

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР
ГЛАВНОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ

МЕТОДИКА
ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ
ТЕМПЕРАТУРЫ
УХОДЯЩИХ ГАЗОВ
В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОТЛАХ

МТ 34-70-025-86



СОЮЗТЕХЭНЕРГО
Москва 1986

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель начальника
Сметехуправления

А.П.Берсенев

1991 г.



Handwritten signature and date:
17.09.91

ИЗМЕНЕНИЕ № I МТ 34-70-025-86
Методика выполнения измерений температур
уходящих газов в энергетических котлах

Дата введения 01.01.92

Титульный лист и стр. 3. Обозначение "МТ 34-70-025-86"
заменить на "РД 34.11.307-86".

Срок действия методики продлить до 01.01.2002 г.

Пункт 7.2. Заменить слова: "Методическими указаниями по
разработке и аттестации методик выполнения измерений основных
параметров теплоэнергетического оборудования. МУ 34-70-014-82
(М.: СПО Союзтехэнерго, 1982)" на "ГОСТ 8.010-90".

Пункт 9.2. Заменить "(М.: Энергия, 1977)" на "(М.: Энерго-
атомиздат, 1989)".

Пункт 4.4. Заменить ссылку: "Инструкция о порядке приемки
установок теплотехнического контроля из монтажа и наладки" на
"РД 34.35.412-88 "Правила приемки в эксплуатацию из монтажа и на-
ладки средств управления технологическими процессами".

РГ ВТИ им. Ф.Э. Дзержинского
Заказ № 329 Тираж 620 экз.
Цена 5 к.

Р А З Р А Б О Т А Н О Всесоюзным дважды ордена Трудового Красного Знамени теплотехническим научно-исследовательским институтом им.Ф.Э.Дзержинского (ВИ), предприятием Южтехэнерго Производственного объединения по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей

И С П О Л Н И Т Е Л И В.Н.ФОМИНА, Э.К.РИНКУС, С.Ш.ПИНТОВ,
С.А.ОСТРОВСКИЙ (ВИ), В.А.ГАДЯК (Южтехэнерго)

У Т В Е Р Ж Д Е Н О Главным научно-техническим управлением энергетики и электрификации 20.03.86 г.

Заместитель начальника Д.Я.ШАМАРАКОВ

© СПО Совзтехэнерго, 1986.

Срок действия установлен
с 01.01.87 г.
до 01.01.92 г.

1. НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1. Настоящая Методика предназначена для применения при проектировании и эксплуатации систем измерения температуры уходящих газов (v_{yx}) энергетических котлов на ТЭС.

Результаты измерения v_{yx} подлежат использованию при ведении технологического режима и расчете технико-экономических показателей работы котла при стационарной нагрузке.

1.2. На измерения v_{yx} в нестационарных режимах работы котлов (при пуске, останове) норма точности измерений не устанавливается. Результаты измерений по данной Методике в этих режимах могут использоваться лишь как оценочные без регламентации показателей точности.

2. ИЗМЕРЯЕМЫЙ ПАРАМЕТР И УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЯ

2.1. Под температурой уходящих газов понимается средневзвешенная по полю скоростей газов температура в балансовом сечении газохода, расположенном за последней по ходу газов поверхностью нагрева - воздухоподогревателем.

2.2. В связи с использованием v_{yx} для оценки потерь с уходящими газами (q_2) измерения v_{yx} и коэффициента избытка воздуха в газах (α_{yx}) проводятся в одном и том же балансовом сечении.

2.3. На газовых, газомазутных и пылеугольных (с сухим золоулавливанием) котлах балансовое сечение расположено за дымососом, где неравномерность поля температур газов по данным измерений составляет не более ± 2 К ($^{\circ}\text{C}$). В пылеугольных котлах с мокрыми скруб-

берами балансное сечение расположено в газоходе между воздухоподогревателем и скруббером в сечении с наиболее равномерным полем температур газов, выбор и тарировка которого производится в соответствии с ГОСТ 12.3.018-79. Сведения об установке датчиков в балансных сечениях приведены в разд.5.

2.4. Измерение \mathcal{U}_{yx} производится в условиях омывания датчика запыленным газовым потоком. При сжигании сернистых топлив газы, омывающие датчик, агрессивны (содержат SO_3). Реальные значения \mathcal{U}_{yx} на действующих газовых и газомазутных котлах достигают около 443 К (170°C). На пылеугольных котлах уровень \mathcal{U}_{yx} в ряде случаев достигает около 473 К (200°C) и выше (котлы на сланцах и высоковлажных бурых углях имеют $\mathcal{U}_{yx} \leq 493$ К).

2.5. Климатические условия эксплуатации в месте расположения датчиков \mathcal{U}_{yx} характеризуются следующими показателями:

- температурой окружающего воздуха от 243 до 313 К (от -30 до +40°C);

- влажностью окружающего воздуха до 96%;

- наличием токопроводящей пыли;

- содержанием в дымовых газах SO_2, SO_3, NO_x .

В месте расположения измерительных приборов:

- температура окружающего воздуха составляет от 278 до 308 К (от +5 до +35°C);

- влажность окружающего воздуха не превышает 80%.

2.6. Предел суммарной абсолютной погрешности измерения \mathcal{U}_{yx} для газовых, газомазутных и пылеугольных котлов с сухим золоулавливанием устанавливается на уровне

$$\Delta \leq \pm 4 \text{ К (}^\circ\text{C)}.$$

Предел суммарной абсолютной погрешности измерения для пылеугольных котлов с мокрыми скрубберами, а также для котлов с \mathcal{U}_{yx} 473 К (200°C) устанавливается на уровне

$$\Delta \leq \pm 6 \text{ К (}^\circ\text{C)}.$$

3. МЕТОД ИЗМЕРЕНИЯ ПАРАМЕТРА

3.1. Температура уходящих газов измеряется контактным методом в одной (контрольной) точке сечения газохода, если его ширина не превышает 6 м. При большой ширине газохода измерения ϑ_{yx} проводятся в двух точках газохода - с правой и левой стороны.

3.2. Для измерения ϑ_{yx} рекомендуются стандартные средства измерения температуры, приведенные в приложении I.

Допускается применение иных средств измерений, включая информационно-измерительные системы (ИИС), обеспечивающих требуемую точность измерения в оговоренных условиях эксплуатации.

3.3. Для рекомендуемых стандартных средств измерения ϑ_{yx} предел суммарной абсолютной погрешности измерения ϑ_{yx} составляет ± 3 К ($^{\circ}\text{C}$) при считывании показаний со шкалы и ± 4 К ($^{\circ}\text{C}$) при автоматической регистрации (с учетом влияния внешних факторов при доверительной вероятности $P = 0,95$).

4. УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЯ

4.1. При использовании рекомендуемых по п.3.2 средств измерения должны быть обеспечены рабочие условия их применения по техническим описаниям на ТСП-0879 (ТУ 25-02.792288-80) и КСМ-4 (ТУ 25.05.1290-78) или КСМ-2 (ТУ 25-05-1821-75). Нормальными считаются условия, оговоренные в тех же технических описаниях.

4.2. При применении иных средств измерения рабочие условия принимаются в пределах по пп.2.4, 2.5. Нормальными считаются условия, оговоренные в НТД на эксплуатацию средств измерения.

4.3. Монтаж средств измерения должен быть выполнен в соответствии с НТД на использованные средства измерений.

4.4. Система измерений должна быть принята в эксплуатацию согласно "Инструкции о порядке приемки установок теплотехнического контроля из монтажа и наладки" (М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1974).

5. АЛГОРИТМ ОПЕРАЦИЙ ПОДГОТОВКИ И ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ

5.1. Установка первичных преобразователей:

5.1.1. Первичные преобразователи устанавливаются в балансовых сечениях газоходов по п.2.3: При этом на газовых, газомазутных и пылеугольных котлах с сухим золоудалением балансовые сечения за дымососом располагаются на расстоянии не менее 1 м от выходного патрубка дымососа, где неравномерность температур не превышает значений, указанных в п.2.3. В пылеугольных котлах с мокрыми скрубберами балансовое сечение выбирается, по возможности, на прямом участке газохода за воздухоподогревателем на расстоянии не менее 1 м от входа в золоуловитель (за врезкой сбросов отсосных газов из шлаковых комодов).

На котлах с двумя дымососами количество балансовых сечений (и, следовательно, точек измерения v_{yx}) удваивается.

5.1.2. Контрольная точка измерения v_{yx} , куда помещается чувствительный элемент первичного преобразователя, в газовых, газомазутных и пылеугольных котлах с сухим золоудалением должна находиться на расстоянии не менее 0,2 м от стенки газохода, исключая, в случае установки центробежных или осевых дымососов, зону их аэродинамической тени в соответствии с ГОСТ 12.3.018-79.

В пылеугольных котлах с мокрыми скрубберами контрольная точка выбирается по результатам ежегодного экспериментального определения полей скоростей и температур в балансовом сечении газохода в соответствии с методикой, изложенной в книге "Тепломеханические испытания котельных установок" (М.: Энергия, 1977).

5.2. Выполнение измерений и регистрация их результатов на диаграммной ленте осуществляются с помощью самопишущего прибора - автоматического моста.

5.3. Обслуживание схемы измерений, ремонт и поверка приборов производится в соответствии с НТД на использованные средства измерений, графиками их поверки и ремонта.

6. ПОКАЗАТЕЛИ ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ И ФОРМА ИХ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ

6.1 В качестве показателя точности измерения ϑ_{yx} принимается интервал, в котором с установленной вероятностью находится суммарная абсолютная погрешность измерения.

6.2 Устанавливается следующая форма представления результатов измерения:

$$(\vartheta_{yx} \pm \Delta), \quad P = 0,95, \quad (1)$$

где ϑ_{yx} - показания измерительного прибора, К (°С);
 Δ - предел суммарной абсолютной погрешности измерений, К (°С);
 P - доверительная вероятность.

7. АЛГОРИТМ ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ И ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТОЧНОСТИ

7.1. За показания измерительного прибора принимается среднее арифметическое из четырех последовательных измерений температуры уходящих газов, проведенных с интервалом 15 с (минутная температура). Расчет производится по формуле

$$\vartheta_{yx,j} = \frac{1}{4} \sum_{i=1}^4 \vartheta_{yx,i}, \quad (2)$$

где $\vartheta_{yx,i}$ - показания прибора при i -м измерении в серии из четырех измерений, К (°С), j - канал измерения.

При измерениях в двух точках газохода за показание ϑ_{yx} принимается среднее арифметическое по двум параллельным каналам измерения

$$\vartheta_{yx} = \frac{1}{2} \sum_{j=1}^2 \vartheta_{yx,i}. \quad (3)$$

7.2. Оценка показателей точности ϑ_{yx} проводится при метрологической аттестации Методики выполнения измерения на конкретной ТЭС в соответствии с "Методическими указаниями по разработке и аттестации методик выполнения измерений основных параметров теплоэнергетического оборудования" МУ 34-70-014-82 (М.: СПО Совтехэнерго, 1982).

7.3. Основная абсолютная погрешность канала измерения при нормальных условиях в данном балансовом сечении определяется по формуле

$$\Delta_D = \Delta_{0,j} = \pm \sqrt{\Delta_{от.с.}^2 + \Delta_{ои.п.}^2 + \Delta_{л.с.}^2 + \Delta_M^2}, \quad (4)$$

где $\Delta_{от.с.}$, $\Delta_{ои.п.}$, $\Delta_{л.с.}$ - соответственно предел абсолютной погрешности термопреобразователя сопротивления, измерительного прибора (автоматического моста) или нормирующего преобразователя в случае ИИС, линий связи, К (°С);

Δ_M - предел абсолютной методической погрешности от замены измерения поля температур точечной оценкой, К (°С).

При измерениях в двух точках газохода

$$\Delta_D = \frac{\Delta_{0,j}}{\sqrt{2}}. \quad (5)$$

7.4. Погрешность $\Delta_{т.с}$ принимается по НТД на термопреобразователь сопротивления.

Погрешность $\Delta_{и.п}$ определяется по формуле

$$\Delta_{и.п} = \pm \frac{\delta_{пр} T_N}{100}, \quad (6)$$

где $\delta_{пр}$ - приведенная погрешность измерительного прибора (класс точности), %;

T_N - нормирующее значение (диапазон измерений), К (°С).

Погрешность $\Delta_{л.с}$ принимается по техническим условиям на измерительный прибор с учетом сопротивления реальных линий связи.

Погрешность Δ_M для котлов с мокрыми скрубберами определяется по результатам экспериментального определения полей скоростей и температур газов в балансовом сечении (п.5.1.2), для остальных котлов $\Delta_M \approx \pm 1$ К (°С).

7.5. Дополнительная абсолютная погрешность измерения $\delta_{ух}$ при отклонении внешних влияющих факторов от их нормальных значе-

ний определяется по формуле

$$\delta = \pm \sqrt{\delta_{т.с}^2 + \delta_{и.п}^2 + \delta_{л.с}^2 + \delta_{м}^2}, \quad (7)$$

где $\delta_{т.с}$, $\delta_{и.п}$, $\delta_{л.с}$ - предел дополнительной абсолютной погрешности термопреобразователя сопротивления, измерительного прибора и линий связи при заданных конкретных условиях измерений $\vartheta_{ух}$ на данной ТЭС (при наиболее вероятных отклонениях влияющих факторов от нормальных значений), К ($^{\circ}$ С); $\delta_{м}$ - предел дополнительной абсолютной методической погрешности от отклонения поля распределения температур и скоростей газов от принятых за нормальные, К ($^{\circ}$ С).

Определение $\delta_{т.с}$, $\delta_{и.п}$, $\delta_{л.с}$ производится на основании ИТД на средства измерений, $\delta_{м}$ - по результатам экспериментального определения полей скоростей и температур газов в балансовом сечении. Погрешности уточняются экспериментально при аттестации МВИ.

7.6. Предел суммарной абсолютной погрешности измерения находится по формуле

$$\Delta = \pm \sqrt{\Delta_0^2 + \delta^2}. \quad (8)$$

Пример определения суммарной абсолютной погрешности приведен в приложении 2.

8. ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ОПЕРАТОРОВ

8.1. Требования к лицам, проводящим измерения, лежат в пределах квалификационных требований к машинистам энергетических котлов.

8.2. Лица, осуществляющие подготовку к измерениям (п.5.1), должны иметь квалификацию слесаря по автоматике и ИМП не ниже 5-го разряда.

8.3. Экспериментальное определение полей скоростей и температур газов в балансовых сечениях осуществляют лица с квалификацией не ниже инженера-теплотехника.

8.4. Лица, обслуживающие систему измерений $\vartheta_{ух}$, проводящие ее ремонт и поверку приборов (п.5.3), должны иметь квалификацию слесаря по автоматике и ИМП не ниже 4-го разряда.

9. ТРЕБОВАНИЯ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ

9.1. При монтаже, наладке и эксплуатации систем измерения $\lambda_{ух}$ должны соблюдаться требования "Правил техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей" (М.: Энергоатомиздат, 1985).

9.2. Инструктаж операторов проводится в соответствии с "Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей" (М.: Энергия, 1977).

Приложение I
Рекомендуемое

НОМЕНКЛАТУРА РЕКОМЕНДУЕМЫХ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Наименование	Техническая характеристика	Тип, технические условия	Завод-изготовитель
Термопреобразователь сопротивления платиновый	Пределы измерения 223 - 873 К (-50 - +600 °С) Номинальная статическая характеристика - 100 П. Предел допускаемой основной абсолютной погрешности при температуре 473 К (200 °С) - ± 0,87К (°С) Крепление - гильза защитная 5Ц4.819.015	ТСР-0879 5Ц2.821. 426-78; ТУ 25-02-792288-80	Луцкий приборостроительный завод
Мост автоматический уравновешенный	Пределы измерения 273 - 473 К (0 - 200 °С) Номинальная статическая характеристика - 100 П. Основная приведенная погрешность: по показаниям ±0,5%; по регистрации ±0,5% (1,0% для КСМ-2).	КСМ-4 или КСМ-2; ТУ 25.05.1290-78 или ТУ 25-05-1821-75	Московский приборостроительный завод Манометр или завод Львов-прибор

О к о н ч а н и е п р и л о ж е н и я I

Наименование	Технические характеристики	Тип, технические условия	Завод-изготовитель
<p>Секундомер</p> <p>Информационно-измерительные системы (ИИС)</p>	<p>Быстродействие -2,5 с (или 10 с)</p> <p>—</p> <p>Предел суммарной абсолютной погрешности измерения $t_{ух}$ для газовых, газомазутных и пылеугольных котлов с сухим золоулавливанием не более ± 4 К ($^{\circ}$С).</p> <p>Предел суммарной абсолютной погрешности измерения $t_{ух}$ для пылеугольных котлов с мокрым золоудалением, а также для котлов с $t_{ух}$ 473 К (200°С) не более ± 6 К ($^{\circ}$С).</p> <p>Интервал опроса 15 с, период усреднения 1 мин</p>	<p>СОПр-2а-3</p> <p>Определяется схемой АСУ-ТП</p>	<p>Златоустовский часовой завод</p> <p>Определяется при проектировании</p>

П р и л о ж е н и е 2
Справочное

ПРИМЕР ОПРЕДЕЛЕНИЯ СУММАРНОЙ АБСОЛЮТНОЙ ПОГРЕШНОСТИ
ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ УХОДЯЩИХ ГАЗОВ
В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОТЛАХ С СУХИМ ЗОЛУЛАВЛИВАНИЕМ

I. Измерения температуры в одной точке
(один канал измерения)

I.1. По показаниям вторичного прибора КСМ-2

Основная абсолютная погрешность измерения температуры уxo-

дующих газов при нормальных условиях определяется по формуле (4), где

для термопреобразователя сопротивления ТСП-0879 по ТУ 25-02.792288-80 $\Delta_{T.C} = 0,87^{\circ}\text{C}$;

для КСМ-2 по ТУ 25-05.1821-75 нормирующее значение (диапазон измерения) автоматического моста $T_M = 300^{\circ}\text{C}$; $\delta_{np} = 0,5\%$ - приведенная погрешность автоматического моста, тогда

$$\Delta_{и.п} = \frac{\delta_{np} T_M}{100} = \frac{0,5 \cdot 300}{100} = 1,5^{\circ}\text{C};$$

При трехпроводной схеме изменения температуры соединительных проводов от термопреобразователя до БЩУ не вызывает погрешности, тогда $\Delta_{л.с} = 0$;

при измерении поля температур в одной точке Δ_M принимаем равным значению неравномерности поля температур газов в балансовом сечении газохода $\Delta_M = 2^{\circ}\text{C}$, тогда

$$\Delta_D = \pm \sqrt{0,87^2 + 1,5^2 + 2^2} = \sqrt{7,0069} = 2,65^{\circ}\text{C}.$$

Для вычисления дополнительной абсолютной погрешности измерения используется формула (7), где

значение $\delta_{T.C}$ включает погрешность вследствие перегрева чувствительного элемента, погрешность из-за изменения отношения $\frac{R_{100}}{R_0}$ и погрешность из-за неточности подгонки начального сопротивления чувствительного элемента.

Погрешность вследствие перегрева чувствительного элемента равняется 0,05%, или $0,32^{\circ}\text{C}$ (см. п. I.3.5 ТУ 25-02.792288-80). Погрешность из-за изменения отношения $\frac{R_{100}}{R_0}$ составляет 0,1%, или $0,65^{\circ}\text{C}$ (см. п. I.3.2 табл.3 ТУ 25-02.792288-80). Погрешность из-за неточности подгонки начального сопротивления равна $0,2^{\circ}\text{C}$, тогда

$$\delta_{T.C} = \sqrt{0,32^2 + 0,65^2 + 0,2^2} = \sqrt{0,569} = 0,75^{\circ}\text{C};$$

значение $\delta_{и.п}$ учитывает погрешность, вызванную изменением температуры окружающего воздуха от измеренной $t_H = 20 \pm 2^{\circ}\text{C}$ до $t_B = 30^{\circ}\text{C}$ ($t_H = 10^{\circ}\text{C}$) и изменением напряжения питания силовой электрической цепи на +10 и -15 %.

Погрешность вследствие изменения температуры окружающего

воздуха равняется

$$\delta_t = 0,01 (t_{\delta(n)} - t_n) = 0,01 \cdot (30 - 20) = 0,1\%, \text{ или } 0,3^{\circ}\text{C}.$$

Погрешность вследствие изменения напряжения питания силовой электрической цепи равняется $0,75^{\circ}\text{C}$, тогда

$$\delta_{и.п} = \sqrt{0,3^2 + 0,75^2} = 0,81^{\circ}\text{C};$$

при принятой схеме включения $\delta_{л.с} = 0$;

учитывая, что поле температур характеризуется стабильностью, принимаем $\delta_M = 0$. Таким образом,

$$\delta = \pm \sqrt{0,75^2 + 0,81^2} = 1,11^{\circ}\text{C}.$$

Предел суммарной абсолютной погрешности одного канала измерения

$$\begin{aligned} \Delta &= \pm \sqrt{\Delta_D^2 + \delta^2} = \pm \sqrt{2,65^2 + 1,11^2} = \pm \sqrt{8,255} = \\ &= \pm 2,87^{\circ}\text{C}. \end{aligned}$$

1.2. По регистрации вторичного прибора КСМ-2

Основная абсолютная погрешность измерения температуры уходящих газов определяется по формуле (4), где:

$$\Delta_{т.с} = 0,87^{\circ}\text{C};$$

для КСМ-2 по ТУ 25-05.1821-75

$$T_M = 300^{\circ}\text{C}, \quad \delta_{пр} = 1 \text{ (по регистрации), тогда}$$

$$\Delta_{и.п} = \frac{1 \cdot 300}{100} = 3^{\circ}\text{C};$$

$$\Delta_{л.с} = 0;$$

$$\Delta_M = 2^{\circ}\text{C}, \text{ тогда}$$

$$\Delta_D = \pm \sqrt{0,87^2 + 3^2 + 2^2} = \pm \sqrt{13,7569} = \pm 3,71^{\circ}\text{C} - \text{основ-}$$

ная абсолютная погрешность измерения;

$\delta = 1,11^{\circ}\text{C}$ - дополнительная абсолютная погрешность измерения.

Предел суммарной абсолютной погрешности одного канала измерения

$$\Delta = \pm \sqrt{\Delta_D^2 + \delta^2} = \pm \sqrt{3,71^2 + 1,11^2} = \sqrt{14,9962} = \pm 3,87^{\circ}\text{C}.$$

2. Измерение температуры в двух точках (два канала измерения)

Погрешность при двух каналах измерения определяется по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\Delta_{1,2}}{\sqrt{2}}$$

где Δ_1, Δ_2 - погрешности каналов измерения.

Принимая $\Delta_1 = \Delta_2$, $\Delta_1 = \pm \frac{3,87^2}{\sqrt{2}} = 2,74^\circ\text{C}$.

3. Определение средней температуры при измерении в одной точке

При измерении температуры уходящих газов для газомазутного котла берутся показания измерительного прибора через 15 с (минутная температура). Пусть $t_{1yx} = 170^\circ\text{C}$, $t_{2yx} = 171,5^\circ\text{C}$, $t_{3yx} = 169^\circ\text{C}$, $t_{4yx} = 171^\circ\text{C}$, тогда

$$t_{yx} = \frac{1}{4} \sum_{i=1}^4 t_{yxi} = \frac{170+171,5+169+171}{4} = 170,6 \approx 171^\circ\text{C}.$$

О Г Л А В Л Е Н И Е

1. Назначение и область применения	3
2. Измеряемый параметр и условия измерения	3
3. Метод измерения параметра	5
4. Условия применения средств измерения	5
5. Алгоритм операций подготовки и выполнения измерений	6
6. Показатели точности измерений и форма их представления	7
7. Алгоритм обработки результатов измерений и оценка показателей точности	7
8. Требования к квалификации операторов	9
9. Требования техники безопасности	10
П р и л о ж е н и е 1. Номенклатура рекомендуемых средств измерений	10
П р и л о ж е н и е 2. Пример определения суммарной абсолютной погрешности измерения температуры уходящих газов в энергетических котлах с сухим золоулавливанием	11