МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР
ГЛАВНОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ
ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ ПО НАЛАДКЕ, СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ
ТЕХНОЛОГИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И СЕТЕЙ
"СОЮЗТЕХЭНЕРГО"

ТИПОВАЯ МЕТОДИКА
ИСПЫТАНИЙ СТАЦИОНАРНЫХ ПАРОВЫХ КОТЛОВ

МТ 70100006 - 86

СПО
МОСКВА - 1986 г.

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР
ГЛАВНОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ
ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ ПО НАЛАДКЕ, СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ
ТЕХНОЛОГИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И СЕТЕЙ
"СОЮЗТЕХЭНЕРГО"

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер ПО
"Союзтехэнерго"
К.В.Шахсуваров
"11" 09 1985 г.

ТИПОВАЯ МЕТОДИКА ИСПЫТАНИЙ СТАЦИОНАРНЫХ ПАРОВЫХ КОТЛОВ

РТМ 70I0000б-86

Главный инженер Южтехэнерго		В.П.Ботвинов
Начальник котельного цеха		А.А.Финкевич
Руководитель группы		В.А.Гадяк
Ответственный исполнитель		А.А.Сиварт
Нормоконтролер	27.03.86	В.Е.Бронникова
Начальник ЛИТМС	24.03.86.	Б.М.Радченко

РАЗРАБОТАНО: "Южтехэнерго"
котельный цех

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Сиварт А.А.

УТВЕРЖДЕНО: ПО "Союзтехэнерго"

ТИПОВАЯ МЕТОДИКА ИСПЫТАНИЙ СТАЦИОНАРНЫХ ПАРОВЫХ КОТЛОВ	МТ 70I00006- 86

Срок действия установлен

с 0I.I0.I986 г.

Ограничение снято

~~до 0I.I0.I99I г.~~

Приказом №48 от 14.10.91

Настоящая методика распространяется на стационарные паровые котлы паропроизводительностью от 0,I6 до 3950 т/ч и абсолютным давлением от 0,9 до 25,0 МПа (от 9 до 255 кгс/см^2), с прямым сжиганием твердого, жидкого, газообразного или комбинации указанных топлив.

Методика не распространяется на котлы для парогазовых и МГД-установок, локомобильных установок, комбинированные пароводогрейные котлы, котлы утилизаторы, энерготехнологические котлы, а также другие котлы специального назначения.

Методика обязательна для всех производственных подразделений ПО"Союзтехэнерго" при проведении государственных испытаний в системе ГОГИ (приёмочных и аттестационных), а также при проведении соответствующих работ по п. 5.1.01 Прейскуранта ОРГРЭС на экспериментально-наладочные работы.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Методика устанавливает методы и порядок проведения испытаний стационарных паровых котлов.

I.2. В зависимости от поставленных целей и задач испытания стационарных паровых котлов по назначению подразделяются на следующие виды:

определительные;

контрольные;

сравнительные;

исследовательские.

I.3. Определительные (п.I.I.I.03 Прейскуранта ПО "Союзтехэнерго" I, II, III категория сложности) испытания паровых котлов проводятся с целью определения значений характеристик с заданными значениями точности и достоверности. При этом в зависимости от категории сложности предусматривается объем измерений необходимый для определения:

по I категории сложности - выработанного тепла, КПД брутто и нетто, всех составляющих тепловых потерь, воздушного баланса и общих тепловосприятий поверхностей нагрева в рабочем диапазоне нагрузок для установления соответствия техническим условиям и для составления нормативной характеристики;

по II категории сложности - выработанного тепла, КПД брутто, расходов электроэнергии на тягу и дутье, характеристик газовоздушного тракта в рабочем диапазоне нагрузок и составления режимной карты;

по III категории сложности - надежных и экономически выгодных режимов работы котла и вспомогательного оборудования и составления временной режимной карты.

I.4. Контрольные – испытания проводятся с целью определения соответствия парового котла технической и нормативно-технической документации, а также подтверждения гарантий предприятия-изготовителя, касающихся следующих величин:

паропроизводительность;

коэффициент полезного действия брутто ;

параметров пара (давления и температуры);

основных параметров, характеризующих работу вспомогательного оборудования парового котла ;

дополнительных величин, гарантируемых поставщиком по соглашению с Заказчиком.

Определение вредных выбросов производится по отдельной методике.

I.5. Сравнительные- испытания аналогичных по характеристикам или одинаковых котлов, проводимые в идентичных условиях для сравнения характеристик их свойств.

I.6. При проведении контрольных и сравнительных испытаний используется п.I.I.I.03 Прейскуранта ПО "Союзтехэнерго" (I категория сложности) с введением понижающего коэффициента на соответствующее уменьшение объема работ.

I.7. Исследовательские-испытания паровых котлов (п.п.I.I.I.01, I.I.I.02, I.I.I.04, I.I.I.05, I.I.I.07, I.I.I.09;1,I.I.I0;I.I.I.II, I.I.I.I2, I.I.I.I3 Прейскуранта ПО "Союзтехэнерго" проводятся для изучения элементов и определенных характеристик котла по своим специальным методикам испытаний.

I.8. В зависимости от вида (назначения) испытаний на котле подлежат определению следующие показатели и характеристики:

Паропроизводительность;

параметры работы котла и вспомогательного оборудования;

КПД котла (брутто, нетто);

расходная;

гидравлическая;

температурная;

энергетическая (нормативная).

При испытаниях по всем категориям сложности КПД котла определяется по обратному балансу.

I.9. Независимо от характера испытаний все измерения при определительных (по I и II категории сложности), контрольных и сравнительных испытаниях проводятся с точностью, обеспечивающей определение КПД котла по обратному балансу с погрешностью менее $\pm$I,5%.

I.I0. При определительных испытаниях по III категории сложности (не требующих определения абсолютных значений искомых величин) допускается использование аппаратуры и упрощенных методов расчета, обеспечивающих погрешность определения КПД котла до $\pm$3%.

I.II. Испытания паровых котлов проводятся пуско-наладочными и научно-исследовательскими организациями, специализированными подразделениями предприятий-изготовителей и потребителей оборудования,

При проведении контрольных испытаний опытных, опытно-промышленных и головных образцов обязательно участие организации-разработчика и предприятия-изготовителя.

I.I2. Основные термины и применяемые обозначения приведены в приложениях I.2.

2. СРЕДСТВА ИСПЫТАНИЙ

2.I. Общие требования к средствам измерений

2.I.I. При испытаниях должны применяться стандартизированные средства измерений (СИ), метрологически обеспеченные в соответствии

с ГОСТ 8.002-71 (86) и ГОСТ 8.513-84 и нестандартизированные СИ, прошедшие метрологическую аттестацию по ГОСТ 8326-78 (89). Допускается применение нестандартизованных СИ, не прошедших метрологической аттестации только в качестве индикаторов (для измерения параметров, не требующих при испытаниях нормирования точности).

2.I.2. Средства измерений, используемые при испытаниях и подлежащие поверке, должны пройти поверку, иметь поверительное клеймо и техническую документацию, свидетельствующую об их годности и обеспечивать требуемую точность измерения.

2.I.3. Применяемые СИ должны обладать необходимой чувствительностью, быстродействием, обеспечивающих необходимую достоверность измерения.

2.I.4. Класс точности СИ, применяемых при испытаниях, должен выбираться в зависимости от предельных отклонений значения указанных в п.п. 1.3 – 1.8 физической величины и требуемой точности измерения.

Относительные погрешности результатов измерений не должны превышать указанных в табл.I допустимых наибольших отклонений с заданной вероятностью.

Таблица I

I	Параметр	Максимально допустимое отклонение значения параметра в опыте от номинального значения, % не более
	2	3
I.	Паропроизводительность и расход питательной воды:	
	для котлов Д > 200 т/ч	±3
	для котлов Д < 200 т/ч	±6
2.	Давление пара	± 6
3.	Температура перегретого пара (первичного и вторичного)	±2

Продолжение табл. I

2	3
. Температура питательной воды	не более ±2
. Коэффициент избытка воздуха в топке при сжигании твердого топлива	не более ±8
жидкого топлива и газообразного топлива	не более ±5
. Потребляемая мощность	не более ±2,5
. Разность между температурой уходящих газов на выходе из котла и окружающей температурой	не более ±6
. Тонкость помола	
для АШ и Т	± I0
каменных и бурых углей	± I5

2.I.6. Отклонение условий работы измерительных приборов от ормальных вызывает дополнительную погрешность измерений и должно читываться при испытаниях.

2.I.7. Для измерения основных величин при испытаниях должны рименяться регистрирующие контрольно-измерительные приборы (непрерывной или с периодической не более 2 мин. регистрацией). Применение показывающих контрольно-измерительных приборов допускается ри небольшом объеме измерений. (не более 40)

2.I.8. Измерительные приборы выбирает организация, производящая испытания. При испытаниях по П и Ш категориям сложности должны максимально использоваться эксплуатационные приборы, за исключением измерения параметров, характеризующих экономичность и надежность работы котла. Если необходимо, то на измерительные приборы

должны быть предварительно представлены градуировочные характеристики.

2.I.9. Расположение и группировка всех приборов должны быть решены с точки зрения удобства наблюдателей, с целью обеспечить точность измерений при минимальной усталости.

2.I.I0. Все отсчеты показаний должны производиться с частотой, которая определяет получение действительно средней величины (должно быть не менее I5 равномерно расположенных отсчетов).

2.I.II, Количество и номенклатура материалов, необходимых для монтажа соединительных электрических и трубных проводок, а также электро-и теплоизоляционных материалов, определяется рабочей программой испытаний, либо заказной спецификацией в зависимости от паропроизводительности котла, от его конструкции и вида испытаний.

2.2. Методы измерения исходных величин

2.2.I. Измерение расходов

2.2.I.I. Измерение расходов пара, жидкостей, газа и воздуха производится расходомерами с сужающимися устройствами, мерными баками, объемными счетчиками, с помощью напорных трубок.

2.2.I.2. Расходомеры с сужающими устройствами устанавливаются на трубопроводах с однофазной средой и должны соответствовать РД-50-2I3-80.

2.2.I.3. При измерении расходов пара, воды, жидкого и газообразного топлива применяются дифманометры по ГОСТ I8I40-84.

2.2.I.4. При определении расходов дымовых газов и воздуха сужающими устройствами и напорными трубками, вторичными преобразователями являются дифтягонапоромеры (манометры) и микроманометры по ГОСТ ~~2648-78 и ГОСТ I3I6I-84~~ 2405-88. ТУ 14-13-015-79, ТУ 50-170-85 и ТУ 25-04.816-79

2.2.2. Измерение температур

2.2.2.I. Измерение температуры производится с помощью жид-

костных термометров, термопреобразователей сопротивления, термоэлектрических термопреобразователей.

2.2.2.2. Жидкостные термометры по ГОСТ ~~2823-73~~ 27544-87 применяются для измерения температур в пределах минус 30 до плюс 650 °С.

Термопреобразователи сопротивления по ГОСТ 6651-~~84~~ в комплекте со вторичными приборами применяются для измерения температур от минус 200 до плюс 650 °С.

Термоэлектрические термопреобразователи по ГОСТ 6616-~~84~~ в комплекте со вторичными приборами применяются для измерения температур от минус 200 до плюс 2200 °С. Градуировочные характеристики термоэлектрических преобразоватлей должны соответствовать ГОСТ 3044-84.

2.2.2.3. Место измерения температуры должно быть выбрано таким образом, чтобы распределение скорости и температуры в месте измерения были в достаточной степени равномерными в поперечном сечении трубопровода, газохода, воздуховода.

2.2.2.4. При измерении температуры жидкостным термометром для уменьшения погрешности величины измерения гильза для термометра должна быть заполнена при измерении температур от 0 °С до 200 °С - термостойкой жидкостью (компрессорное масло) или бронзовыми либо чугунными опилками при температурах более 200 °С.

2.2.2.5. При измерении температуры дымовых газов и воздуха в каждом измерительном сечении должно быть установлено не менее двух измерительных устройств при испытаниях по I категории. Измерение температуры уходящих газов целесообразно производить за дымососами (за исключением котлов, снабженных системой мокрой газоочистки).

2.2.2.6. Для достоверного определения температуры газов и воздуха в газовоздухопроводах необходимо использовать "сетевой"* метод измерения, либо перед началом испытаний снять поля температур

* сетевой метод - измерение температурного поля газовоздуховода с помощью термопар установленных в нескольких точках сечения

в сечениях установки стационарных измерительных устройств для определения поправочного коэффициента к показанию стационарного измерения.

2.2.3. Измерение давлений и разрежений

2.2.3.I. Для измерения давления и разрежения по тракту котла пользуются пружинными, жидкостными тягонапоромерами, микроманометрами.

2.2.3.2. Для определения давления по пароводяному тракту используются пружинные манометры по ГОСТ 2405-80. Пружинный манометр выбирается так, чтобы его шкала превышала среднее измеряемое значение при постоянном или плавно изменяющемся давлении в I,5 раза, а при колеблющемся - в 2 раза. Наименьшее измеряемое давление должно быть больше значения давления, соответствующего I/3 шкалы манометра.

2.2.3.4. Для измерения давления в газовоздушном тракте используются жидкостные тягонапоромеры по ТУ 25.II.918-8I, ТУ 25.II. 935-8I и микроманометры по ~~ГОСТ 11161-71.~~ ТУ 14-13-015-79, ТУ50-170-85 ТУ 25-01.816-79

Жидкостные тягонапоромеры используются при измерении выше 20 кПа (200 кгс/м^2).

Для более точного измерения давления и разрежения до 20 кПа (200 кгс/м^2) применяются микроманометры с постоянным и переменным углом наклона измерительной трубки.

2.2.3.5. Плотность рабочей жидкости определяется по температуре среды окружающей прибор.

2.2.4. Отбор проб и анализ дымовых газов

2.2.4.I. Для определения содержания RO_2 и O_2 в дымовых газах применяются волюмометрические газоанализаторы типа Орса (газоанализаторы ГХП и ВТИ по ~~ГОСТ 6329-74~~ ОСТ 25.1256-86).

При соблюдении всех правил анализа газоанализатор ГХП позволяет определять RO_2 и O_2 пробы в лабораторных условиях с точностью 0,2 % аб., газоанализатор ВТИ-2 соответственно 0,05 % аб.

2.2.4.2. Определение горючих составляющих в дымовых газах (CO, H_2, CH_4, $C_n H_m$) производится с помощью хроматографического газоанализатора "Газохром-3101", имеющего пороговую чувствительность (% аб) 5.10^{-4} по H_2, 1.10^{-3} по CO и CH_4.

2.2.4.3. Отбор проб дымовых газов для анализа производится при постоянном топочном режиме и не менее, чем в двух точках каждого сечения газоходов (с левой и правой стороны) при испытаниях по I категории.

2.2.4.4. При проведении испытаний отбор дымовых газов для анализа продуктов сгорания производится в сечениях за конвективным пароперегревателем (с левой и правой стороны), либо водяным экономайзером для газоплотных котлов, где продукты горения достаточно хорошо перемешаны и охлаждены до температуры ниже 600 °С (режимная точка) и за дымососом (балансовая точка) для котлов с уравновешенной тягой и в газоходе за последней поверхностью нагрева для котлов "под наддувом".

2.2.4.5. Трубки для отбора должны быть прямыми, наклоненными в направлении потока, доступными для очистки и продувки и изготавливаться из жаропрочного материала.

2.2.4.6. При более высоких температурах в газоходе (выше 600 °С) следует пользоваться охлаждаемыми газоотборными трубками. Применение медных или латунных трубок для отбора дымовых газов допустимо при температуре в газоходе не выше 200 °С.

2.2.4.7. Пробу газа следует отбирать по возможности в наиболее узком сечении газохода, где относительно высокая скорость потока способствует лучшему перемешиванию продуктов горения.

2.2.4.8. При обнаружении значительной неравномерности поля концентраций и если выбрать другое сечение газохода не представляется возможным, то пробы продуктов горения следует отбирать одновременно из нескольких точек данного сечения (особенно в случае больших размеров газоходов и коробов).

2.2.4.9. Выбор места для установки газоотборной трубки (режимной точки) производится на основании тарировки сечения газохода по содержанию RO_2 в дымовых газах, проводимой в соответствии с общеизвестными правилами и порядком тарировки (разбивки сечения газохода, определения количества и расположения точек отбора газов на анализ).

2.2.4.I0. Малая протяженность газохода и небольшое разрежение в нем (до сечения, где температура газов не выше 600 °С) позволяют для большинства конструкций котлов пренебречь присосами холодного воздуха на этом участке, а получаемые значения коэффициентов избытка воздуха отнести к сечению на выходе из топки. В противном случае (котлы типа ТПП-3I2) - коэффициент избытка воздуха на выходе из топки должен быть скорректирован на определенное значение присосов холодного воздуха.

2.2.4.II. Газовый анализ для сведения теплового баланса необходимо производить в сечении за дымососами (за исключением котлов, снабженных мокрой газоочисткой), где газы хорошо перемешаны. В сечении за дымососами тарировка по RO_2 не производится.

2.2.5. Отбор и анализ топлива, очаговых остатков

2.2.5.I. Для анализа топлива и очаговых остатков должны отбираться основная и резервная пробы. В случае сжигания смеси топлива его характеристики определяются отдельно для каждого компонента. Характеристика смеси топлив устанавливается по весовым соотношениям компонентов.

2.2.5.2. Отбор проб твердого топлива должен производиться по ГОСТ I0742-7I, анализ - ГОСТ 8188-74/87.

2.2.5.3. При использовании жидкого топлива в течение всего испытания производится отбор проб топлива малыми пррциями из специального штуцера на напоре всаса подачи топлива. Анализ топлива производится по ~~ГОСТ 4749-73.~~ ГОСТ 305-82

2.2.5.4. При использовании газообразного топлива отбор проб производится непрерывно либо через одинаковые промежутки времени. Анализ газа производится по ГОСТ 5542-76/87.

2.2.5.5. Для систем с промбункером пробы пыли могут отбираться из течки под циклонами или под питателями пыли. При отборе проб пыли из аэропотока для гранулометрического анализа следует руководствоваться следующими основными положениями:

скорость потока в отборном сопле не должна отличаться от скорости в пылепроводе в точке отбора более, чем на $\pm$ I0 %;

отбор проб должен производиться в достаточно удаленном от мельниц (вентилятора) месте на прямом участке пылепровода, желательно вертикальном и как можно дальше от колен;

в течение всего опыта необходимо производить отбор проб из центра равновеликих площадей сечения пылепровода через регулярные интервалы времени, причем в каждой точке отбора время отбора должно быть одинаковым;

до начала отбора пыли пробоотборная трубка должна быть предварительно очищена от пыли;

полученная таким образом средневзвешенная величина анализа отдельных проб должна считаться средним результатом анализа проведенного опыта.

2.2.5.6. Время начала отбора должно рассчитываться, исходя из предполагаемой длительности опыта, емкости бункера, производительности транспортеров.

2.2.6. Измерение расхода электроэнергии на собственные нужды

Расход электроэнергии на привод вспомогательных механизмов котла определяется с достаточной точностью при помощи переносных ваттметров класса 0,2 – 0,5 или посредством проверенных электрических счетчиков класса 0,5 – I,0.

2.3. Требования к точности измерений

При практических расчетах погрешности (точности) полученного в результате испытаний, с использованием обратного метода определения КПД брутто котла, могут быть использованы следующие рекомендации РС 4657-74 (СЭВ):

2.3.I. Относительная погрешность δ_{q_3} при определении потерь горючими в уходящих газах

$$\delta_{q_3} = \pm 30\% \qquad (2.I)$$

2.3.2. Относительная погрешность при определении потерь горючими в отдельных видах очаговых остатков равна

$$\delta_{q_н}^{отд} = \pm\sqrt{\delta_{а.шл.пр.ун.}^2 + \delta_{б'пр}^2} \qquad (2.2)$$

Наибольшие погрешности при определении количества $\sigma_{ашл.пр.ун.}$ и при отборе проб $\sigma_{6пр.}^{г}$ отдельных очаговых остатков, а также суммарные относительные погрешности при определении потерь горючими $\sigma_{q_4}^{отд.}$ в отдельных очаговых остатках представлены в нижеследующей табл.2.

Таблица 2

Вид очаговых остатков	Топка с цепной решеткой			Пылеугольная топка		
	$\sigma_{а.шл.пр.}$ %	$\sigma_{б\,пр}^{г}$ %	$\sigma_{шл+пр}^{г}$ %	$\sigma_{а.шл.пр}$ %	$\sigma_{б\,пр}^{г}$ %	$\sigma_{шл+ун}^{г}$ %
Шлак из топки с цепной решеткой и шлак из топки с сухим шлакоудалением	±I5	±20	±25	±20	±20	±30
Шлак из топки с жидким шлакоудалением	-	-	-	±30	±30	±40
Зола из отдельных мест котла или золоуловителей	±I0	±5	±I0	±I0	±5	±I0
Унос	±I5	±5	±I5	±I5	±5	±I5
Провал:						
каменный уголь	±I0	±I0	±I5	-	-	-
бурый уголь	-	-	±20	-	-	-
пыль в сбросе	-	-		±I5	±5	±I5

Влияние остальных погрешностей можно не учитывать, так как вся потеря горючих веществ в очаговых остатках выражается у топок с решетками

$$q_4 = q_4^{шл} + q_4^{ун} + q_4^{пр} + q_4^{зол} \qquad (2.3)$$

Соответственная относительная погрешность определяется в процентах:

$$\sigma_{q_4} = \pm\sqrt{\left(\frac{q_4^{шл}}{q_4}\cdot\sigma_{q_4^{шл}}\right)^2 + \left(\frac{q_4^{ун}}{q_4}\cdot\sigma_{q_4^{ун}}\right)^2 + \left(\frac{q_4^{зол}}{q_4}\cdot\sigma_{q_4^{зол}}\right)^2 + \left(\frac{q_4^{пр}}{q_4}\cdot\sigma_{q_4^{пр}}\right)^2} \qquad (2.4)$$

ТЕХНИЧЕСКАЯ БИБЛИОТЕКА
ИЦ ЭНЕРГОПРОГРЕСС
ИНВ. № 1329

топок с сухим шлакоудалением:

$$q_ч = q_ч^{шл} + q_ч^{зол} + q_ч^{чн} + q_ч^{сбр} \qquad (2.5)$$

Соответствующая относительная погрешность определяется в процентах:

$$\sigma_{q_ч} = \pm \sqrt{\left(\frac{q_ч^{шл}}{q_ч}\sigma_{q_ч^{шл}}\right)^2 + \left(\frac{q_ч^{зол}}{q_ч}\sigma_{q_ч^{зол}}\right)^2 + \left(\frac{q_ч^{чн}}{q_ч}\cdot\sigma_{q_ч^{чн}}\right)^2 + \left(\frac{q_ч^{сбр}}{q_ч}\cdot\sigma_{q_ч^{сбр}}\right)^2} \qquad (2.6)$$

2.3.3. Относительная погрешность σ_{q_2} при определении потери теплом в уходящих газах в процентах:

$$\sigma_{q_2} = \pm\sqrt{\sigma_\alpha^2 + \sigma_{\Delta t}^2}\ , \% \qquad (2.7)$$

где: σ_2 – относительная погрешность при определении коэффициента избытка воздуха α ;

$\sigma_{\Delta t}$ – относительная погрешность при определении температуры $t_{х.в.}$ воздуха, поступающего в котел, и температуры уходящих газов $t_{ух.}$;

Относительная погрешность σ_α в процентах

$$\sigma_\alpha = \pm\ (I4 - 0{,}5\ CO_2)\% \qquad (2.8)$$

или $$\sigma_\alpha = \pm\ (4 + 0{,}5\ O_2)\% \qquad (2.9)$$

При этом формула $\sigma_\alpha = \pm(I4 - 0{,}5\ CO_2)$ может применяться только при сжигании угля, а формула $\sigma_\alpha = \pm(4 + 0{,}5\ O_2)$ при любом топливе и смеси топлив.

Относительная погрешность $\sigma_{\Delta t}$ в процентах:

$$\sigma_{\Delta t} = \pm\ 100\ \frac{10}{t_{ух} - t_{хв}}\ , \% \qquad 2.I0)$$

Эти величины являются ориентировочными. В случае определения содержания CO_2 или O_2 и температуры газов в нескольких характерных точках одного же сечения или сетевым измерением относительная погрешность этих величин может быть определена точнее.

2.3.4. Относительная погрешность при определении потерь с физическим теплом очаговых остатков

2.3.4.I. При прямом измерении температуры остатков (пирометром, термопарой и т.д.)

$$\upsilon_{q_6} = \pm 30\% \qquad (2.II)$$

2.3.4.2. При косвенном измерении температуры остатков по нагреванию воды в ванне:

$$\upsilon_{q_6} = \pm I5\% \qquad (2.I2)$$

2.3.5. Относительная погрешность υ_{q_5} при определении потери тепла в окружающую среду:

$$\upsilon_{q_5} = \pm 50\% \qquad (2.I3)$$

2.3.6. Относительную погрешность при определении потери охлаждающей воды можно не учитывать.

2.3.7. Общая относительная погрешность при определении потерь вычисляется из относительных ошибок отдельных потерь в процентах

$$\upsilon_q = \pm \frac{\sqrt{\Sigma (q \cdot \upsilon_q)^2}}{\Sigma q}, \% \qquad (2.I4)$$

где: $\Sigma (q \cdot \upsilon_q)^2 = (q_3 \cdot \upsilon_{q_3})^2 + (q_4 \cdot \upsilon_{q_4})^2 + (q_2 \cdot \upsilon_{q_2})^2 + (q_6 \cdot \upsilon_{q_6})^2 + (q_5 \cdot \upsilon_{q_5})^2$ (2.I5)

$$\Sigma q = q_2 + q_3 + q_4 + q_6 + q_5, \% \qquad (2.I6)$$

2.3.8. Общая относительная погрешность при определении КПД брутто в процентах от использованного тепла вычисляется

$$\upsilon_\eta = \pm \frac{\Sigma q}{100 - \Sigma q} \times \upsilon_q, \% \qquad (2.I7)$$

2.3.9. Общая относительная погрешность в процентах от располагаемого тепла определяется по формуле:

$$\delta_\eta = \pm \eta \cdot \frac{\upsilon_\eta}{100}, \% \qquad (2.I8)$$

Уровень значений относительных погрешностей измерений, имеющих место при испытаниях котла, приведен в табл. 3.

Таблица 3

Измеряемый параметр	Способ измерения	Средняя квадратичная погрешность
1. Расход воды	сужающим устройством	±(I,5 - I,7)%
2. Расход пара и газа	-"- -"-	±(2,5 -3,0)%
3. Расход воздуха, газа	напорными трубками	±(2,0 - 2,5)%
4. Температура	термоэлектрическим термометром	±(2,5 - 5,0)%
	термометром сопротивления	±(0,25 - 0,5)%
	ртутные термометры	±(0,5 -I,5)%
5. Давление	пружинными манометрами	±(I,8 - 2,6)%
	жидкостные тягонапоромеры	±(2 - 2,5)%
	микроманометрами	±(0,5 - I,0)%
6. Расход электроэнергии с.н.	ваттметры	± I,5%
	электрические счетчики	±(2,5 - 3,0)%
7. Газовый анализ	газоанализатор ГХП	
CO_2		±(3 - 3,2)%
O_2		±(3,5 - 3,7)%
8. Топливо:		
влажность		± 0,25%
зольность		±(0,3 - 0,5)%
теплота сгорания		±(0.I5 - 0,3)%

3. УСЛОВИЯ ИСПЫТАНИЙ

3.1. В период испытаний в котел должно подаваться топливо с качеством, предусмотренным рабочей программой испытаний.

3.2. Режим работы котла должен быть стабильным, а флуктационные отклонения от заданных параметров должны быть соизмеримы с классом точности измерительных приборов.

3.3. Длительность опыта регламентируется временем, необходимым для отбора проб и проведения всех измерений в количестве, достаточным для их статистической обработки (свыше 15 измерений).

3.4. В период как до, так и между отдельными режимами должны обязательно выдерживаться нижеуказанные продолжительности опытов и условия работы котла:

продолжительность работы котла от растопки до начала испытания - не менее 48 час; при сжигании газа и мазута не менее 24 час;

длительность выдерживания испытательной нагрузки непосредственно перед опытом - не менее 3 час ;

допустимые отклонения нагрузки котла в период ее выдерживания непосредственно перед опытом для котлов $Д > 200$ т/ч - не более ± 5 %, для котлов $Д < 200$ т/ч - не более ± 10 % ;

длительность перерыва между двумя режимами испытаний (при постоянной нагрузке топки котла) при сжигании газа и мазута - не менее 30 мин., при сжигании твердого топлива - не менее 60 мин;

длительность перерыва между двумя режимами при изменении тепловой нагрузки топки (не более 20-25 %) при сжигании газа и мазута - не менее 60 мин, при сжигании твердого топлива - не менее 120 мин ;

допустимые колебания нагрузки во время перерыва опытов для котлов $Д > 200$ т/ч - не более ± 5 %, для котлов $Д < 200$ т/ч - не более ± 10 % ;

длительность режимных опытов (определение влияния режимных факторов на работу котла) - не менее 60 мин;

длительность основных опытов по определению составляющих потерь и КПД (брутто, нетто) - не менее 120 мин.

3.5. Допускаемые отклонения показателей работы котла при испытаниях представлены в табл.1. Характер отклонений должен быть плавным (не более 2% в мин.) для обеспечения точного измерения контролируемых величин.

3.6. На пылеугольных и мазутных котлах за один час до начала испытания должна быть проведена очистка поверхностей нагрева всеми оснащенными средствами очистки.

3.7. На пылеугольных котлах с твердым шлакоудалением за один час до начала испытания должен быть спущен шлак. При определении количества шлака, накопленного за время опыта, необходимо учитывать шлак, скопившийся за этот час.

3.8. При проведении испытаний должны быть обеспечены:

надежная работа СИ;

одновременность отсчета показаний СИ;

регулярная запись показаний СИ в журнале наблюдений, а для регистрирующих приборов на диаграммных лентах.

3.9. Непрерывная продувка должна быть закрыта, если это допускает водно-химический режим, либо необходимо учитывать ее расход.

4. ПОДГОТОВКА И ПРОВЕДЕНИЕ ИСПЫТАНИЙ

4.1. В объем работ по организации испытаний и подготовительных работ входит:

ознакомление с техдокументацией котла и снятие эксплуатационной характеристики;

оценка состояния оборудования, оснащенности средствами регулирования, КИПиА ;

составление и передача ТЭС перечня работ по устранению выявленных недостатков оборудования, устройств регулирования, КИПиА ;

составление и передача ТЭС задания на изготовление и установку приспособлений, устройств, аппаратуры и дополнительно устанавливаемых измерений ;

составление и согласование с руководством ТЭС рабочей программы и методики испытаний ;

составление акта о состоянии основного и вспомогательного оборудования котла перед началом испытаний и соответствии требованиям ПТЭ.

4.2. Рабочими программой и методикой должны быть уточнены следующие вопросы:

цели испытаний ;

обеспечения обусловленных рабочих параметров ;

количества и длительность опытов ;

обеспечения поставок обусловленного топлива в достаточном количестве ;

общие вопросы эксплуатации и ответственности за работу установки во время испытаний ;

обеспечения лабораторией проведения необходимых анализов топлива и остатков ;

обеспечения резервных проб топлива ;

отклонения от методики измерений, изложенной в программе ;

выбор и принятие термодинамических таблиц пара и воды для расчета ;

состояние котла, т.е. чистота поверхностей нагрева, износ и газоплотность, работа очистного оборудования;

эксплуатация системы продувки, если она будет использоваться, метод измерения продувки;

работа золосмывного оборудования;

методика отбора проб топлива;

методика определения размолоспособности топлива;

методика определения очаговых остатков;

методика определения потерь тепла со шлаком в шлаковой ванне и с очаговыми остатками;

методика отбора проб очаговых остатков;

методика проведения анализа уходящих газов;

методика определения температуры уходящих газов и холодного воздуха;

метод измерения расхода электроэнергии на собственные нужды котла;

метод определения величины потерь тепла в окружающую среду;

периодичность измерений в опытах;

объем измерений и место установки средств измерений;

условия, при которых опыт считается неудовлетворительным и должен быть прекращен;

метод определения поправочных коэффициентов на отклонение во время испытаний от расчетных $Q_p^н$, $t_{х.в}$, $t'_{рвп}$, $t_{п.в.}$, $\alpha_т$, z.

4.3. До проведения испытаний осуществляются подготовительные работы, в процессе которых должны быть:

смонтированы и налажены средства измерений, необходимые для испытаний;

произведена проверка правильности установки измерительных устройств, соответствия чертежам. Прокладка соединительных линий

измерений расходов и давлений должна отвечать требованиям РД-50-213-80;

произведена проверка работы используемых средств испытаний;

топка, газоходы, воздуховоды, обшивка экономайзера и воздухоподогревателя должны быть проверены на плотность и все сверхнормативные присосы должны быть устранены;

устранены недоделки или неисправности, препятствующие проведению испытаний;

произведен осмотр поверхностей нагрева и при необходимости их очистка;

проверена и доведена до нормы плотность паровой арматуры и диберов газовоздушного тракта.

4.4. Непосредственно перед испытаниями должны быть:

распределен по постам наблюдения и проинструктирован (в том числе и по технике безопасности) персонал, привлекаемый к испытаниям;

произведено обучение и тренировка персонала, привлекаемого испытаниям (наблюдателей), по производству отборов проб, газового анализа и записей контролируемых параметров;

отработаны действия эксплуатационного и наладочного персонала, их взаимодействие, связь между постами наблюдения;

проведены прикидочные опыты с анализом полученных результатов и оценкой правильности действий персонала, участвующего в испытаниях.

4.5. После завершения подготовительных работ предусмотренные рабочей программой опыты проводятся, как правило, в три этапа:

I этап - предварительные опыты для выявления общей картины работы котла (фотография эксплуатационного режима, снятие, при необходимости, температурных, концентрационных и скоростных полей

по сечениям газовоздушного тракта, определение присосов воздуха в топку, по тракту дымовых газов и по пылеприготовительной установке ; проверка и корректировка равномерности распределения топлива и воздуха по горелкам ; наладка питателей пыли и тарировка мазутных форсунок).

II этап - режимно-наладочные работы (составление аэродинамической, гидравлической и температурной характеристик котла, определение оптимального положения факела в топке, определение регулировочного диапазона котла без изменения состава вспомогательного оборудования и количества работающих горелочных устройств, определение технического минимума нагрузки с изменением состава вспомогательного оборудования, определение максимальной кратковременной нагрузки котла, определение максимальной нагрузки котла при работе с одним дымососом или дутьевым вентилятором и на разных частотах вращения их электродвигателей, разработка и реализация мероприятий по устранению выявленных ненормальностей и ограничений в работе оборудования).

III этап - опыты по выявлению наиболее выгодных (оптимальных) по экономичности режимов работы оборудования и опыты по сведению теплового баланса котла (определение оптимальной тонкости помола, определение оптимального избытка воздуха, оптимальной степени рециркуляции газов, изменения экономичности котла от нагрузки и др. характеристик котла в зависимости от конкретных целей и задач испытаний), опыты по определению поправок к энергетической характеристике котла.

4.6. В основу всех режимных экспериментов положено условие максимально допустимой стабильности расхода топлива, что позволяет поддерживать в течение опыта строго постоянную тепловую нагрузку топки.

4.7. Для повышения достоверности и точности определения КПД брутто и нетто) котла основные балансовые опыты по определению

оставляющих потерь дублируются. Воспроизводимость результатов испытаний по КПД котла должна быть по значению не выше допустимой предельной погрешности. Результат определяется как среднеарифметическое значение. При воспроизводимости результатов опытов по величине более чем ±I% опыт должен быть повторен.

4.8. Отсчеты показаний приборов должны производиться с частотой, необходимой для определения действительной средней величины Интервал времени между отсчетами должен быть 5-I5 минут при условии не менее I5 равномерно расположенных отсчетов.

4.9. На диаграммной ленте самопишущих приборов, используемых при испытаниях, должны быть указаны дата проведения испытания, наименование измеряемой величины и сделаны не менее двух отметок текущего времени.

4.I0. В журнале наблюдения указывают наименование объекта испытаний, дату проведения и номер опыта, режим работы котла, номер поста наблюдения, фамилию наблюдателя, измеряемые физические величины и их единицы измерения, время отсчета и показания измерительных приборов.

4.II. Опыт может быть прерван или забракован после его проведения в случае серьезных противоречий в полученных данных, значительного расхождения свойств топлива, сжигаемого во время опыта, и требуемого по условиям испытаний, недопустимого колебания давления, расхода или температуры пара, вызвавших нарушение стабильности режима (колебания параметров имели место длительное время, их величины выходили за пределы критериев, изложенных в п. 2.I.4 табл.I).

5. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЙ

5.I. Различают две стадии обработки материалов: предварительную обработку, проводимую в ходе испытаний или сразу же по окончании серии опытов и окончательную обработку, осуществляемую после завершения всей экспериментальной части испытаний.

5.2. Предварительная обработка материалов позволяет оценить выполненные опыты с точки зрения соблюдения условий, определяющих правильное их проведение и принять решение о возможности зачета этих режимов или необходимости их повторения. При предварительной обработке используются, как правило, упрощенные методы расчета и эмпирические уравнения.

5.3. Окончательная обработка материалов испытаний заключается в:

отборе материалов измерений, подлежащих обработке и анализу;

расшифровке всех диаграмм самопишущих приборов с учетом масштабов и поправок;

установлении средних значений измеряемых величин за опыт;

составлении тепловых балансов котлоагрегата и определении его основных теплотехнических характеристик;

составлении таблиц с результатами измерений, построении отчетных графических зависимостей;

анализа погрешностей измерений и обработки.

5.4. При статистической обработке результатов испытаний (опытов) следует руководствоваться ГОСТ 8.207-76, в соответствии с которым следует выполнить следующие операции:

исключить грубые погрешности в соответствии с указаниями, приведенными в ~~ГОСТ II.002-73~~ СТ СЭВ 545-77;

вычислить среднее арифметическое результатов наблюдений, принимаемое за результат измерения;

исключить из среднего арифметического результата измерения известные систематические погрешности;

вычислить оценку среднего квадратичного отклонения результата наблюдения согласно ~~разд.I ГОСТ II.004-74;~~ СТ СЭВ 876-78

вычислить оценку среднего квадратичного отклонения результата измерения по ГОСТ 8.207-76;

проверить гипотезу о том, что результаты наблюдения принадлежат нормальному распределению;

вычислить доверительные границы погрешности результата измерений при доверительной вероятности Р равной 0,95.

Расчет погрешностей результатов [illegible] косвенных измерений проводится используя формулы справочного приложения ГОСТ 8.381-80.

5.5. Количественные показатели точности измерений, способы их выражения и формы представления результатов измерений определяются и устанавливаются в соответствии с ~~ГОСТ 8.011-72~~. МИ 1317-86

5.6. Расчет показателей и характеристик котла производится по формулам, представленным в таблице расчетных формул (см.приложение 2).

Результаты обработки данных представляются в виде графиков и таблиц.

5.7. Отчет по испытаниям должен быть оформлен в соответствии с ГОСТ 7.32-~~81~~ 91 или СТП 7010000302-82 и содержать описание испытуемого объекта, программу и методику испытаний, схему измерений с перечнем использованных СИ, описание условий проведения испытаний (режимы работы, состояние оборудования), результаты испытаний и их анализ, выводы и рекомендации.

5.8. При составлении характеристик котла необходимо руководствоваться следующими основными положениями:

характеристики составляются при оптимальных условиях работы котла, а именно: расчетных параметрах пара, температуре питательной

воды и холодного воздуха, оптимальных коэффициентах избытка воздуха ;

оптимальные коэффициенты избытка воздуха выбираются с учетом общей экономичности котла и вспомогательного оборудования, а также надежности оборудования ;

в случае испытаний котла в нерасчетных условиях, т.е. неодинаковых параметров пара, температуры питательной воды и холодного воздуха, что, как правило, имеет место в эксплуатационных условиях, при составлении характеристики необходимо вносить соответствующие поправки.

5.9. При составлении энергетической (нормативной)характеристики котла и вспомогательного оборудования необходимо руководствоваться "Руководящими указаниями по объему, содержанию и форме типовых энергетических характеристик турбо и котлоагрегатов". СЦНТИ, Л., 1973 г.

Значения тепловых потерь и расходов электроэнергии на с.н., определенных в опытах, необходимо приводить к одинаковым условиям введением соответствующих поправок.

5.10. Выводы об уровне технико-экономических показателей котла должны обязательно делаться на основании сравнения значений полученных при испытаниях (с учетом погрешностей измерения) со значениями технической (теплового расчета) и нормативно-технической (ГОСТ 3619-82) документации, а также техусловиями на поставку котла.

Выводы должны быть конкретными, однозначными и исключать возможность принятия несовместимых решений.

5.11. Поправки к температуре уходящих газов и КПД котла на изменение $Q_р^н$, $t_{х.в.}$, $t_{рвл}$, $\alpha_т$, $t_{п.в.}$, r определяются аналитическим методом, используя данные теплового расчета, либо экспериментально полученные данные. Поправки могут быть получены и опытным

утем, однако этот способ по своей трудоемкости не есть предпочительным.

5.12. В любом приводимом результате последняя значащая цифра олжна быть того же порядка величины (находится в той же десятичой позиции), что и погрешность.

Экспериментальные погрешности должны округляться до одной начащей цифры. Если первая значащая цифра погрешности I или 2, о целесообразно сохранять две значащие цифры.

Однако, используемые в расчетах числа должны, как правило, одержать на одну значащую цифру больше, чем это оправдано. Это меньшит неточности, возникающие при округлении чисел. В конце асчета окончательный ответ следует округлить и избавиться от этой обавочной и незначащей цифры.

6. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

6.I. Лица, участвующие в проведении испытаний, должны знать выполнять требования, изложенные в "Правилах техники безопаснои при эксплуатации теплотехнического оборудования электростанций тепловых сетей", утвержденных Минэнерго СССР 5 ноября 1985 г., иметь запись в удостоверении о проверке знаний.

Приложение I

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящей методике используются следующие термины:

I. Паровой стационарный котел.

Котел, снабженный одним или несколькими пароперегревателями, экономайзерами, воздухоподогревателями, включающий:

устройство для подготовки и ввода топлива в котел;

устройство для улавливания золы с недожегом или пыли с целью их повторного использования в топке;

оборудование для регулирования и контроля горения и температуры пара;

вспомогательное оборудование, необходимое для нормальной эксплуатации котла.

В котел не включается:

устройство для подачи угля вплоть до выхода из бункера сырого угля;

устройство для золоулавливания и золоудаления (исключая приспособление для возврата в топку);

установка шлакоудаления;

мазутохозяйство до входа в мазутоподогреватель;

газопроводы до отсечного клапана или запорной задвижки на распределительных линиях подачи газа к индивидуальным горелкам;

подогреватели воды перед экономайзером;

паропроводы и питательные трубопроводы, находящиеся за пределами запорных задвижек котла.

2. Выработанное тепло.

Тепло пара, выработанное котлом за вычетом тепла питательной воды и тепла пара, возвращенного в пароводяной тракт котла. Выработанное тепло определяется прямым измерением.

3. Располагаемое тепло.

Количество тепла, соответствующее потребляемому котлом топливу,

пределенное на основе низшей теплоты сгорания плюс все тепло, общаемое котлу от внешних источников.

4. Термический КПД брутто.

Отношение количества выработанного тепла к располагаемому плу.

Термический КПД определяется прямым или обратным методом. рямой метод определения КПД может применяться в том случае, если меется возможность непосредственно с достаточной степенью точнос- измерить расход топлива и заключается в определении количества пла, подведенного с топливом и воздухом (располагаемое тепло) тепла, отведенного с водой и паром (выработанного тепла).

Обратный метод определения КПД брутто заключается в опреде- нии всех потерь теплового баланса котла. КПД брутто котла по братному методу определяется путем вычитания из 100% всех потерь плового баланса котла, выраженных в процентах.

При применении прямого или обратного метода определения КПД рутто котла, коэффициент полезного действия выражается через низ- ую рабочую теплоту сгорания топлива и составляется на 1 кг твер- ого и жидкого или 1 $м^3$ газообразного топлива (при нормальных ус- овиях).

5. КПД нетто.

Коэффициент полезного действия с учетом расхода тепла и лектроэнергии на собственные нужды котла.

6. Единица теплоты сгорания

Теплота сгорания выражается в калориях или джоулях (1 кало- ия = 4,1868 джоулей).

Значения теплоты сгорания должны рассчитываться при постоян- ом давлении и быть приведены к одной стандартной атмосфере, равной ,01326 х 10^6 дин/$см^2$. Эталонная температура для расчета тепла твер- ого топлива, жидкого и газообразного топлив равна 20 °С.

7. Низшая теплота сгорания твердого или жидкого топлива вна высшей теплоте сгорания минус скрытая теплота испарения при стоянном давлении воды, содержащейся в топливе, и воды, образуейся при сжигании топлива. Низшая теплота сгорания при постоянном авлении выражается в кДж/кг (ккал/кг):

$Q_p^н = Q_p^в - 6(W^p + 9H^p)$ - при температуре 0 °С;

$Q_p^н = Q_p^в - 5{,}86(W^p + 9H^p)$ - при температуре 20 °С,

де: $Q_p^в$ - высшая теплота сгорания в кДж (ккал) на килограмм топлива при постоянном давлении, приведенная к нормальной эталонной температуре 20 °С;

H^p - процент массы водорода в топливе в состоянии, которому соответствует $Q_p^в$ и $Q_p^н$, исключая водород, содержащийся во влаге и в минеральных веществах топлива;

W^p - общий процент влажности в топливе в состоянии, которому соответствует $Q_p^в$ или $Q_p^н$

9. Высшей теплотой сгорания твердого и жидкого топлива называется количество тепловой энергии, заключенной в единице массы оплива и определяется числом кДж (ккал), выделяемых при полном горании пробы топлива в калориметрической бомбе под давлением 25 кгс/см^2 в атмосфере кислорода при постоянном объеме.

Определенная таким образом высшая теплота сгорания должна ыть приведена к нормальной эталонной температуре 20 °С. Это вели-ина достаточно близка к теплоте сгорания при постоянном давении, ее можно использовать без поправок.

I0. Высшая теплота сгорания газообразного топлива при постоянном давлении есть количество тепла, выделившегося при сжигании в алориметре объемной единицы газа при постоянном давлении. Эталонные словия температуры и давления, при которых устанавливается теплота горания газообразного топлива, следующие: 20 °С и I,0332 кгс/см^2.

Низшая теплота сгорания газообразного топлива при постоянном давлении - это количество тепла, выделившегося при сжигании единицы объема газа при постоянном давлении в воздухе, в калориметре определенного типа. Продуктами сгорания являются: углекислый газ, вода (из водорода и углеродов) в парообразном состоянии, соединения серы с кислородом, кислород и азот. Газ и воздух, используемые для горения и продукты сгорания определяются при одинаковой эталонной температуре.

II. Другие термины и применяемые обозначения приведены в табл. приложения 2.

Приложение 2

ТАБЛИЦЫ РАСЧЕТНЫХ ФОРМУЛ

I. Расчет теплового баланса

Наименование величины	Расчетная формула
1. Общее уравнение теплового баланса Q_p, кДж/кг, кДж/м3 (ккал/кг, ккал/м3) или %	$Q_p^p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + Q_{6\,охл.}$ или $100 = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6 + q_{6\,охл.}$
2. Располагаемое тепло на I кг или I м3 топлива Q_p^p, кдж/кг, кдж/м3 (ккал/кг, ккал/м3)	$Q_p^p = Q_н^p + Q_{в.вн} + Q_{тл} + Q_ф + Q_к$
3. Тепло, внесенное в котел воздухом, подогретым вне котла $Q_{в.вн}$, кдж/кг, кдж/м3 (ккал/кг, ккал/нм3)	$Q_{в.вн} = \beta' [(J_в^o)' - J_{хв}^o]$
4. Отношение количества воздуха на входе в воздухоподогреватель к теоретически необходимому, β'	$\beta' = \alpha_т - \Delta\alpha_т - \Delta\alpha_{пл с} + \Delta\alpha_{вп.}$
5. Теплосодержание теоретически необходимого количества воздуха на выходе из калорифера ($J_в^o$), кдж/кг, кдж/м3 (ккал/кг, ккал/нм3)	См.п.2 приложения
6. То же холодного воздуха (на входе в калорифер) $J_{х.в.}^o$	См.п.2 приложения
7. Физическое тепло топлива $Q_{тл}$, кдж/кг, кдж/м3 (ккал/кг, ккал/нм3)	$Q_{тл} = C_{тл} \cdot t_{тл}$
8. Теплоемкость рабочего твердого топлива $C_{тл}$, кдж/кг·К (ккал/кг°С)	$C_{тл} = 0{,}01\, W^p + C_{тл} \times 0{,}01 \times (100 - W^p)$
9. То же сухой массы топлива $C_{тл}^c$	
10. Теплоемкость мазута, $C_{тл}$, кдж/кг.К (ккал/кг °С)	$C_{тл} = 0{,}415 + 0{,}0006 \cdot t_{тл}$
11. Теплоемкость газообразного топлива $C_{тл}$, кдж/м3.К (ккал/нм3 °С)	$C_{тл} = CH_2H_2 + C_{co}CO + C_{cH4}CH_{4+} + C_{co2}\,CO_2$
12. Тепло, вносимое в котел с паровым дутьем $Q_ф$, кдж/кг (ккал/кг)	$Q_ф = G(i_{ср} - 586)$ – при температуре 20 °С
13. Тепло, затраченное на разложение карбонатов Qк, кдж/кг (ккал/кг)	$Q_к = 9{,}7\ К\ (CO_2)_к^p$

Наименование величины	Расчетная формула
14. Углекислота карбонатов $(CO_2)^p_к$, %	
15. Коэффициент разложения карбонатов, K^n	при слоевом сжигании $K=0,7$ при камерном сжигании $K=1,0$
16. Потери тепла с уходящими газами q_2, % (%)	$q_2=\frac{Q_2}{Q^p_p}\cdot 100=\frac{(\vartheta_{ух}-J^0_{х.в.}\alpha_{ух})(100-q_4}{Q^p_p}$
17. Потери тепла от химической неполноты сгорания q_3, %	$q_3=\frac{Q_3}{Q^p_p}\cdot 100=\frac{V_{с.г}(30,18CO+85,55\cdot CH_4+$ $25,79H_2+141,1\cdot C_mH_m)}{Q^p_p}\frac{100-q_4}{100}$
18. То же, при отсутствии H_2, CH_4 C_mH_m	$q_3=\frac{56,6}{Q^p_н}\cdot K^p\cdot\frac{CO}{RO_2+CO}\cdot\frac{100-q_4}{100}$ $K^p=C^p+0,375\cdot S^p$
19. Общая потеря тепла от механической неполноты сгорания Q_4, кдж/кг (ккал/кг), %	$Q_4=Q_4^{шл+пр}+Q_4^{зол}+Q_4^{ун}$ или $q_4=q_4^{шл+пр}+q_4^{зол}+$ $+q_4^{ун}=\frac{78,3\cdot A^p}{Q^p_p}\left(a_{шл+пр}\frac{C^т_{шл+пр}}{100-C^т_{шл+пр}}+a_{зол}\times\right.$ $\left.\times\frac{C^т_{зол}}{100-C^т_{зол}}+a_{ун}\frac{C^т_{ун}}{100-C^т_{ун}}\right)$
20. Потери тепла в шлаке и провале $Q_4^{шл+пр}$, кдж/кг (ккал/кг)	$Q_4^{шл+пр}=\frac{78,3\cdot A^p\cdot a_{шл+пр}}{100}\cdot\frac{C^т_{шл+пр}}{100-C^т_{шл+пр}}$
21. Потери тепла в золе $Q_4^{зол}$, кдж/кг (ккал/кг)	$Q_4^{зол}=\frac{78,3\cdot A^p\cdot a_{зол}}{100}\cdot\frac{C^т_{зол}}{100-C^т_{зол}}$
22. Потери тепла в уносе $Q_4^{ун}$, кдж/кг (ккал/кг)	$Q_4^{ун}=\frac{78,3\cdot A^p\cdot a_{ун}}{100}\cdot\frac{C^т_{ун}}{100-C^т_{ун}}$
23. Доля золы топлива в шлаке и провале $a_{шл+пр}$	
24. Доля золы топлива в золе $a_{зол}$	
25. Доля золы топлива в уносе $a_{ун}$	
26. Содержание горючих в шлаке и провале $C^т_{шл+пр}$, %	
27. Содержание горючих в золе $C^т_{зол}$, %	
28. Содержание горючих в уносе $C^т_{ун}$, %	

Наименование величины	Расчетная формула
29. Потери тепла котлом в окружающую среду q_5, %	$q_5 = \frac{Q_5}{Q_p^p} \cdot 100$
30. Потери тепла с физическим теплом шлака и провала q_6, %	$q_6 = \frac{Q_6^{шл+пр}}{Q_p^p} 100 = \frac{Q_{шл+пр}(C\phi)_{шл+пр} \cdot A^p}{Q_p^p}$
31. Теплосодержание шлака и провала $(C\phi)_{шл+пр}$, кдж/кг (ккал/кг)	
32. Потери тепла на охлаждение не включенных в гидравлическую систему панелей и балок $q_{6охл}$, %	$q_{6охл} = \frac{Q_6^{охл}}{Q_p^p} \cdot 100 = \frac{100 \cdot 10^3 H_{охл}}{Q_{к.а}}$
33. Лучевоспринимающая поверхность панелей и балок, $H_{охл.}$, м2	
34. Полное количество тепла, полезно отданное в котле (при сведении обратного баланса) $Q_{к.а}$, кдж/с (ккал/час)	$Q_{к.а} = D_{пе}(i_{пп} - i_{п.в}) + D_{нп}(i_{нп} - i_{пв}) + D_{пр}(i_{нас} - i_{п.в}) + \sum [D_{вт}(i''_{вт} - i'_{вт}) + Q_{отд}] + d_{впр.}(i''_{вт} - i_{впр})$.
35. Количество свежего пара $D_{пе}$, кг/с (кг/ч)	
36. Количество насыщенного пара, отданное помимо перегревателя, $D_{н.п.}$, кг/с (кг/ч)	
37. Количество постоянной продувки $D_{пр}$, кг/с (кг/ч)	
38. Количество промперегретого пара $D_{вт}$, кг/с (кг/ч)	
39. Количество тепла, отдаваемого на сторону $Q_{отд.}$, кдж/с (ккал/ч)	
10. Теплосодержание перегретого пара $i_{пп}$, кдж/кг (ккал/кг)	
11. Теплосодержание питательной воды $i_{пв}$, кдж/с (ккал/кг)	
12. Теплосодержание насыщенного пара $i_{н.п.}$, кдж/кг (ккал/кг)	
13. Теплосодержание кипящей воды в барабане $i_{кип.}$, кдж/кг (ккал/кг)	

Наименование величины	Расчетная формула
44. Теплосодержание на выходе из промперегрева $i''_{вт}$, кдж/кг (ккал/кг)	
45. Теплосодержание на входе в промперегреватель $i'_{вт}$, кдж/кг (ккал/кг)	
46. Суммарная потеря тепла в котле Σq, %	$\Sigma q = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6 + q_{6\,охл.}$
47. Коэффициент полезного действия котла (брутто) $\eta_{к.а.}$, %	$\eta_{к.а} = 100 - \Sigma q$
48. Расход топлива, подаваемого в топку (при сведении обратного баланса) В, кг/с (кг/ч)	$B = \frac{Q_{к.а.}}{Q_p^p \eta_{к.а.}} 100$
49. Полное количество тепла, полезно отданного в котле (при сведении прямого баланса) Q_1, кдж/кг (ккал/кг)	$Q_1 = \frac{Q_{к.а.}}{B}$
50. Коэффициент полезного действия (при сведении прямого баланса) $\eta_{к.а}$, %	$\eta_{к.а.} = \frac{Q_1}{Q_p^p} 100$

Примечание: Коэффициенты в расчетных формулах соответствуют системе тепловых единиц, основанной на калории.

2. Объемы и теплосодержания воздуха и продуктов сгорания

2.I. Твердое и жидкое топливо

Наименование величины	Расчетная формула
I. Теоретические количества сухого воздуха, необходимые для полного сгорания топлива V^0 м³/кг (нм³/кг), L^0, кг/кг (кг/кг)	$V^0 = 0{,}0889(C^p + 0{,}375 \cdot S^p_{орг+л}) + 0{,}265 H^p - 0{,}0333 Q^p_2$ $L^0 = 0{,}115(C^p + 0{,}375 \cdot S^p_{орг+л}) + 0{,}342 H^p - 0{,}0431 O^p_2$
2. Теоретический объем азота в продуктах сгорания $V^0_{N_2}$, м³/кг (нм³/кг)	$V^0_{N_2} = 0{,}79 V^0 + 0{,}8 \frac{N^p}{100}$
3. Объем трехатомных газов в продуктах сгорания V_{RO_2}, м3/кг (нм3/кг)	$V_{RO_2} = 1{,}866 \cdot \frac{C^p + 0{,}375\, S^p_{орг+к}}{100}$
4. Теоретический объем водяных паров $V^0_{H_2O}$, м3/кг (нм3/кг)	$V^0_{H_2O} = 0{,}111 \cdot H^p + 0{,}0124\, W^p + 0{,}016\, V^0$
5. Объем водяных паров в продуктах сгорания V_{H_2O}, м3/кг (нм3/кг)	$V_{H_2O} = V^0_{H_2O} + 0{,}0161(\alpha - 1)\, V^0$
6. Объем дымовых газов $V_г$, м3/кг (нм3/кг)	$V_г = V_{RO_2} + V^0_{N_2} + V_{H_2O} + (\alpha - 1) V^0$
7. Вес дымовых газов $G_г$, кг/кг (кг/кг)	$G_г = \frac{A^p}{100} + 1{,}306 \alpha V^0$
8. Объемные доли трехатомных газов η_{RO_2}, η_{H_2O}	$\eta_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_г}$ $\eta_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_г}$
9. Концентрация золы в дымовых газах μ, г/м3 (г/нм3)	$\mu = \frac{10 \cdot A^p \cdot a_{ун}}{V_г}$

2.2. Газообразное топливо

I. Теоретическое количество воздуха, необходимое для полного сгорания топлива V^0, м3/м3 (нм3/нм3)	$V^0 = 0{,}0476 \cdot [0{,}5\,CO + 0{,}5 H_2 + 1{,}5 H_2S + \Sigma(m + \frac{n}{4}) C_m H_n - O_2]$
2. Теоретический объем азота в продуктах сгорания $V^0_{N_2}$, м3/м3 (нм3/нм3)	$V^0_{N_2} = 0{,}79 \cdot V^0 + \frac{N_2}{100}$
3. Объем трехатомных газов V_{RO_2}, м3/м3 (нм3/нм3)	$V_{RO_2} = 0{,}01(CO_2 + CO + H_2S + \Sigma m C_m H_n)$

Наименование величины	Расчетная формула
4. Теоретический объем водяных паров $V^{o}_{H_2O}$, м3/м3 (нм3/нм3)	$V^{o}_{H_2O} = 0{,}01(H_2S + H_2 + \sum \frac{n}{2} C_m H_n + 0{,}124) + 0{,}0161\, V^{o}$
5. Объем водяных паров V_{H_2O}, м3/м3 (нм3/нм3)	$V_{H_2O} = V^{o}_{H_2O} + 0{,}0161(\alpha - 1) V^{o}$
6. Объем дымовых газов V_2, м3/м3 (нм3/нм3)	$V_2 = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O} + (\alpha - 1) V^{o}$
7. Удельный вес сухого газа кг/м3 (кг/нм3)	$\gamma^{c}_{c} = 0{,}01[1{,}96 \cdot CO_2 + 1{,}52\, H_2S + 1{,}25 N_2 + 1{,}43 \cdot O_2 + 1{,}25 CO + 0{,}09 H_2 + \sum (0{,}536 m + 0{,}045 n) \times C_m H_n]$
8. Вес дымовых газов G_2, кг/м3 (кг/нм3)	$G_2 = \gamma^{c}_{c} + \frac{d_2}{1000} + 1{,}306 \alpha V^{o}$
9. Содержание влаги в газе d, г/м3 (г/нм3)	

2.3. Теплосодержание дымовых газов

1. Теплосодержание дымовых газов $\mathcal{J}_2$, кдж/кг, кдж/м3 (ккал/кг, ккал/нм3)	$\mathcal{J}_2 = \mathcal{J}^{o}_{2} + (\alpha - 1)\mathcal{J}^{o}_{в}$
2. Теплосодержание дымовых газов при температуре ϑ °C $\mathcal{J}^{o}_{2}$, кдж/кг, кдж/м3 (ккал/кг, ккал/нм3)	$\mathcal{J}^{o}_{2} = V_{RO_2}(c\vartheta)_{CO_2} + V^{o}_{N_2}(c\vartheta)_{N_2} + V^{o}_{H_2O}(c\vartheta)_{H_2O} + \mathcal{J}_{зл}$
3. Теплосодержание теоретически необходимого количества воздуха при температуре ϑ °C $\mathcal{J}^{o}_{в}$, кдж/кг, кдж/м3 (ккал/кг, ккал/нм3)	$\mathcal{J}^{o}_{в} = V^{o}(c\vartheta)_{в}$
4. Теплосодержание золы $\mathcal{J}_{зл}$, кдж/кг (ккал/кг)	$\mathcal{J}_{зл} = (c\vartheta)_{зл} \cdot \frac{A^{p}}{100} a_{ун}$

3. Характеристика топлива

Наименование величины	Расчетная формула
1. Безразмерная характеристика для твердых и жидких топлив β	$\beta = 2{,}35 \frac{H^{p} - 0{,}126\, O^{p}_{2} + 0{,}04 N^{p}}{C^{p} + 0{,}375\, S^{p}_{орг} + к}$
2. Безразмерная характеристика при наличии в топливе карбонатов β	$\beta = 2{,}35 \frac{H^{p} + 0{,}126[O^{p}_{2} + 0{,}727 (CO_2)^{p}_{к} + 0{,}04 N^{p}}{C^{p} + 0{,}273 (CO_2)^{p}_{к} + 0{,}375 S^{p}_{орг} + к}$

Наименование величины	Расчетная формула
3. Безразмерная характеристика для газообразного топлива β	$\beta = \frac{0{,}269 \cdot N_2 + 0{,}395 \cdot CO + 0{,}396\, H_2 + 1{,}594 CH_4 + 2{,}389\, C_mH_n - 0{,}791 O_2 - 0{,}791}{CO_2 + 0{,}994 CO + 0{,}985\, CH_4 + 2{,}001 \cdot C_mH_n}$

4. Результаты анализа продуктов сгорания

Наименование величины	Расчетная формула
1. Состав сухих продуктов сгорания при неполном сгорании, %	$100 = RO_2 + O_2 + CO + CH_4 - 2C_m H_2$
2. То же при наличии в сухих дымовых газах неполноты сгорания лишь в виде CO, %	$100 = RO_2 + O_2 + CO + N_2$
3. Коэффициент избытка воздуха для случая полного сгорания (по "азотной" формуле) α	$\alpha = \frac{N_2}{N_2 - 3{,}76 \cdot O_2}$
4. Коэффициент избытка воздуха при наличии химической неполноты сгорания	$\alpha = \frac{N_2 - \frac{N_2^{TA}}{V_{c.r}}}{N_2 - \frac{N_2^{TA}}{V_{c.r}} - 3{,}76[O_2 - 0{,}5(CO + H_2) - 2CH_4 - 3C_mH_n]}$
5. То же, при сжигании газообразного топлива, содержащего более 3% азота	$\alpha = \frac{N_2 - \frac{N_2^{TA}}{V_{c.r}}}{N_2 - \frac{N_2^{TA}}{V_{c.r}} - 3{,}76[O_2 - 0{,}5(CO + H_2) - 2CH_4 - 3C_mH_n]}$
6. Для ориентировочной оценки коэффициента избытка воздуха	$\alpha = \frac{RO_{2\,max}}{RO_2}$
7. Максимальное содержание трехатомных газов, $RO_{2\,max}$, %	$RO_{2\,max} = \frac{20{,}96}{1 + \beta}$
8. Коэффициент избытка воздуха для случая полного сгорания (по "кислородной" формуле)	$\alpha = \frac{20{,}96}{20{,}96 - O_2}$
9. Коэффициент избытка воздуха при наличии химической неполноты сгорания	$\alpha = \frac{20{,}96}{20{,}96 - [O_2 - 0{,}5(CO + H_2) - 2CH_4 - 3C_mH_n]}$

5. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТОЧНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЙ

Пример : пылеугольный котел ТПП-312 паропроизводительностью 1000 т/ч. Топливо – длиннопламенные газовые угли; низшая теплота сгорания – 4500 ккал/кг, зольность 30%, $CO_2 = 11,6\%$; $\alpha_{ух} = 1,53$; $t_{ух} - t_{хв} = 164\ ^{\circ}C$; $q_2 = 10,2\%$; $q_3 = 0,0\%$; $q_4 = 0,8\%$; $q_5 = 0,2\%$; $q_6 = 0,6\%$, к.п.д. = 88,2%.

	Измеряемая величина	Прибор или метод	Максимальная допустимая погрешность	Значения для данного примера
I	2	3	4	5
I	Избыток воздуха	Аппараты Орса	$\vartheta_{\alpha} = \pm (14 - 0,5\ CO_2)\%$	± 8,2%
2	Температура газов на выходе и воздуха на входе	Термопары	$\vartheta_{\Delta t} = \pm 100 \frac{10}{t_{ух} - t_{хв}}\ \%$	± 6,1%
3	Потери тепла с уходящими газами, $q_2 = 10,2\%$		$\vartheta_{q_2} = \pm \sqrt{\vartheta_{\alpha}^2 + \vartheta_{\Delta t}^2}\ \%$	± 10,2%
4	Потери тепла в окружающую среду, $q_5 = 0,2\%$	Стандартные кривые	$\vartheta_{q_5} = \pm 50\%$	± 50%
5	Содержание горючих в очаговых остатках	Анализ		
	а) зола		$\vartheta_r^{зол.} = \pm 40\%$	± 40%
	б) шлака		$\vartheta_r^{шл.} = \pm 40\%$	
6	Доля очаговых остатков и отбор проб	Измерение запыленности газа и отбор проб		
	а) золы		$\vartheta_a^{зол} = \pm 15\%$	± 15%
	б) шлака		$\vartheta_a^{шл} = \pm 30\%$	
7	Потери тепла от механической неполноты сгорания, $q_4 = 0,8$		$\vartheta_{q_4} = \pm \sqrt{\vartheta_r^2 + \vartheta_a^2}$	± 42%
8	Потери с физическим теплом очаговых остатков $q_6 = 0,6\%$	Пирометр	$\vartheta_{q_6} = \pm 30\%$	± 30%

1	2	3	4	5
		Повышение температуры воды	$\vartheta_{qc} = \pm 15\%$	
9	Суммарная общая погрешность измерений потерь тепла		$\vartheta_q = \pm \frac{\sqrt{\Sigma (q \vartheta_q)^2}}{\Sigma q}$	$\pm 9{,}5\%$
10	Относительная погрешность определения к.п.д. котла		$\vartheta_\eta = \pm \frac{\Sigma q \vartheta_q}{\eta}$	$\pm 1{,}3\%$
11	Абсолютная погрешность определения к.п.д. котла		$\delta_\eta = \pm \frac{\eta}{100} \vartheta_\eta$	$\pm 1{,}1\%$
12	Точность определения к.п.д.			$88{,}2 \pm 1{,}1\%$

Главный метролог
НПО ЦКТИ
В.М.Домницкий
"10"ноября 1988г.

Заместитель генерального
директора НПО ЦКТИ
Е.К.Чавчанидзе
"10"ноября 1988г.

А Т Т Е С Т А Т Ы

Типовая методика испытаний стационарных паровых котлов МТ 701000.006-86

Методика распространяется на стационарные паровые котлы паропроизводительностью от 0,16 до 3950 т/ч и абсолютным давлением от 0,9 до 25,0 МПа с прямым сжиганием твердого, жидкого, газообразного или комбинации указанных топлив и устанавливает порядок организации проведения и обработки результатов испытаний паровых котлов.

Методика предназначена для проведения приемочных и аттестационных государственных испытаний в системе ГОГИ и экспериментально-наладочных работ по котлам на ТЭС.

Изложенные в методике порядок и методы испытаний стационарных паровых котлов, показатели точности, требования к средствам испытания, условия проведения, алгоритмы обработки и порядок оформления результатов испытаний и требования техники безопасности, соответствуют действующей нормативно-технической документации, метрологическим правилам и нормам.

На основании результатов аттестации, проведенной головной организацией по госиспытаниям продукции Минтяжмаша - НПО ЦКТИ "10"ноября 1988г., установлено что "Типовая методика испытаний стационарных паровых котлов" МТ 701000.006-86 соответствует своему назначению и может применяться при проведении государственных испытаний паровых котлов в системе ГОГИ и экспериментально-наладочных работах по паровым котлам на ТЭС.

Заведующий научно-исследовательским отделом по госиспытаниям, качеству и аттестации энергооборудования — Б.И.Козырев

Заведующий котельным отделом — Е.Э.Гильде

Ст.научн.сотрудник отдела приборов и метрологии — О.А.Городецкий

gost.e-ecolog.ru