество теплоты, в которое преобразуется энергия, сообщенная жидкости насосом;

$Q_{ут}$ - количество теплоты, внесенное с подпиточной водой.

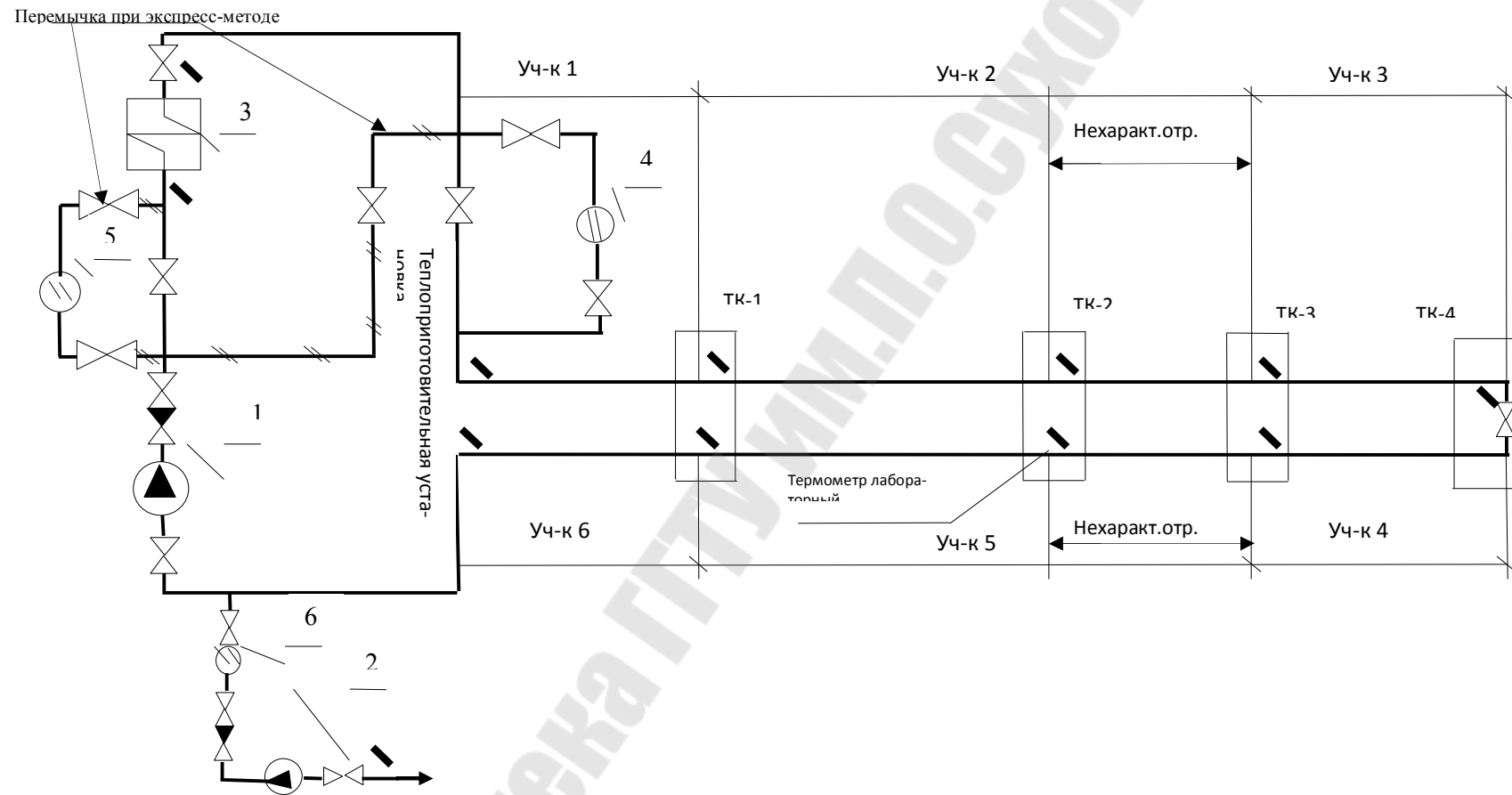


Рисунок 1 Схема испытываемого циркуляционного кольца

- 1 – сетевой насос;
- 2 – подпиточный насос;
- 3 – подогреватель сетевой воды;
- 4 – расходомер расходомер на подающей линии;
- 5 – расходомер подачи сетевой воды на подогреватель;
- 6 – расходомер подпиточной воды;

— — — — — труборыводы при обычном методе испытаний
 // — — — — — труборыводы при экспресс-методе

дополнительные

труборыводы

при

экспресс-методе

3.2 Расчет режима испытаний

3.2.1 Расход сетевой воды при испытаниях по выбранному циркуляционному кольцу $G_{\text{ц}}^{\text{ср.и}}$ определяется гидравлическим расчетом с учетом имеющейся концевой перемычки и возможностей насосного оборудования.

Для расчета гидравлического сопротивления «S» циркуляционного кольца могут быть использованы «Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери».

3.2.2. Определяются суммарные нормативные тепловые потери по испытываемому циркуляционному кольцу $Q_{\text{н}}$.

3.2.3. Определяется падение температуры в циркуляционном кольце по формуле:

$$\Delta t^u = \frac{Q_{\text{н}}}{C \cdot G_{\text{ц}}^{\text{ср.и}}} \cdot 10^{-3}, \quad (3.2)$$

Примечание: значения всех входящих в формулы условных обозначений, а также термины, определения, сокращения приведены в приложении 3.1.

3.2.4. Определяется температура сетевой воды:

- в подающем трубопроводе t_1^u на выходе из теплоподготовительной установки:

$$t_1^u = \frac{t_1^{\text{ср.з.}} + t_2^{\text{ср.з.}} + \Delta t^u}{2} + t_{\text{окр.}}^u - t_{\text{окр.}}^{\text{ср.з.}}, \quad (3.3)$$

- в обратном трубопроводе на входе в водоподготовительную установку

$$t_2^u = t_1^u - \Delta t^u, \quad (3.4)$$

При этом, при наличии в пределах испытываемого кольца участков с различными видами прокладок температура окружающей среды $t_{\text{окр.}}^{\text{и}}$ и $t_{\text{окр.}}^{\text{ср.г}}$ подсчитываются соответственно по формулам:

$$t_{окр.}^u = \frac{\tau_{зр.}^{u, M_{ц}^{подз.}} + \tau_{в}^{u, M_{ц}^{возд.}} + 40M_{ц}^{тон.} + 15M_{ц}^{ном.}}{M_{ц}^{подз.} + M_{ц}^{возд.} + M_{ц}^{тон.} + M_{ц}^{ном.}}, \quad (3.5)$$

$$t_{окр.}^{ср.з.} = \frac{\tau_{зр.}^{ср.з, M_{ц}^{подз.}} + \tau_{в}^{ср.з, M_{ц}^{возд.}} + 40M_{ц}^{тон.} + 15M_{ц}^{ном.}}{M_{ц}^{подз.} + M_{ц}^{возд.} + M_{ц}^{тон.} + M_{ц}^{ном.}}, \quad (3.6)$$

3.2.5. Определив из гидравлического расчета расход сетевой воды G^H и располагаемый перепад давлений на насосе $H_{нас}^H$ (м в.ст), по характеристике насоса определяется потребляемая мощность насоса $N_{нас}^H$ (кВт).

3.2.6. Определяется расход воды с утечкой, которая при испытаниях является предполагаемой величиной подпитки сети и принимается равной 0,5% суммарной емкости трубопроводов в пределах испытываемого циркуляционного кольца:

$$G_{ут.}^u = 5 \cdot V_{ц} \cdot \rho_{ц} \cdot 10^{-6}, \quad (3.7)$$

3.2.7 Определяется расход тепла, внесенный с подпиточной водой:

$$Q_{ут}^u = G_{ут} \cdot C \cdot (t_{подп} - t_2^u) \cdot 10^3 \quad (3.8)$$

где $t_{подп}$ - температура подпиточной воды, °С.

3.2.8. Расход сетевой воды через подогреватель (бойлер):

$$G_{б}^u = \frac{Q_{н} - Q_{нас}^u - Q_{ут}^u}{C \cdot \Delta t_{б}} \cdot 10^3. \quad (3.9)$$

где $\Delta t_{б}$ – нагрев воды в подогревателе, °С. Принимается $\Delta t_{б} = 8 - 20^{\circ}\text{C}$.

$G_{б}^H$ должен увязываться с минимально-допустимым расходом сетевой воды через подогреватель.

3.2.9. Количество теплоты, в которое преобразуется энергия, сообщенная жидкости насосом:

$$Q_{нас}^u = 860 \cdot N_{нас} \cdot \eta, \text{ ккал / ч} \quad (3.10)$$

$$Q_{нас}^u = N_{нас} \cdot \eta \cdot 10^3, \text{ Вт} \quad (3.11)$$

где η – коэффициент, учитывающий потери тепла в окружающую среду насосом и его двигателем; с достаточной степенью точности может быть принят 0.95.

3.2.10. Ожидаемое время "пробега" частиц воды по «n»-ому участку циркуляционного кольца:

$$Z_n = \frac{V_n \cdot \rho_w \cdot 10^{-3}}{G_w^u - 5 \left(\frac{V_n}{2} + \sum_{i=1}^{n-1} V_i \right) \cdot \rho_w \cdot 10^{-6}} \quad (3.12)$$

где V_n - емкость трубопроводов «n»-го участка циркуляционного кольца по ходу теплоносителя;

$\sum_{i=1}^{n-1} V_i$ - сумма емкостей трубопроводов участков, предшествующих "n"-ому, начиная от теплоприготовительной установки.

3.2.11. Суммарное ожидаемое время «пробега» частиц воды по циркуляционному кольцу $Z_{ц}$ будет равно сумме времени "пробега" по всем «m» участкам:

$$Z_{ц} = \sum_{i=1}^m Z_i = \frac{V_{ц} \cdot \rho_w \cdot 10^{-3}}{G_{ц}^{cp,u}} \quad (3.13)$$

3.3. Подготовка сетей и оборудования к испытаниям

3.3.1. На конечном участке испытываемого кольца для перепуска воды из подающей линии в обратную монтируется перемычка необходимого диаметра, если существующая не обеспечивает необходимого расхода сетевой воды.

3.3.2. Монтируются, если необходимо, перемычки, указанные на рис. 1.

При этом, расчет измерительной диафрагмы 5 (рис.1) произво-

дится на расход сетевой воды

$$G_{\sigma,p} = 1,5G_{\sigma}'' \quad (3.14)$$

при расчетном перепаде давлений на измерительной диафрагме **0,83 кг/см²**

3.3.3. Непосредственно перед началом испытаний все ответвления, не подвергающиеся испытаниям, а также перемычки между подающим и обратным трубопроводами, кроме концевой, должны быть отключены. Плотность закрытия соединительной арматуры должна быть проверена.

3.4. Подготовка измерительной техники

3.4.1. При испытаниях подлежат измерению следующие параметры:

1) расход воды, циркулирующей в испытываемом кольце - фиксируется по штатному прибору на подающем трубопроводе (рис.1);

2) расход подпиточной воды - по расходомеру 6 (рис.1). Если штатная диафрагма и прибор не удовлетворяют требуемой точности измерений, то монтируется измерительная диафрагма, рассчитанная на предполагаемый расход подпиточной воды;

3) расход сетевой воды через подогреватель;

4) температуры воды - до и после подогревателя,
- на входе в испытываемое циркуляционное кольцо (подающий трубопровод),

- на входе в теплоприготовительную установку (обратный трубопровод),

- в подпиточном трубопроводе;

5) мощность сетевого насоса.

3.5. Проведение испытаний

3.5.1. Перед проведением испытаний проверяется выполнение подготовительных мероприятий и составляется рабочая программа испытаний, которая утверждается главным инженером теплоснабжающей организации.

3.5.2. В рабочую программу испытаний включаются:

3.5.2.1. Условия проведения испытаний, меры по безопасному проведению работ, схема аппаратуры, система связи и сигнализации, исходное состояние оборудования.

3.5.2.2. Этапы работ - общее время выполнения работ по этапам, последовательность выполнения этапов.

3.5.2.3. Схемы и режимы работы сети и теплоподготовительной установки.

3.5.2.4. Перечень должностных лиц ответственных за техническую и оперативную части испытаний.

3.5.2.5. Перечень организаций, согласовывающих рабочую программу.

3.5.2.6. Перечень и последовательность технологических операций при подготовке и проведению испытаний и их исполнители.

3.5.2.7. Время начала и окончания испытаний по каждому этапу.

3.5.2.8. Допустимые режимы работы оборудования и меры по предотвращению отклонения от них.

3.5.2.9. Указания о возможных корректировках хода испытаний (перерывы, повторы, прекращение испытаний) по промежуточным результатам.

3.5.2.10. Указания о состоянии схемы и режиме работы оборудования после завершения испытаний.

3.5.2.11. Требования техники безопасности при проведении испытаний.

3.5.2.12. Перечень организаций, которым направляются результаты испытаний.

3.5.3. Осуществление необходимых гидравлических и температурных режимов испытаний производится в следующем порядке:

1) устанавливается заданный расход сетевой воды $G_{\text{ц}}^{\text{СП}}$ по циркуляционному кольцу, который поддерживается в течение всего периода испытаний с допустимым отклонением $\pm 2\%$;

2) устанавливается и поддерживается заданный расход сетевой воды через подогреватель (бойлер) $G_{\text{б}}^{\text{Н}}$ с допустимым отклонением $\pm 2\%$;

3) устанавливается и поддерживается температура сетевой воды в подающем трубопроводе испытываемого кольца $t_1^{\text{Н}}$ с точностью $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$. Регулирование значения $t_1^{\text{Н}}$ производится с помощью изменения температуры сетевой воды на выходе из подогревателя $t_6^{\text{ВЫХ}}$.

3.5.4. Тепловые потери при преобладающей подземной прокладке сетей определяются при максимальном приближении к установившемуся состоянию, которое достигается предварительным прогревом грунта, окружающего теплопровод. Температурное поле в грунте доводится до соответствующего установившемуся состоянию при температурном режиме, принятом при проведении испытаний. Показателем достижения установившегося теплового состояния на испытываемом кольце является длительное постоянство температуры в обратной линии кольца на входе в теплоподготовительную установку. Длительность процесса достижения установившегося состояния зависит от конкретных условий прокладки.

3.5.5. Начиная с момента достижения установившегося теплового состояния, в выбранных точках производится измерение температуры. Замеры показаний термометров, расходомеров и потребляемой мощности сетевого насоса ведутся одновременно с интервалом 10 мин.

Длительность периода измерений должна составлять

$$Z_{\text{ц}} + (3 - 4), \text{ч.}$$

3.6. Обработка результатов испытаний

3.6.1. Предварительно по каждому наблюдательному пункту должны быть усреднены значения температуры воды и окружающей трубопроводы среды, полученные при 20-30 последовательных измерениях за период установившегося режима. За этот же период определяется средние расходы сетевой подпиточной воды, расход через подогреватель (бойлер), а также потребляемая мощность сетевого насоса.

Усредненные значения температуры должны относиться к одним и тем же частицам движущейся воды. Поэтому в расчет вводятся температуры, сдвинутые по времени на продолжительность «пробега» воды по циркуляционному кольцу.

3.6.2. Измеренные тепловые потери определяются по формуле 3.1:

$$Q^{\text{изм}} = Q_{\text{б}}^{\text{изм}} + Q_{\text{нас}}^{\text{изм}} + Q_{\text{ут}}^{\text{изм}}$$

3.6.3. Определяются входящие в формулу 3.1 величины:

1) количество теплоты, отданное в подогревателе

$$Q_{\delta}^{изм} = C \cdot G_{\delta}^{изм} \cdot (t_{\delta}^{вблх} - t_{\delta}^{вх}) \cdot 10^3 \quad (3.15)$$

2) расход тепла, внесенный с подпиточной водой

$$Q_{ут}^{изм} = C \cdot G_{ут}^{изм} \cdot (t_{подп.}^{изм} - t_2^{изм}) \cdot 10^3 \quad (3.16)$$

3) Количество теплоты, в которое преобразуется энергия, сообщенная жидкости насосом

$$Q_{нас}^{изм} = 860 N_{нас.}^{изм} \cdot \eta, \text{ккал} / \text{ч} \quad (3.17)$$

$$Q_{нас}^{изм} = N_{нас.}^{изм} \cdot \eta \cdot 10^3, \text{Вт} \quad (3.18)$$

где $N_{нас.}^{изм}$ - измеренная мощность, потребляемая сетевым насосом, кВт, η – коэффициент, учитывающий потери тепла в окружающую среду насосом и его двигателем; с достаточной степенью точности может быть принят 0.95.

3.7. Сопоставление измеренных тепловых потерь с нормативными

3.7.1 Для сопоставления с нормативными измеренное значение тепловых потерь предварительно должно быть пересчитано на среднегодовые условия работы данной тепловой сети.

Указанный пересчет производится по формуле:

$$Q_{пр} = Q_{изм} \cdot \frac{t_1^{ср.г.} + t_2^{ср.г.} - 2\tau_{окр.}^{ср.г.}}{t_1^{изм.} + t_2^{изм.} - 2\tau_{окр.}^{изм.}} \quad (3.19)$$

Температуры окружающей трубопроводы среды $\tau_{окр.}^{ср.г.}$, $\tau_{окр.}^{изм.}$ определяются по формулам:

$$\tau_{окр.}^{ср.г.} = \frac{\tau_{гр.}^{ср.г., M_{ц}^{подз.}} + \tau_{в}^{ср.г., M_{ц}^{возд.}} + 40M_{ц}^{тон.} + 15M_{ц}^{пом.}}{M_{ц}^{подз.} + M_{ц}^{возд.} + M_{ц}^{тон.} + M_{ц}^{пом.}}, \quad (3.20)$$

$$\tau_{окр.изм.} = \frac{\tau_{зр.изм.} \cdot M_{ц.подз.} + \tau_{в.изм.} \cdot M_{ц.возд.} + \tau_{тон.} \cdot M_{ц.тон} + \tau_{в.ном.} \cdot M_{ц.ном}}{M_{ц.} + M_{ц.возд.} + M_{ц.тон} + M_{ц.ном}} \quad (3.21)$$

3.7.2. При сопоставлении измеренных и нормативных тепловых потерь подсчитывается их соотношение, характеризующее коэффициентом «К», по формуле:

$$K = \frac{Q_{пр}}{Q_{н}} \quad (3.22)$$

3.8. Пример аналитической части испытаний экспресс-методом

3.8.1. Исходные данные

3.8.1.1. Среднегодовые значения параметров режима (табл. 3.1).

Таблица 3.1

№ пп	Наименование параметра	Размерность	Обозначение	Численная величина	Источник получения
	Температура грунта на глубине заложения трубопроводов.	°С	$\tau_{гр.ср.г}$	8.7	Прилож.1 РБ 34.33.301 д Брестской области
	Температура наружного воздуха	°С	$\tau_{в.ср.г}$	7.3	-//-
	Температура сетевой воды: а) в подающем трубопроводе; б) в обратном трубопроводе.	°С °С	$\tau_1^{ср.г}$ $\tau_2^{ср.г}$	77.46 41.66	Из температурного графика отпуска тепла 15 70°С при $\tau_{в.р.}$ 21°С по данным прилож.1 РД 34.33.301

Примечания:

1. Температура сетевой воды в обратном трубопроводе в апреле и октябре определялась с учетом режимов работы теплосети в эти месяцы частично в режиме отопительного (20 дней) и межотопительного (10 дней) периодов.

2. В межотопительный период температура сетевой воды принята:

- в подающем трубопроводе - 70°C, - в обратном трубопроводе - 35 °С.

3.8.1.2. Геометрические характеристики участков испытываемого кольца согласно рис.1 (табл. 3.2):

Таблица 3.2

Точки наблюдения, способ прокладки	Участок N	Наружный диаметр тр-да x толщину стенки, d x δ, мм	Длина трубопровода, l, м	Материальная характеристика $M = d \cdot l \cdot 1$ M^2	Объем трубопровода $V_i = \frac{\pi (d - 2\delta)^2}{4} \cdot l$ M^3
1	2	3	4	5	6
Водонагревательная установка – ТК-1, надзем. подающ. обрат.	1 6	720x10 720x10	792 792	570,2 570,2	304,6 304,6
ТК-1-ТК-3, подзем. в непроходном канале (ТК-1-ТК-2) подающ. обрат.	2 5	630x10 630x10	2363 2363	1489 1489	690,2 690,2
Подзем. бескан. предизолированные тр. с пенополиуретаном (ТК-2-ТК-3), подающ.	2 5	529x9 529x9	209 209	110,6 110,6	42,8 42,8

обрат.					
ИТОГО между ТК-1 и ТК-3	2,5	-	-	3199	1466
ТК-3-ТК-4, подзем. в непроход. канале					
подающ.	3	529x9	3200	1692,8	655,9
обрат.	4	529x9	3200	1692,8	655,9
ИТОГО				7725	8887

Примечание: На всех участках изоляция из минеральной ваты кроме теплопроводов между ТК-2 и ТК-3, где изоляция из пенополиуретана на предизолированных трубах.

3.8.2. Расчет нормативных тепловых потерь.

На основании данных табл.3.1 и 3.2 произведен расчет нормативных тепловых потерь участков испытываемого кольца по методике РД РБ 34.33.301 и сведен в табл. 3.3.

Таблица 3.3

Точки наблюдения, способ прокладки	Участок N	Наружный диаметр, d_i , мм	Длина l_i , м	Уд.нормативные тепловые потери, $q_n^{ср.г.}$, ккал/м.ч	Коэффициент местных тепловых потерь, β	Часовые средне-годовые тепловые потери, $Q_n^{ср.г.}$, ккал/ч
1	2	3	4	5	6	7
Водонагревательная установка – ТК-1, надзем. подающ.	1	720	792	127,2	1,25	125928
обрат.	6	720	792	85,66	1,25	84803
ТК-1-ТК-3, подзем. в непроход-						

ном канале (ТК-1-ТК-2) подающ. +обрат.	2+5	630	2363	238,5	1,2	676291
Подзем. бескан. предизолированные тр. с пенополиуретаном (ТК-2-ТК-3) подающ. +обрат.	2+5	529	209	98,5	1,15	23674
ИТОГО между ТК-1 и ТК-3	-	-	-	-	-	699965
ТК-3-ТК-4, подзем. в непроход. канале подающ. +обрат.	3+4	529	3200	207,9	1,2	798336
ИТОГО						1709032

Суммарные нормативные тепловые потери испытываемого циркуляционного кольца из табл.3.3 $Q_H = 1709032$ ккал/ч.

3.8.3. Расчет параметров испытаний:

1) анализ схемы циркуляционного кольца выявил следующие гидравлические характеристики кольца при средней эквивалентной шероховатости трубопроводов 0,5 мм

Таблица 3.4

Участок сети	Услов. диаметр тр-да, d_y , мм	Длина тр-да, l , м	Сумма коэф. гидрав местн. потерь, α	Гидравлическое сопротивлен. $S \cdot 10^6, \text{ч}^2/\text{м}^6$		
				по длине, S_1	местных потерь, S_M	суммарное, S
1	2	3	4	5	6	7
Водонагрев.						

установка	–						
ТК-1		700	792	15	0,536	0,395	0,931
ТК-1-ТК-2		600	2363	17	3,21	0,763	3,973
ТК-2-ТК-4		500	3409	21	11,8	1,9	13,7
Перемычка	в						
ТК-4 d _y 400		400	3	4,5	-	-	1,04
ИТОГО по 2-м тр-дам							38,246

2) принимая располагаемый перепад давлений на выходе из водонагревательной установки $\Delta H_p^u = 60 \text{ м в.ст.}$ (насос 10НМКx2), определяем расход сетевой воды по кольцу:

$$G_u^{cp.u} = \sqrt{\frac{\Delta H_p^u}{S}}, \text{ м}^3 / \text{ч} \quad (3.23)$$

$$G_u^{cp.u} = \sqrt{\frac{60}{38,246 \cdot 10^{-6}}} = 1253 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

3) ориентировочно принимая среднюю плотность сетевой воды ($t=70^\circ\text{C}$) $\rho=978 \text{ кг/см}^3$

$$G_u^{cp.u} = 1253 \cdot 978 \cdot 10^{-3} = 1225 \text{ т} / \text{ч}$$

4) определяем падение температуры в циркуляционном кольце по формуле

$$\Delta t^u = \frac{Q_n}{C \cdot G_u^{cp.u}} \cdot 10^{-3} = \frac{1709032}{1 \cdot 1225} \cdot 10^{-3} = 1,4^\circ\text{C} \quad (3.24)$$

5) определяем температуру окружающей трубопровод среды в предполагаемый период испытаний $t_{окр}^u$ по формуле 3.21 и среднегодовую $t_{окр}^{cp.g.}$ по формуле 3.20

$$t_{окр}^u = 15,59^\circ\text{C}$$

$$t_{окр}^{cp.g.} = 8,49^\circ\text{C}$$

6) определяем температуру воды в подающем трубопроводе на выходе из теплоприготовительной установки по формуле 3.3

$$t_1^u = \frac{77,64 + 41,66 + 1,4}{2} + 15,59 - 8,49 = 67,45^\circ\text{C}$$

7) определяем температуру воды на входе в теплоприготовительную установку по формуле 3.4

$$t_2^u = 67,45 - 1,4 = 66,05^\circ\text{C}$$

8) по характеристике насоса 10НМКх2 определяем потребляемую мощность насоса

$$N_{нас}^u = 600 \text{ кВт}$$

9) расход воды на подпитку по формуле 3.7

$$G_{ym}^u = 5 \cdot V_{ц} \cdot \rho_{ц} \cdot 10^{-6},$$

$$\rho_{ц} = 980 \text{ кг} / \text{м}^3 \text{ при } t_{ц}^{cp.u.} = \frac{71,2 + 62,1}{2} = 66,65^\circ\text{C}$$

$$G_{ym}^u = 5 \cdot 3387 \cdot 980 \cdot 10^{-5} = 16,6 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

10) подпиточная вода из деаэратора атмосферного типа проходит через охладитель, охлаждаясь в нем до $t_{под} = 50^\circ\text{C}$

11) Определяется расход тепла, внесенный с подпиточной водой по формуле 3.8

$$Q_{ym}^u = G_{ym} \cdot C \cdot (t_{под} - t_2^u) \cdot 10^3$$

$$Q_{ym}^u = 16,6 \cdot 1 \cdot (50 - 66,05) \cdot 10^3 = -266430 \text{ ккал} / \text{ч}$$

12) Количество теплоты, в которое преобразуется энергия, сообщенная жидкости насосом по формуле 3.10

$$Q_{нас}^{изм} = 860 N_{нас.}^{изм} \cdot \eta, \text{ ккал} / \text{ч}$$

$$Q_{нас}^u = 860 \cdot 600 \cdot 0,95 = 490200 \text{ ккал} / \text{ч}$$

13) Определяем расход сетевой воды через подогреватель (бойлер), по формуле 3,9, приняв $\Delta t_6 = 9^\circ\text{C}$

$$G_6^u = \frac{Q_n - Q_{нас}^u - Q_{ym}^u}{C \cdot \Delta t_6} \cdot 10^3$$

$$G_o^u = \frac{1709032 - 490200 - (-266430)}{1 \cdot 6} \cdot 10^{-3} = 165 \text{ м / ч}$$

Такой расход сетевой воды через имеющийся на источнике подогреватель типа ПСЕ-90-7-15 близок к его номинальному расходу, равному 175т/ч

14) Определяем ожидаемое время "пробега" частиц воды по циркуляционному кольцу по формуле (3.13), взяв данные из табл. 3.2 и ρ при температуре $(67,45+66,05)/2=66,75^\circ\text{C}$, равное $\rho^u=979\text{кг/м}^3$

$$Z_u = \sum_{i=1}^m Z_i = \frac{V_u \cdot \rho_u \cdot 10^{-3}}{G_{cp.u}^{sp.u}},$$

$$Z_u = \frac{3387 \cdot 979 \cdot 10^{-3}}{1225} = 2,7\text{ч}$$

3.8.4. Обработка результатов испытаний.

3.8.4.1. Замеренные при испытаниях и усредненные согласно п. 3.6.1 значения параметров:

1) расход сетевой воды на выходе из водонагревательной установки

$$G_i^{изм.} = 1200 \text{ м / ч}$$

2) расход воды на подпитку

$$G_{yt}^{изм.} = 10 \text{ м / ч}$$

3) потребляемая мощность двигателем сетевого насоса

$$N_{нас}^{изм.} = 600 \text{ кВт}$$

4) расход сетевой воды через подогреватель

$$G_o^{изм.} = 166 \text{ м / ч}$$

5) температура сетевой воды:

- подающая на выходе из водонагревательной установки

$$t_1^{изм.} = 67,8^\circ\text{C}$$

- обратная на входе в водонагревательную установку

$$t_2^{изм.} = 66,4^{\circ}\text{C}$$

-на входе подогреватель

$$t_6^{вх} = 66,68^{\circ}\text{C}$$

- на входе из подогревателя

$$t_6^{вх} = 74,77^{\circ}\text{C}$$

6) температура подпиточной воды

$$t_{подп}^{изм} = 51,3^{\circ}\text{C}$$

7) температура среды, окружающей трубопроводы:

- наружный воздух $\tau_6^{изм} = 20,9^{\circ}\text{C}$

- грунт на глубине заложения трубопроводов (данные метеостанции за период проведения испытаний)

$$\tau_{сп}^{изм} = 14,2^{\circ}\text{C}$$

3.8.4.2. Определяем количество поступившего тепла:

1) в подогревателе

$$Q_6^{изм} = 1 \cdot 166 \cdot (74,77 - 66,68) = 1342940 \text{ ккал / ч}$$

2) в сетевом насосе

$$Q_6^{изм} = 1 \cdot 166 \cdot (74,77 - 66,68) = 1342940 \text{ ккал / ч}$$

3) с подпиточной водой

$$Q_{ут}^{изм} = 1 \cdot 10 \cdot (51,3 - 66,4) \cdot 10^3 = -151000 \text{ ккал / ч}$$

4) в тепловую сеть всего (3.1)

$$Q_{ут}^{изм} = 1 \cdot 10 \cdot (51,3 - 66,4) \cdot 10^3 = -151000 \text{ ккал / ч}$$

3.8.4.3. Определяем среднюю по циркуляционному кольцу температуру окружающей трубопровод среды за период испытаний по формуле 3.21 с использованием данных табл.3.2.

$$\tau_{окр}^{изм} = \frac{20,9 \cdot 570,2 + (3199 - 1692,8 \cdot 2) \cdot 14,2}{7725} = 15,2^{\circ}\text{C}$$

3.8.4.4. Среднегодовое значение температуры, окружающей трубопроводы циркуляционного кольца определено по формуле 3.20:)

$$\tau_{окр}^{ср.г.} = \frac{7,3 \cdot 2 \cdot 570,2 + 8,7 \cdot (3199 + 2 \cdot 1692,8)}{7725} = 8,49^{\circ}\text{C}$$

3.8.4.5. Сопоставление измеренных тепловых потерь с нормативными:

1) определяются приведенные к среднегодовым условиям работы теплотери («приведенные к нормативным») по формуле 3.19 с использованием данных п. 3.8.1:

$$Q_{пр} = Q_{изм} \cdot \frac{t_1^{ср.г.} + t_2^{ср.г.} - 2\tau_{окр}^{ср.г.}}{t_1^{изм.} + t_2^{изм.} - 2\tau_{окр}^{изм.}}$$

$$Q_{пр.} = 1682140 \cdot \frac{77,46 + 41,66 - 2 \cdot 8,49}{67,8 + 66,4 - 2 \cdot 15,2} = 1655239 \text{ ккал / ч}$$

2) определяем соотношение «приведенных к нормативным» теплотери к нормативным, характеризуемое коэффициентом «К», по формуле

$$K = \frac{1655239}{1709032} = 0,969$$

Из полученной величины соотношения измеренных теплотери к нормативным (коэффициент «К») следует, что величина тепловых потерь при испытаниях оказалась ниже на 3,1% нормативного значения для данного участка тепловых сетей.

Вывод: трубопроводы тепловых сетей испытанного кольца пригодны для дальнейшей эксплуатации.

Сроки плановой замены на ПИ-трубы трубопроводов канальной прокладки с минерально-ватной изоляцией этого участка протяженностью 6,355 п.м (в двухтрубном исчислении) должны определяться по результатам других видов испытаний: гидравлических и на расчетную температуру теплоносителя, а также по результатам приборного диагностирования.

Приложение 3.1. Термины, определения обозначения, сокращения

В работе введены следующие понятия:

3.1. Теплотери

а) «нормативные» - теплотери, полученные расчетным путем на базе норм плотности теплового потока от теплоносителя к окружающей трубопровод (трубопроводы) среде при проектном темпера-

турном графике отпуска тепла и среднегодовых температурах наружного воздуха и грунта; б) "приведенные нормативным" – теплопотери, полученные при испытаниях и пересчитанные с температурного режима испытаний на среднегодовые.

3.2. *Температурный напор* – разность между температурой теплоносителя и окружающей трубопровод (трубопроводы) среды.

3.3. *Плотность теплового потока* – расход тепла с 1 м изолированного трубопровода, (теплопровода).

3.4. *Емкость сети* – внутренний объем трубопроводов, м³.

3.5. *Материальная характеристика* – произведение наружного диаметра на длину трубопровода.

3.6. *Удельные тепловые потери и термическое сопротивление теплопередаче (теплоотдаче)* – теплопотери и термическое сопротивление, отнесенные к длине 1 м теплоотдающей поверхности трубопровода (трубопроводов).

Тема № 4. Наладка водно-химического режима котельных установок и коррекционной обработки питательной и котловой воды

Методика выполнения данной практической работы основывается на выполнении требований нормативного документа «Организация хеламинного водно-химического режима барабанных котлов на тепловых электростанциях, а также котлов-утилизаторов блоков ПГУ (СТП 33240.37.527-21 Основные положения этого СТП в сокращенной форме приведены ниже.

4.1. Область применения

4.1.1. Настоящий стандарт устанавливает принципы организации технологии коррекционной обработки питательной и котловой воды барабанных котлов тепловых электрических станций и котлов-утилизаторов энергоблоков парогазовых установок давлением 3,9-13Мпа хеламином, порядок внедрения, организации и ведения водно-химического режима на различных этапах эксплуатации тепломеханического оборудования.

4.2. Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте приняты следующие обозначения и сокращения:

АСВХР – аминосодержащий водно-химический режим;

БОУ– блочная обессоливающая установка;

БРОУ – быстродействующая редуционно-охладительная установка;

ВХР– водно-химический режим;

КПТ– конденсатно-питательный тракт;

КЭН– конденсатный электронасос;

НП– непрерывная продувка;

ОЛДА – олеилпропилендиамин;

ПАВР – полиаминный водный режим;

ПВТ– пароводяной тракт;

ПГУ– парогазовая установка;

ПОА– пленкообразующие амины;

ПЭН– питательный электрический насос;

РОУ – редуционно-охладительная установка;

СТП– стандарт ГПО «Белэнерго»;

ТНПА – технические нормативные правовые акты;

ТХИ– теплотехнические испытания.

4.3. Основные положения

4.3.1. Целью водно-химического режима с использованием хеламина является повышение надежности и экономичности работы оборудования ТЭС и котлов-утилизаторов энергоблоков парогазовых установок.

ВХР с использованием хеламина разрешается применять для всех типов барабанных котлов давлением 3,9 – 13 МПа, включая котлы-утилизаторы, а также взамен применяемых ранее на энергопредприятиях традиционного гидразинно-аммиачного ВХР для обработки теплоносителя КПТ и фосфатирования котловой воды, а также других ВХР (трилон Б).

4.3.2. Основными преимуществами применения ВХР с исполь-

зованием хеламина являются:

образование защитной противокоррозионной пленки в эксплуатационном режиме на внутренней поверхности оборудования как по водяной, так и паровой стороне, что ведет к снижению интенсивности коррозионных процессов и исключению консервации как отдельной технологической операции;

при выводе оборудования в резерв образованная защитная пленка сохраняет свои свойства сроком до двух лет;

улучшение теплопередачи вследствие снижения скорости накипеобразования и увеличения ламинарности потока;

снижение эрозионно-коррозионного износа вследствие предотвращения процесса конгломерации твердых примесей в толще теплоносителя;

снижение содержания продуктов коррозии в пусковых режимах вследствие способности хеламина создавать на поверхностях нагрева противокоррозионную защиту;

упрощение технологии коррекционной обработки теплоносителя, т.к. используется только один реагент вместо трех, как, например, при гидразинно-аммиачном режиме с фосфатированием;

уменьшение количества вредных стоков и отказ от высокотоксичного реагента гидразин-гидрата.

4.4. Краткие сведения о свойствах хеламина и механизме его действия в пароводяном тракте

4.4.1. Для коррекционной обработки теплоносителя котлов высокого давления используется хеламина марки 9012 Н, для котлов среднего давления – хеламина марок BRW-150 н и 90Н Turb.

4.4.2. Хеламина представляет собой жидкий продукт от бесцветного до желтоватого цвета, неограниченно растворимый в воде, являющийся смесью полиамина и подщелачивающих аминов различной степени летучести. Температура замерзания хеламина минус 1 °С, температура начала кипения 100 °С. Плотность реагента – 0,99–1,05 г/см³.

Хеламина обладает специфическим аминовым запахом. Хеламина является щелочным продуктом с рН при 20 °С = 12,0 ± 0,5.

4.4.3 В зависимости от марки товарный продукт хеламина в качестве подщелачивающих аминов может содержать поликарбоксилаты, циклогексиламин, этаноламин.

Полиамин, являясь поверхностно-активным веществом, образу-

ет на металлических поверхностях оборудования защитную гидрофобную пленку, препятствующую контакту металла стальных и медьсодержащих сплавов с агрессивной средой. Помимо антикоррозионного действия такая пленка предотвращает нарастание кристаллов накипеобразователей на поверхности металла, в особенности в областях напряженного теплообмена. Также предотвращается отложение продуктов коррозии, поступивших в котел, а ранее образованные отложения постепенно разрушаются, переходят в мелкодисперсный шлам и удаляются с продувкой. В условиях высоких температур на поверхностях нагрева котлов полиамин способствует образованию и сохранности на поверхности металла защитного слоя магнетита (Fe_3O_4). Кроме того, пленкообразующие амины вызывают разрыхление и удаление ранее отложившихся продуктов коррозии в виде тонкодисперсного шлама, который должен эффективно выводиться с продувкой котла.

Поликарбоксилат, как натриевая соль, вследствие гидролиза приводит к независимому от температуры подщелачиванию водной среды. В качестве полиэлектролита он, как слабокислый ионообменник, обладает большим сродством к двух- и трехвалентным катионам. в результате образуются более стабильные соли кальция и железа, удаляемые с продувкой котла. Соли жесткости в стехиометрических пределах сохраняются в растворенном виде, а при превышении этих пределов выделяются в неприкипающий мелкий шлам.

Циклогексиламин и этаноламин относятся к летучим ингибиторам коррозии. Они имеют различные коэффициенты распределения, т.е. обладают различной степенью «летучести», что позволяет обеспечить требуемые значения рН как в водной, так и в паровой средах. Механизм действия хеламина в пароводяном тракте не является химическим, а обусловлен способностью адсорбироваться на границе раздела фаз таким образом, что имеющиеся гидрофильные аминные группы обращены к металлу, а органическая часть молекул – в водную среду. Вследствие такой ориентации молекул и происходит образование своеобразного защитного барьера, препятствующего проникновению коррозионно-агрессивных примесей к поверхности нагрева, что предотвращает коррозию металла.

Этот же адсорбционный слой предотвращает конгломерацию присутствующих в воде примесей и их высаживание на поверхности металла. Образующаяся на поверхностях теплообмена защитная гидрофобная пленка имеет высокую теплопроводность, приводя к росту теплоотдачи, а снижение поверхностного натяжения жидкости улучшает гидродинамику потока, что повышает надежность и экономичность работы оборудования.

4.4.4. Высокая стабильность хеламина к воздействию давления и температуры (до 600 °С), способность переходить в пар с минимальным разложением (образование органических кислот значительно меньше 1 %) позволяют обеспечивать защиту от коррозии поверхностей, контактирующих с паром (пароперегреватели котлов, проточная часть турбины, паровое пространство теплообменников).

При постоянном дозировании хеламина в пароводяной тракт создание надежной противокоррозионной защиты на контактируемых с реагентом поверхностях происходит в эксплуатационном режиме.

Наличие такой защитной пленки упрощает операции по пуску оборудования, т.к. не требуется расконсервация оборудования.

При выводе оборудования, эксплуатируемого в режиме постоянного дозирования, в длительный резерв противокоррозионная пленка сохраняется сроком до двух лет без дополнительных мероприятий по противокоррозионной защите.

4.4.5. Хеламин относится к биоразлагаемым продуктам с периодом полураспада 28 суток и согласно ГОСТ 12.1.007-76 относится к третьему классу опасности.

Применение в организациях, входящих в состав ГПО «Белэнерго», хеламина марки 9012Н и хеламина марки BRW-150 Н согласовано с органами Министерства здравоохранения.

4.5. Условия перевода оборудования на хеламинный режим

4.5.1. При организации хеламинного водно-химического режима на вновь вводимом в эксплуатацию оборудовании, на котором проектом предусмотрен ВХР с применением хеламина, в качестве коррекционного реагента ввод хеламина следует начинать после выполнения

всех предпусковых операций, предусмотренных действующими ТНПА (предпусковая химическая очистка, водная отмывка, паровая продувка, монтаж схемы подачи реагента и др.).

4.5.2. Для перевода оборудования с традиционного водно-химического режима на ВХР с применением хеламина необходимо:

- привести в соответствие с требованиями действующих ТНПА схему химического контроля за качеством теплоносителя, определить соответствие качества ВХР нормируемым показателям, прежде всего по содержанию продуктов коррозии в паре, питательной воде и основных ее составляющих, котловой воде при стабильной нагрузке, близкой к номинальной;

- выполнить ревизию трубопроводов и арматуры системы периодической продувки для обеспечения интенсивных продувок нижних точек котла, а также ревизию систем отвода неконденсирующихся газов;

- определить химический состав отложений и уровень загрязненности внутренних поверхностей нагрева котлов и другого оборудования;

- выполнить эксплуатационную химическую очистку поверхностей нагрева котлов;

- произвести очистку от отложений и шлама механическим способом деаэратора и станционных баков, включенных в тепловую схему энергопредприятия;

- выполнить очистку внутренних поверхностей конденсатно-питательного тракта от отложений химическим способом, особенно это актуально при наличии в схеме медьсодержащего оборудования.

4.5.3. Ввод реагента может осуществляться в зависимости от особенностей тепловой схемы станции по любой штатной схеме дозирования жидких реагентов. Наиболее предпочтительными точками ввода реагента являются всас ПЭНа, барабан котла, трубопровод добавочной воды или конденсата после БОУ, при условии наличия БОУ.

Целесообразно предусмотреть возможность организации дозирования хеламина в различные участки пароводяного тракта (добавочная вода, конденсат, питательная вода за деаэратором, котловая

вода) по штатным схемам дозирования аммиака, гидразина, фосфатов для возможного изменения дозы хеламина на различных участках КПП.

Пример результатов наладки хеламинного водно- режима на оборудовании Гомельской ТЭЦ-1

1. Краткое описание основного оборудования и тепловой схемы.

- 1.1 На Гомельской ТЭЦ-1 установлено следующее оборудование:
- паровой барабанный котел БКЗ-50-3,9Ф (реконструированный, 60 т/ч);
 - водогрейный котел ПТВМ-100;
 - водогрейный котел КВГМ-100 «Шихау» (реконструирован из парового котла, содержит фестон, ВП и РДГ);
 - паровой котел-утилизатор (КУ), 41,3 т/ч, 3,9 Мпа производства ООО «Ханьчжоуская котельная корпорация»;
 - паровая турбина Р-6 3,4/0,5-1 производства КТЗ;
 - газотурбинная установка SGT-600, мощностью 27,1 МВт, температура уходящих газов 553 °С производства корпорации «Хитачи»;
 - паровая одноступенчатая турбина SST-060 мощностью 5,3 МВт производства концерна «Симменс»;
 - сетевая установка, состоящая из шести подогревателей сетевой воды ПСВ-200-7-15, группы конденсатных насосов, охладителей конденсата;
 - замкнутая система охлаждения водным раствором гликолей;
 - сухая градирня;
 - бак низких точек (БНТ);
 - сепаратор непрерывной продувки;
 - расширитель периодической продувки;
 - БРОУ 66-3,9/0,6, 66 т/ч, ЗАО «АМК»;
 - БРОУ 72-0,6/0,12, 72 т/ч, ЗАО «АМК»;
 - РОУ 10-3,9/0,25, 19 т/ч, ЗАО «АМК»;
 - атмосферный деаэратор питательной воды с аккумуляторным баком .м³;

- атмосферный деаэратор подпиточной воды с аккумулятором баком 25 м³.

1.2 В КУ реализована башенная компоновка поверхностей нагрева и два контура нагрева.

Первый контур – парогенерирующий с естественной циркуляцией. В его состав входят следующие элементы КУ, которые располагаются по ходу горячих газов с ГТУ (снизу вверх) в следующем порядке: пароперегреватель, испарительные поверхности, экономайзер.

Второй контур – водонагревательный. В его состав входят: газоводяной подогреватель сетевой воды (ГПСВ), насосы (1 рабочий, 1 резервный), теплообменники (1 рабочий, 1 резервный), а также система трубопроводов. ГПСВ необходим для увеличения общей тепловой мощности КУ и более глубокой утилизации тепла после ГТУ за счет снижения температуры уходящих газов.

Пар КУ поступает в общий коллектор пара и далее на паровую турбину Р-6 или через БРОУ-66 на турбину SST-060, или через БРОУ-72 поступает на ПСВ. Производительность КУ 41,3 т/ч, 3,9 МПа, 440 °С.

1.3. Барабанный котел БКЗ ст.№2 паропроизводительностью 60т/час, 3,9 Мпа, 450 °С имеет двухступенчатую схему испарения. В первую ступень испарения включены: барабан котла, 29 труб фронтального экрана, 45 труб заднего экрана, по 20 труб передних секций боковых экранов. Во вторую ступень испарения включены выносные циклоны и по 17 труб задних секций боковых экранов.

Выход пара от котлов ст. № 2 и КУ выполнен в общий магистральный паропровод, проложенный в турбинное отделение и химический цех для обеспечения работы обеих турбин, ПСВ, двух деаэраторов, мазутного хозяйства, БРОУ, РОУ. Таким образом, на Гомельской ТЭЦ-1 реализована тепловая схема с поперечными связями.

1.4. Противодавленческая паровая турбина Р-6 3,4/0,5-1, N = 6 МВт, ст.№1, установленная в 2004г., имеет паспортный диапазон давлений пара на выхлопе 0,3 – 0,6 МПа, что являлось избыточным для ПСВ, то есть значительная часть потенциалов давления и температуры пара не использовалась. Поэтому при реконструкции ТЭЦ-1 в 2014-2017г.г. было принято решение установить за турбиной Р-6 по последовательной схеме дополнительную одноступенчатую турбину типа SST-060, N=5,3 МВт,

ст.№2, способную работать на давлении пара 0,6 МПа. Кроме того, были установлены две БРОУ, допускающие возможность работы как на двух турбинах, так и на одной (ст.№1 или ст.№2), либо без турбин с направлением пара от котлов прямо на теплофикационную установку (ПСВ). Такая гибкая тепловая схема дала возможность сохранять в работе газовую турбину при любом составе оборудования турбинного отделения.

1.5. Теплофикационная установка станции предназначена для отпуска тепла в горячей воде и включает в себя: подогреватели сетевой воды ПСВ-200-7-15, производительностью 24 Гкал каждый – 6шт., сетевые насосы СЭ-1250-140 – 5шт. (из них 2 насоса оснащены РЭП), конденсатные насосы, бак низких точек, насосы откачки конденсата из бака низких точек, эжектор пароструйный ЭПСВ-1-50, трубопроводы и арматуру.

Весь отработанный на турбинах пар конденсируется на ПСВ в условиях вакуума, который создается эжектором ЭПСВ-1-50. Глубина вакуума 2–4 м в.ст. При этом прошедший через турбины пар используется полезно на подогрев сетевой воды в теплофикационной установке, а ПСВ выполняют функции конденсатора, исключая потери тепла в холодный источник.

Данная схема теплофикации, в которой не частично, а полностью полезно используется прошедший через проточные части турбин пар позволила получить весьма высокие показатели по энергоэффективности: расходы условного топлива достигают – на выработку электроэнергии 150 г/КВт*ч, на выработку тепловой энергии 150 кг/Гкал, соответственно КПД 82,5% и 96%.

1.6 Для получения питательной воды котлов предусмотрена обессоливающая установка. В отопительный период в качестве исходной воды используется сетевая вода Гомельской ТЭЦ-2. Подкисленная до рН около 7,8 сетевая вода через дисковые фильтры подается на установку ультрафильтрации для осветления и обезжелезивания. Далее осветленная вода поступает на установку обратного осмоса первой и второй ступени для обессоливания, затем подается на установку электродеионизации для окончательного обессоливания. Для сбора обессоленной воды предусмотрен бак обессоленной воды объемом 100м³.

В неотопительный сезон в качестве исходной воды используется вода реки Сож, для чего включается в работу береговая насосная стан-

ция, пуск которой также может быть осуществлен в кратчайшее время в нештатной ситуации.

1.7 Коррекционная обработка питательной воды производится двумя реагентами:

- хеламином (марка BRW 150-H);
- аммиаком.

Ввод рабочего раствора хеламин в тракт станции осуществляется на всас ПЭНов.

Бак-мерник приготовления раствора хеламин установлен на складе химреагентов. Перемешивание раствора осуществляется посредством рециркуляции. Емкость бака – 2,5 м³. Приготовленный раствор насосом перекачивается в 2 расходных бака емкостью 1 м³.

Два бака-мерника приготовления аммиака установлены на складе химреагентов. Перемешивание раствора осуществляется посредством рециркуляции. Емкость баков приготовления рабочего раствора аммиака – 2,5 м³

данные переменных режимов (первые двое суток после пуска).

2. Методика выполнения работы

2.1. Работа выполняется по следующим основным направлениям:

- отработка режима дозирования коррекционного реагента (определение оптимального суточного расхода хеламин, подбор концентрации рабочего раствора хеламин);
- отработка оптимальных параметров технологии ведения ВХР.

2.2. На начальном этапе устанавливается суточный расход хеламин, обеспечивающий содержание хеламин в контролируемых потоках на уровне 2 – 5 мг/л.

2.3. Работа по определению оптимальных параметров технологии ведения ВХР включает:

- отработку технологии и объема оперативного и углубленного химического контроля качества теплоносителя при эксплуатации оборудования в стабильном режиме;
- определение количественных показателей качества ВХР;
- разработка мероприятий по предотвращению нарушений ВХР.

2.4. При выполнении наладочных работ производится химконтроль качества ВХР на котлах и по КПП станции в следующем объеме: рН, щелочность, жесткость, кремнекислота, хеламин, электропро-

водность, железо, медь. Берутся пробы насыщенного (НП) и перегретого (ПП) пара каждого парового котла и смешанного пара на ТГ SST-060, конденсата за ПСВ и из БНТ, питательной воды (ПВ) и из деаэратора (Д).

Отбор проб производится 1 раз в дневную смену, при этом фиксируются паровая нагрузка котлов и размер непрерывной продувки.

2.5. Аналитические определения показателей качества технологических потоков производятся по следующим методикам:

- железо - колориметрическим методом с орто-фенантролином;
- медь - колориметрическим методом с купризоном;
- кремнекислота – колориметрическим методом с молбдатным раствором и сульфатно-метоловым восстановителем;
- жесткость - визуально-колориметрическим методом;
- щелочность – объемным методом с индикаторами фенолфталеиновым и смешанным;
- рН – лабораторным рН-метром с поправкой на температуру;
- электропроводимость – лабораторным кондуктометром и автоматическим;
- хеламин – по полиамин-тесту.

2.6 Расчет количества исходного хеламина производится по формуле:

$$q = V[(Q_1 \times C_1) + (Q_2 \times C_2)] / Q_3 \times 1000$$

где: q – необходимый объем хеламина исходного, кг

V – объем бака рабочего раствора, л

Q_1 – непрерывная продувка, т/ч

Q_2 – расход питательной воды на подпитку, т/ч

Q_3 – производительность насоса-дозатора, л/ч

C_1 – концентрация хеламина в продувочной воде, мг/л

C_2 – расходная норма хеламина на добавочную воду, 2-5г/т

K – коэффициент запаса, 1,3

3. Состояние водно-химического режима Гомельской ТЭЦ-1, мероприятия по наладке

3.1 В таблице 3.1 представлены усредненные показатели качества паров котла-утилизатора и парового барабанного котла БКЗ ст.№2. При подсчете усредненных показателей не принимались во внимание данные переменных режимов (первые двое суток после пуска).

Таблица 3.1

Показатель	Размерность	НП	ПП	Пар на SST-060
		среднее	среднее	среднее
pH	у.е.	9,01	8,98	8,68
Щ	фф, мкг- экв/дм ³	6,8	8,7	4,4
	обш, мкг- экв/дм ³	37,4	38,5	38,3
SiO ₂	мкг/дм ³	5,6	3,8	4,0
Na	мкг/дм ³	2,7	2,7	2,3
Fe	мкг/дм ³	7	6	9
Cu	мкг/дм ³	0,2	0,1	0,1
O ₂	мкг/дм ³	-	3,3	22
æ ₂₅	Н-форма, мкСм/см	1,8	2,0	1,8
	прямая, мкСм/см	3,8	2,2	2,1
	С/с, мкСм/см	1,6	1,5	1,5

Из вышеприведенных данных следует, что в целом качество паров стабильное и по большинству нормируемых показателей не имеет отклонений от норматива. Так, величина pH паров, в частности перегретого пара в среднем составляет 8,98 при колебании от 8,49 до 9,36 при нормативе не менее 7,5. Также содержание железа во всех без исключения парах значительно ниже установленного норматива и составляет 7, 6 и 9 мкг/л соответственно для насыщенного, перегретого пара и пара на турбину SST-060 при нормативе не более 20 мкг/л.

Вместе с тем, пар, поступающий на турбину SST-060 на начальном этапе выполнения работы характеризовался повышенным содержанием кислорода и в среднем его содержание составляло 22 мкг/л, что превышало норматив. Это превышение было обусловлено наличием присосов в тракте тепловой схемы. После **устранения присосов** произошло снижение содержания кислорода до уровня его содержания в перегретом паре котлов.

3.2. В нижеследующих таблицах 3.2 и 3.3 приведены усредненные данные показателей качества питательной воды и ее составляющих.

Таблица 4.2

Поток	Размерность	К-т греющего пара ПСВ	БНТ
Показатель		среднее	среднее
pH	у.е.	9,04	8,30
Щ	фф, мкг-экв/дм ³	5,6	0,2
	обш, мкг-экв/дм ³	40,1	30,8
Ж	мкг-экв/дм ³	0,2	0,3
SiO ₂	мкг/дм ³	5,7	13,1
Na	мкг/дм ³	2,4	4,4
Fe	мкг/дм ³	11,9	15,3
Cu	мкг/дм ³	0,9	0,6
O ₂	мкг/дм ³	875,5	1769
æ ₂₅	Н-форма, мкСм/см	1,9	2,0
	прямая, мкСм/см	2,1	2,8
	С/с, мкСм/см	1,5	1,5

Из данных таблицы 4.2 видно, что такие показатели качества составляющих питательной воды как pH, щелочность, железо, кремниевая кислота, натрий, медь мало отличаются от качества пара и соответствуют установленным нормативам. Обращает на себя внимание недопустимо высокий уровень содержания кислорода как в конденсате греющего пара, так и в БНТ.

При сопоставлении приведенных данных по содержанию кислорода с таблицей 4.1 следует вывод, что присосы воздуха происходят на участке паропровода от турбины SST-060 до ПСВ и в конденсатном тракте, включающем ПСВ, конденсатопроводы, БНТ и конденсатные насосы. Так как паропровод и конденсатный тракт работают в условиях вакуума, присосы происходят вследствие наличия неплотностей в элементах данной схемы.

Рекомендация: устранить присосы по конденсатно-питательному тракту.

3.3. В таблице 4.3 представлены данные по усредненным показателям качества котловой воды.

Достаточно узкий диапазон изменения основополагающих нормируемых показателей питательной воды свидетельствует о ее стабильном качестве. Содержание практически всех примесей значи-

тельно ниже установленных нормативов. Наличие щелочности по фенолфталеину подтверждает способность хеламина создавать щелочную среду

Таблица 4.3

Показатель	Размерность	КВ	Н _{ПРОД}
		среднее	среднее
рН	у.е.	9,30	9,28
Щ	фф, мкг- экв/дм ³	17,69	19,7
	общ, мкг- экв/дм ³	56	63
Ж	мкг-экв/дм ³	10,92	7,7
SiO ₂	мкг/дм ³	429	398
Na	мкг/дм ³	216	258
Fe	мкг/дм ³	47	41
Cu	мкг/дм ³	2,4	0,9
æ ₂₅	мкСм/см	12,95	15,7

Одновременно с этим такой показатель как электропроводность превышает установленный норматив. Анализ данных по электропроводности показал, что электропроводность питательной воды за деаэратором ниже в сравнении с другими потоками. С целью определения повышенной величины электропроводности по ПВТ была выполнена работа по определению перманганатной окисляемости по тракту ВПУ.

В результате установлено, что ВПУ плохо снимает перманганатную окисляемость (легкогидрализуемую органику). Было решено **провести СР-промывку оборудования**. В дополнение к промывке был **заменен биоцид**. После выполнения этих мероприятий электропроводность ПВ, паров, конденсатов снизилась до 0,35-0,5 мкСм/см.

Несоответствие электропроводности нормируемому показателю было обусловлено низкой эффективностью работы установки обратного осмоса и деионизатора в части удаления легкогидролизуемой органики.

Кроме того, обращает на себя внимание высокий уровень содержания кремнекислых соединений. В барабане котла содержание

углекислоты составляет 429 мкг/дм³. При этом с питательной водой этих соединений приносится крайне мало.

Причина: под воздействием хеламина происходит концентрирование примесей вследствие его способности предотвращать их высаживание на поверхности нагрева. Но предотвращение высаживания примесей не может быть безграничным, так как в стабильном эксплуатационном режиме дозировка хеламина рассчитывается на высаживание примесей, поступивших с питательной водой и не может держать во взвешенном состоянии все поступившие примеси. Следовательно, концентрирование кремнекислоты в котловой воде свидетельствует о том, что регулирование размера непрерывной продувки производится некорректно.

Рекомендация: оснастить все линии непрерывной продувки котла БКЗ ст.№2 и КУ автоматическими расходомерными устройствами.

Выводы:

1. В результате выполнения всех рекомендаций и мероприятий по наладке ВХР все определяемые показатели качества паров, питательной и котловой воды, конденсата соответствуют нормативным значениям, причем количественные характеристики таких показателей как содержание железа, кремнекислоты, меди, значительно ниже допустимых.

2. Величина содержания железа в котловой воде свидетельствует об отсутствии продуктов коррозии и подтверждает способность хеламина снижать скорость процессов коррозии в котле.

3. Применение хеламина позволило снизить не только скорость процессов коррозии, но и скорость накипеобразования.

Содержание

Введение	3
Объем и организация диагностических работ до и после капитальных ремонтов основного теплотехнического оборудования и оценка качества отремонтированного оборудования (стандарт ГПО «Белэнерго» СТП 09110.20.300-15).....	8
Тема №1. Эксплуатационная диагностика котельных установок.....	8
Тема № 2. Эксплуатационная диагностика паровых турбин	24
Тема №3. Испытания водяных тепловых сетей на тепловые потери через изоляцию трубопроводов.....	54
Тема №4. Наладка водно-химического режима котельных установок и коррекционной обработки питательной и котловой воды	74
Пример результатов наладки хеламинного водно-химического режи- ма на оборудовании Гомельской ТЭЦ-1	79

Заглубоцкий Николай Засимович

**ПРОМЫШЛЕННЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ
И НАЛАДКА ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО
ОБОРУДОВАНИЯ**

**Практикум
для студентов специальности 1-43 80 03
«Теплоэнергетика и теплотехника»
дневной и заочной форм обучения**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 11.05.23.

Рег. № 24Е.

<http://www.gstu.by>