РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ
И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ
СССР

**Управление
охраны природы**

МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ ВАЛОВОГО ВЫБРОСА ОКИСЛОВ АЗОТА С ДЫМОВЫМИ ГАЗАМИ ТЭС С ПРИМЕНЕНИЕМ ГАЗОАНАЛИЗАТОРА 344 ХЛ 04

РД 34.02.311-89

Москва 1990

gost.e-ecolog.ru

РАЗРАБОТАНА Всесоюзным дважды ордена Трудового Красного Знамени теплотехническим научно-исследовательским институтом имени Ф.Э.Дзержинского (ВТИ им. Ф.Э.Дзержинского)

ИСПОЛНИТЕЛИ *В.Б.Эткин*, канд.техн.наук (руководитель темы), *О.Н.Кондратьева, М.Я.Мотро, С.А.Шустова* (ВТИ им. Ф.Э.Дзержинского); *В.В.Нечаев, М.И.Сапаров*, канд. техн. наук (ЭНИН им. Г.М.Кржижановского)

СОГЛАСОВАНА Главным управлением научно-технического прогресса и экологических нормативов Госкомприроды СССР 17.05.89
Начальник *В.И.Аковецкий*

УТВЕРЖДЕНА Управлением охраны природы Минэнерго СССР 05.07.89
Начальник *И.Г.Каштанов*

УДК 662.96.543.27

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ ВАЛОВОГО ВЫБРОСА ОКИСЛОВ АЗОТА С ДЫМОВЫМИ ГАЗАМИ ТЭС С ПРИМЕНЕНИЕМ ГАЗОАНАЛИЗАТОРА 344 ХЛ 04

РД 34.02.311-89

Срок действия установлен
с 01.01.91
до 01.01.2001

Настоящая Методика распространяется на все типы котлов и устанавливает метод определения валового выброса окислов азота с дымовыми газами на тепловых электростанциях и котельных с использованием сигнала газоанализатора 344 ХЛ 04 (в дальнейшем газоанализатора).

С момента введения в действие настоящей Методики для контроля выбросов от котельных агрегатов, оснащенных газоанализаторами, утрачивают силу разделы 1.5 и 2 МТ 34-70-010-83 в части определения выбросов окислов азота.

Издание официальное Перепечатка воспрещена

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Валовой выброс окислов азота измеряется автоматически или рассчитывается по результатам прямых измерений:

концентрации окиси азота и кислорода в дымовых газах;

физических параметров дымовых газов и их химического состава;

физических параметров и количества свежего пара, пара промперегрева, насыщенного пара и питательной воды котла;

химического состава топлива и его калорийности.

Прямые измерения параметров должны осуществляться по соответствующим методикам.

1.2. При использовании настоящей Методики для конкретного объекта потребитель осуществляет выбор:

места отбора пробы газа;

места установки элементов комплекта газоанализатора и других измерительных приборов;

метода определения избытков воздуха в сечении газохода, откуда отбирается проба газов к газоанализатору;

метода расчета валового выброса окислов азота (с использованием или без использования ЭВМ АСУ ТП энергетической установки).

1.3. Метрологическую аттестацию настоящей Методики на ТЭС проводят в соответствии с требованиями МУ 34-70-014-82 «Методические указания по разработке и аттестации методик выполнения измерений основных параметров теплоэнергетического оборудования». В проведении аттестации должны принимать участие представители головной организации метрологической службы Минэнерго СССР.

2. СВЕДЕНИЯ ОБ ИЗМЕРЯЕМОМ ПАРАМЕТРЕ И УСЛОВИЯХ ИЗМЕРЕНИЯ

2.1. Номинальные значения предельно допустимых (ПДВ) или временно согласованных (ВСВ) выбросов окислов азота с дымовыми газами ТЭС устанавливают для каждого котельного агрегата отдельно и электростанции в целом в соответствии с «Методическими указаниями по определению ПДВ и ВСВ вредных веществ в атмосферу для тепловых электростанций» (М.: СПО «Союзтехэнерго», 1981).

2.2. Номинальные значения концентрации окислов азота в дымовых газах на измерительном участке котельного агрегата определяются путем деления ПДВ (или ВСВ), установленных для данного агрегата, на расход дымовых газов через измерительный участок при номинальных параметрах работы котла. Расход дымовых газов подсчитывается по методике, изложенной в разделе 7.

Массовая концентрация окиси азота в дымовых газах ТЭС может достигать 1,85 г/м^3 (объемная доля 0,15%)

2.3. Отбор пробы дымовых газов к газоанализатору должен производиться в конвективной шахте котла или ниже по ходу газов, имеющих температуру от 500 °С до температуры, превышающей на 10—15 °С температуру сернокислотной точки росы газов.

2.4. Неравномерность поля концентраций окислов азота, определяющая представительность анализируемой пробы газа, не должна превышать 10%.

2.5. Состав контролируемой среды в зоне отбора пробы газа, г/м^3, не более (объемная доля, %):

окись азота	1,85 (0,150)
двуокись азота	0,19 (0,010)
кислород	142,80 (10,000)
окись углерода	12,50 (1,000)
двуокись углерода	117,80 (16,000)
водород	0,90 (1,000)
метан	0,70 (1,000)
двуокись серы	10,00 (0,400)
трехокись серы	0,23 (0,007)

2.6. Параметры анализируемой газовой смеси в зоне отбора пробы и на входе устройства анализа должны соответствовать приведенным в табл. 1.

Таблица 1

Параметр	В зоне отбора пробы	На входе устройства анализа
Температура, °С	до 500	5—50
Содержание влаги, г/м^3, не более	160^x	—
Содержание пыли, г/м^3, не более	100^x	0,2
Содержание сернистого ангидрида (SO_2), %, не более	0,4^x	$1 \cdot 10^{-5}$
Содержание серного ангидрида (SO_3), %, не более	0,007^x	$1 \cdot 10^{-5}$
Расход пробы, см^3/с	17—56	до 17 (20—40 делений по рискам ротаметра)
Избыточное давление, кПа	±2,94	~(15—20) [разрежение в реакционной камере]

Предельно возможные на котлах электростанций.

Параметры газовой смеси в зоне отбора пробы, указанные в табл. 1 с индексом «х», контролю не подлежат. Расход пробы дымовых газов, отбираемых на анализ, и все ее параметры на входе

устройства анализа обеспечиваются (давление и расход пробы газов, кроме того, контролируются) устройствами, входящими в комплект газоанализатора.

3. МЕТОД ИЗМЕРЕНИЯ ПАРАМЕТРА И СТРУКТУРА ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ

3.1. Валовый выброс окислов азота с дымовыми газами котельного агрегата — это произведение массовой концентрации окислов азота в единице объема дымовых газов на объемный расход этих газов через контролируемые газоходы за все промежутки времени отчетного периода.

3.2. По настоящей Методике расход дымовых газов должен рассчитываться по обратному тепловому балансу котла с учетом присосов воздуха по тракту дымовых газов.

3.3. Автоматический расчет валовых выбросов окислов азота следует выполнять на ЭВМ АСУ котельного агрегата, в которую введены выходные сигналы приборов, измеряющих концентрацию окиси азота и параметры технологического процесса, необходимые для расчета расхода дымовых газов по алгоритму, изложенному в разделе 7. Там же приведен алгоритм расчета валовых выбросов окиси азота для котельных агрегатов, не оснащенных ЭВМ АСУ ТП.

3.4. Для измерения концентрации окислов азота применяется автоматический газоанализатор 344 ХЛ 04, выполненный в соответствии с технологическими условиями ТУ 25-7557.0028-88.

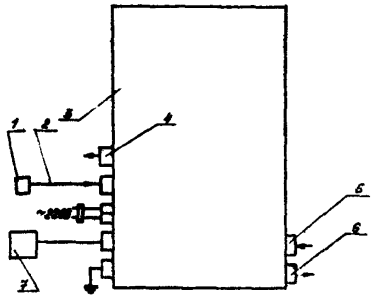
В основу работы газоанализатора положен хемилюминесцентный метод, сущность которого состоит в том, что реакция окисления озоном окиси азота до двуокиси сопровождается люминесценцией, интенсивность которой прямо пропорциональна концентрации окиси азота в газовой пробе.

Анализируемая газовая смесь (черт. 1) через заборный зонд *1*, в котором проба предварительно очищается от пыли, и подогреваемую линию транспортирования газа (ЛТГ) *2* поступает на вход газоанализатора *3*. Подогрев газа в ЛТГ до температуры, превышающей температуру точки росы дымовых газов, исключает искажение пробы, вызванное конденсацией влаги, предотвращает образование водяных пробок и коррозию материала ЛТГ.

Устройство пробоподготовки, входящее в комплект газоанализатора, транспортирует газовую пробу с помощью побудителя расхода (водоструйного эжектора), очищает ее от окислов серы, растворяемых в проточной воде, фильтрует от пыли и влаги, охлаждает водой, поступающей по входу *5*, с последующим удалением воды в канализацию *6*.

Подготовленная проба поступает в реакционную камеру газоанализатора. Туда же поступает озонированный воздух, который забирается из атмосферы через фильтры и осушитель. Излишки пробы газа удаляются в вентиляционную систему через линии сброса *4*,

Структурная схема газоанализатора



1 — заборный зонд; 2 — линия транспортирования газа (обогреваемая); 3 — газоанализатор; 4 — сброс пробы; 5 — вход воды; 6 — слив воды; 7 — регистратор.

Черт. 1

Ионизация кислорода воздуха происходит в тлеющем разряде озонатора. В реакционной камере происходит химическая реакция, в результате которой возникает излучение, преобразуемое фотоэлектронным умножителем в электрический сигнал. Сигнал усиливается и поступает на регистратор концентрации окиси азота *7*

Для настройки и поверки газоанализатора предусмотрены линии нулевого и калибровочного газа.

3.5. При отсутствии на котельном агрегате ЭВМ АСУ ТП для получения среднесуточных значений концентраций окислов азота и кислорода в дымовых газах выходные сигналы газоанализатора и кислородомера следует подать на интегрирующие приборы.

Для согласования выходного сигнала кислородомера с входом интегрирующего прибора при необходимости следует установить нормирующий преобразователь.

3.6. Для измерения среднесуточных значений концентрации окислов азота и кислорода, температуры дымовых газов в зоне отбора пробы температуры воды в линии питания газоанализатора (давление воды в линии питания измеряется манометром, входящим в комплект газоанализатора), а также параметров окружающей среды в помещении, где он установлен, должны использоваться средства измерения, указанные в табл. 2. Допускается замена этих приборов другими, метрологические характеристики которых не хуже указанных.

Таблица 2

Перечень рекомендуемых средств измерения

Контролируемый параметр	Наименование, тип прибора	Обозначение документа	Краткая техническая характеристика	Количество на один комплект газоанализатора, шт
Среднесуточное значение концентрации окислов азота и кислорода	Интегратор-счетчик ПВИ-7	ТУ 25-02. 722280-80	Входной сигнал 0—5 мА постоянного тока. Основная погрешность при нормальных условиях ±0,25%. Смоленский ОЗ НИИ Теплоприбора	2
	Нормирующий преобразователь НП-5-61	ТУ 25-04--3271-77	Выходной сигнал 0-5 мА постоянного тока. Уфимское производственное объединение «Геофизприбор»	2
	Планиметр ПК-13 или ПП-6		Радиус начальной окружности 28,75 мм, конечной — 135 мм; дуги времени — 133 мм; окружности центров дуги времени — 128,8 мм. Основная погрешность ±1%. Фабрика «ГЭОинструмент»	1
Температура дымовых газов в зоне отбора пробы	Термопреобразователь сопротивления платиновый ТСП-5071 5Ц2, 821.300	ТУ 25-02. 2207-16-78	Пределы измерения от —50 до +600 °С. Предел допускаемой основной абсолютной погрешности при температуре 200 °С ±1°С Приборостроительный з-д, г. Луцк	1
	Мост автоматический уравновешенный КСМ-4	ГОСТ 12997-84	Пределы измерения от 0 до 600 °С. Основная погрешность 0,5%. З-д «Манометр», Москва	1
Температура воды в линии питания комплекта газоанализатора	Термометр технический виброустойчивый	ТУ 2511858-81	Пределы измерения от 0 до 100 °С. Цена деления 1 К. Допустимая погрешность ± 1 К. З-д «Термоприбор», г. Клин	2

Параметры окружающей среды в месте установки газоанализатора:				
давление	Барометр-анероид метеорологический БАММ-1	ТУ 25-04-1618-72	Пределы измерения от $80 \cdot 10^3$ до $106 \cdot 10^3$ Па. З-д «Гидрометприбор», г. Сафоново	1
влажность	Психрометр аспирационный М-34	ТУ 25-1607 054-85	Пределы измерения от 10 до 100%, цена деления 0,2%. З-д «Гидрометприбор», г. Сафоново	1
температура	Термометр 4-Б2	ГОСТ 215-73	Пределы измерения от 0 до 50 °С, цена деления 0,1 °С. З-д «Термоприбор», г. Клин	1
Температура окружающей среды в месте установки УПГ-1	Термометр 4-Б2	ГОСТ 215-73	Пределы измерения от 0 до 50 °С, цена деления 0,1 °С. З-д «Термоприбор», г. Клин	1
Содержание кислорода в дымовых газах	Термомагнитный газоанализатор МН 5106-2	ТУ 25-05. 2723-80	Пределы измерения: 0—1%; 0—2%; 0—5%; 0—10%. Основная погрешность: 5% для пределов 0—1% и 0—2% и 2% для пределов 0—5% и 0—10%. З-д «Газоанализатор», г. Выру	1
Состав дымовых газов (содержание кислорода)	Газоанализатор химический стеклянный ручного действия ГХП-3М	ОСТ 251256-86	Основная погрешность ±0,2% З-д «Химлаборприбор», г. Клин	1
Состав дымовых газов (содержание кислорода)	Газоанализатор для общего анализа природных и промышленных газов типа ВТИ-2	ОСТ 251256-86	Основная погрешность не превышает ±0,1%. З-д «Химлаборприбор», г. Клин	1

4. УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЯ

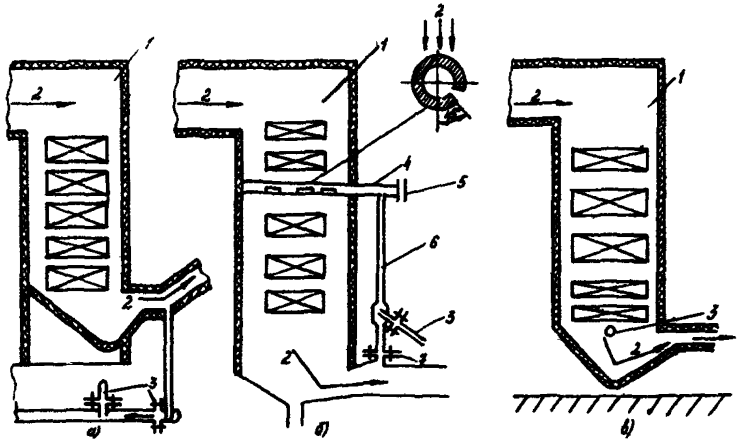
4.1. Отбор пробы газа

4.1.1. На котлах, оборудованных системами рециркуляции дымовых газов, отбираемых на всех режимах работы из конвективной шахты или газохода к регенеративному воздухоподогревателю и подаваемых постоянно в под, горелки или верхнюю часть топочной камеры, отбор пробы газа должен осуществляться в общем канале газохода рециркуляции за дымососом (черт. 2а). При наличии на корпусе котла двух систем рециркуляции дымовых газов (по полутопкам) отбор пробы и измерение концентрации окислов азота следует выполнять раздельно двумя комплектами газоанализатора.

4.1.2. При невозможности отобрать пробу газа согласно п. 4.1.1 отбор пробы должен осуществляться из шунтовой трубы, по которой протекают дымовые газы, отбираемые из конвективной шахты котла (черт. 2б) при температуре 450—500 °С в зоне, где горение топлива уже завершено. При наличии на корпусе котла двух шунтовых труб (по полутопкам) отбор проб и измерение концентрации окислов азота следует выполнять двумя комплектами газоанализатора.

4.1.3. На котлах, где шунтовые трубы в настоящее время отсутствуют, они могут быть сооружены по проектам наладочных или проектных организаций.

Отбор пробы дымовых газов



а — из газоходов рециркуляции; б — на газомазутном котле из шунтовой трубы; в — на газомазутном котле, работающем под наддувом; 1 — конвективная шахта, 2 — дымовые газы, 3 — заборный зонд; 4 — труба для отбора пробы; 5 — фланец с заглушкой; 6 — шунтовая труба, 7 — фланцевый разъем.

Черт. 2

4.1.4. На газоплотных котлах, работающих под наддувом и не оснащенных шунтовыми трубами, отбор пробы газа должен осуществляться непосредственно в нижней части конвективной шахты (черт. 2в).

4.1.5. Допускается осуществлять отбор пробы для газового анализа (в частности, при контроле вредных выбросов в атмосферу котлами паропроизводительностью менее 160 т/ч) в дымовой трубе (черт. 3), куда по дымоходам поступают газы от нескольких котлов.

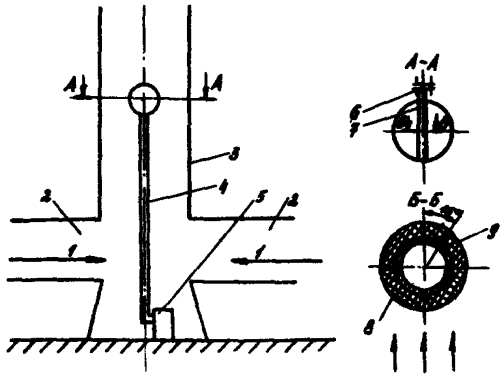
Заборный зонд устанавливают на высоте 14—18 м от верхней кромки подводящего газохода.

4.1.6. В тех случаях, когда сигнал газоанализатора не используется в системе регулирования топочного процесса, допускается отбор и поочередная подача пробы газов на анализ к одному газоанализатору из двух газоходов одного котла или двух соседних котлов.

4.1.7. Заборный зонд газоанализатора должен размещаться выше газоанализатора на 2 м и более.

Допускается размещение заборного зонда ниже газоанализатора при условии исключения возможности конденсации влаги в обогреваемой линии транспортировки газа (ЛТГ).

Отбор пробы из дымовой трубы



1 — дымовые газы; 2 — подводящий газоход; 3 — дымовая труба; 4 — линия транспортирования газа; 5 — газоанализатор; 6 — лючок с заглушкой; 7 — труба для отбора пробы (заборный зонд); 8 — обмотка асбестовым шнуром; 9 — щелевая прорезь.

Черт 3

4.1.8. Отбор пробы газа должен осуществляться на минимальном расстоянии по длине ЛТГ от помещения, в котором могут быть созданы указанные в п. 4.3.2 условия, необходимые для эксплуатации газоанализатора.

Отбор пробы газа согласно п. 4.1.1 и п. 4.1.4 должен осуществляться на минимальном расстоянии от фронта котлоагрегата и щита управления им.

4.1.9. Отбор пробы газа к газоанализатору следует вести в той же зоне, где осуществляется непрерывный отбор пробы к кислородомеру, или в зоне, где присосы воздуха между точками отбора проб к обоим приборам по тракту дымовых газов не превышают 2% при номинальной нагрузке котла.

4.1.10. Не допускается отбор пробы газа из газоходов в зонах возможных присосов воздуха и непосредственно за ними, так как в этих зонах поля концентраций окислов азота в потоке имеют повышенную неравномерность.

4.1.11. Монтаж заборного зонда должен выполняться в соответствии с монтажным чертежом завода-изготовителя.

Для монтажа и обслуживания заборных зондов необходимо использовать существующие площадки или соорудить новые.

4.1.12. Перед монтажом зонда следует провести градуировку сечения газохода в зоне отбора пробы для оценки неравномерности поля концентрации окиси азота.

При отсутствии градуировки принять погрешность, вызванную неравномерностью поля концентраций, в соответствии с «Методическими указаниями по испытаниям золоулавливающих установок тепловых электростанций» (М.: СПО «Союзтехэнерго» , 1982), равной $\pm(3{,}0-5{,}0)\%$ для измерительных участков, расположенных за золоуловителями, и $\pm 10\%$, если измерение концентрации окиси азота осуществляется в конвективных шахтах котлов или газоходах рециркуляции.

4.2. Линия транспортирования газа

4.2.1. Линию транспортирования газа от зонда до газоанализатора следует изготовлять из трубки диаметром 8×1 мм (материал — сталь 12Х18Н10Т). Длина трубки не должна превышать 50 м. Большая длина ЛТГ допустима лишь при выполнении требований по давлению и расходу пробы газа, указанных в п. 2.6.

Минимальный наклон любого участка трубки к горизонту в сторону газоанализатора — 10°. Пережим сечения трубки не допускается.

ЛТГ должна крепиться хомутами к неподвижным конструкциям с интервалом 3—4 м.

4.2.2. Линия транспортирования газа по всей длине должна обогреваться до температуры, превышающей на 10–15 °С температуру сернокислотной точки росы дымовых газов. Обогрев линии должен осуществляться теплоносителем (горячей водой, паром) путем прокладки труб-спутников в общей теплоизоляции с ЛТГ.

4.2.3. Транспортирование пробы газа от зонда, размещенного в дымовой трубе, должно осуществляться по вертикальной трубке диаметром 20×2 мм из материала 12×18Н10Т, проложенной внутри дымовой трубы. Вывод ЛТГ из дымовой трубы в помещение следует выполнять под углом к горизонту в сторону газоанализатора не менее 10° обогреваемой и изолированной согласно п. 4.2.2 трубкой диаметром 8×1 мм.

4.3. Установка газоанализатора

4.3.1. Газоанализатор следует размещать на обслуживаемой площадке или в обслуживаемом помещении, например, на щите управления энергоблоком, на минимальном расстоянии (по длине ЛТГ) от пробоотборного зонда. При отборе пробы газа из газохода рециркуляции, из шунтовой трубы, из нижней части конвективной шахты (для котлов, работающих под наддувом) помещение должно быть оборудовано перед фронтом котла или сбоку от него. Во всех случаях предпочтительно размещать помещения на одной отметке со щитом управления котлом. При отборе пробы газа в дымовой трубе газоанализатор должен размещаться в существующих на ряде электростанций помещениях внутри или около дымовой трубы, например, в помещении для обслуживания золоуловителей.

4.3.2. В помещении (на площадке), где размещен газоанализатор, должны соблюдаться следующие условия:

температура окружающей среды от 5 до 50 °С;

атмосферное давление от 84,6 до 106,7 кПа;

относительная влажность окружающей среды до 80% при температуре 35 °С;

внешние магнитные постоянные поля с напряженностью до 400±5 А/м;

внешние переменные электрические поля напряженностью не более 10±1кВ/м;

производственные вибрации с частотой до 25 Гц и амплидутой не более 0,1 мм (для газоанализатора, установленного на амортизаторах);

присутствие агрессивных и токсичных газов и паров — не выше указанных в ГОСТ 12.1.005-76 «ССБТ. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования»;

рабочее положение шкафа газоанализатора — вертикальное с допустимым отклонением не более 5°.

Помещение, где устанавливается газоанализатор, должно соответствовать требованиям действующих правил технической эксплуатации электроустановок потребителей и «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок» (М Энергоиздат, 1982).

Помещение должно быть освещено в соответствии с действующими нормами проектирования СНиП II-4-79 «Строительные нормы и правила. Естественное и искусственное освещение».

Площадь помещения для установки газоанализатора должна выбираться с учетом его габаритных размеров и обеспечивать свободный доступ к нему для обслуживания и регулирования.

4.3.3. К месту установки газоанализатора должны быть подведены электропитание для газоанализатора и освещения помещения (мощность, потребляемая газоанализатором, не более 350 ВА), отфильтрованная техническая вода или паровой конденсат и организован слив воды. Подвод воды осуществляется газовыми трубами диаметром 1/2″, отвод воды — трубами диаметром 3/4″. Давление воды в линии питания должно находиться в пределах от 300 до 500 кПа, расход — не более 10 дм^3/мин, температура — не более 30 °С.

4.3.4. При монтаже необходимо установить газоанализатор в рабочее положение, подключить к нему заземление, электропитание, газовые линии, линии подвода и отвода технической воды в соответствии с маркировкой согласно монтажному чертежу.

При повышенном загрязнении твердыми частицами подаваемой к газоанализатору технической воды рекомендуется установка дополнительного фильтра из ЗИП-О газоанализатора для ее предварительной очистки.

Сброс газовой пробы от газоанализатора должен осуществляться по трубе диаметром 20×2 мм в вентиляционный газоход электростанции, газовый тракт котла (в зону пониженного давления по сравнению с местом отбора пробы) или непосредственно за пределы обслуживаемых помещений.

4.3.5. В помещении, где размещен газоанализатор, устанавливаются: ртутный термометр, метеорологический барометр-анероид и аспирационный психрометр для контроля параметров окружающей среды (см.табл. 2).

4.3.6. Газовый тракт ЛТГ и газоанализатора должен быть герметичен. Герметичность тракта проверяют при отключенном электрическом питании газоанализатора азотом при разрежении (20±1) кПа.

4.3.7. Для защиты охлаждаемых элементов газоанализатора от перегрева при нарушении подачи на его вход конденсата (технической воды) включить в линию подачи воды манометр с коммутируемыми контактами, разрывающими цепь питания газоанализатора при давлении в линии менее 300 кПа.

4.4. Установка измерительного прибора

4.4.1. Измерительный прибор — самопишущий миллиамперметр КСУ 2—015, поставляемый в комплекте газоанализатора, устанавливается в помещении щита управления котлом вне оперативного контура.

Выходной сигнал газоанализатора — постоянный ток, изменяющийся от 0 до 5 мА, подается по кабелю к измерительному прибору в соответствии с монтажным чертежом газоанализатора. Общее сопротивление нагрузки газоанализатора не должно превышать 2,5 кОм.

4.4.2. При отборе пробы газа из дымовой трубы допускается установка измерительного прибора в помещении, указанном в п. 4.3.1, при соблюдении условий эксплуатации, указанных в ГОСТ 7164-78 на миллиамперметр КСУ 2—015.

4.4.3. Комплект газоанализатора должен быть принят в эксплуатацию в соответствии с РД 34.35.412-88 «Правила приемки в эксплуатацию из монтажа и наладки систем управления технологическими процессами тепловых электрических станций».

4.4.4. Информация о валовом выбросе окислов азота по команде оператора должна выводиться на экран дисплея управляющего вычислительного комплекса котла (энергоблока) и на общее для всех энергетических установок табло главного щита ТЭС.

4.4.5. Если сигналы газоанализаторов не используются для регулирования топочного процесса, в период ограниченной поставки приборов допускается периодическая подача пробы к одному газоанализатору из нескольких газоходов котлоагрегата через вентиль, управляемый программным переключателем, переключающим также регистрирующие измерительные приборы и цепи сигнализации о превышении выброса окислов азота.

Программный переключатель и другие элементы системы автоматического переключения подачи пробы от различных точек пробоотбора должны размещаться в помещении (на обслуживаемой площадке), где установлен газоанализатор.

5. ВЫПОЛНЕНИЕ ИЗМЕРЕНИЙ

5.1. *Измерения* концентрации окислов азота и расхода дымовых газов должны проводиться непрерывно в течение всего периода работы котла.

Включение газоанализатора следует начинать с подачи к побудителю расхода конденсата (технической воды), после чего не менее чем за 1 ч до начала измерений включить электрическую схему газоанализатора. При отключении газоанализатора сначала следует выключить электрическую схему во избежание перегрева охлаждаемых элементов прибора.

При пуске котла включение побудителя расхода газоанализатора следует производить лишь при температуре дымовых газов, контролируемой по показаниям штатного измерителя температуры, превышающей температуру сернокислотной точки росы газов, во избежание налипания твердых частиц на пробоотборный зонд.

При останове котла, прекращении подачи конденсата (технической воды), снижении температуры дымовых газов ниже сернокислотной точки росы газоанализатор должен быть отключен.

5.2. *При проведении* подготовительных операций, а также при выполнении измерений концентрации окиси азота в дымовых газах с помощью газоанализатора следует руководствоваться эксплуатационной документацией завода-изготовителя, графиками поверки и ремонта газоанализатора.

5.3. *Для сигнализации* о неисправности электронной схемы газоанализатора или прекращении подачи воды к побудителю расхода следует использовать сигнальное устройство входящего в комплект газоанализатора самопишущего прибора КСУ 2-068 при выходе его на нулевые показания.

5.4. *В случае* отключения газоанализатора на период времени, превышающий 1 сутки, выполнить проверку его работоспособности в соответствии с эксплуатационной документацией.

5.5. *Для подсчета* расхода дымовых газов по тепловому балансу котла используют показания как штатных приборов, по которым оперативный персонал контролирует работу котла (расходомеры пара, топлива, питательной воды; измерители давлений и температур пара, воды, воздуха, дымовых газов; кислородомеры и т.д.), так и лабораторных приборов, которые применяются периодически, например для наладки, балансовых испытаний котла, химического анализа топлива. К ним относятся: приборы для определения состава топлива, переносные газоанализаторы, пневмометрические трубки со вторичной аппаратурой и т.д. При пользовании этими приборами следует руководствоваться инструкциями по эксплуатации соответствующих приборов, методиками выполнения измерений ими, графиками их поверки и ремонта.

5.6. *Все применяемые* средства и системы измерения должны иметь клейма или свидетельства о поверке. Применяемые нестандартизованные средства измерений должны пройти метрологическую аттестацию.

6. ПОКАЗАТЕЛИ ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ, СПОСОБЫ И ФОРМА ИХ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ

6.1. *В качестве* показателя точности измерения валового выброса окислов азота за отчетный период принимается интервал, в котором с установленной вероятностью находится абсолютная погрешность измерения в соответствии с МИ 1317-86.

6.2. *Устанавливается* следующая форма представления результатов измерения

$$M_{NO_2} \pm \Delta M_{NO_2}; \quad P=0{,}95, \qquad (1)$$

где M_{NO_2} — валовой выброс окислов азота за отчетный период, т;

ΔM_{NO_2} — предел суммарной абсолютной погрешности косвенного измерения валового выброса, т;

P — доверительная вероятность.

7. АЛГОРИТМ ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ И ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТОЧНОСТИ

7.1. *Алгоритм* косвенного измерения валового выброса окислов азота с использованием или без использования ЭВМ АСУ ТП энергоблока включает следующие операции:

определение текущей или средней за сутки концентрации окиси азота в дымовых газах (газоанализатор откалиброван в единицах концентрации окиси азота в сухих дымовых газах);

определение текущего или среднего за сутки расхода дымовых газов по обратному тепловому балансу котла с учетом присосов воздуха по тракту дымовых газов;

расчет валового выброса окиси азота за сутки и его пересчет в двуокись азота;

суммирование валового выброса двуокиси азота за отчетный период (год).

7.2. *Валовой* выброс окислов азота с дымовыми газами (M_{NO_2}) в тоннах за отчетный период в пересчете на двуокись азота с использованием сигнала газоанализатора определяется по формулам:

с использованием ЭВМ

$$M_{NO_2}=2{,}78\cdot 10^{-10}\int_{\tau=1}^{\tau}\beta_i\mu_i Q_{ri}d\tau\ ; \qquad (2)$$

при отсутствии ЭВМ

$$M_{NO_2}=\sum_{i=1}^{n} M_{NO_{2i}}=\sum_{i=1}^{n}\beta_i K_i\mu_i^{cp}Q_{ri}^{cp}\cdot 24\cdot 10^{-6}\ ,$$

где $i = 1,2 \ldots n$ — порядковый номер суток отчетного периода;

$M_{NO_{2i}}$ — валовый выброс двуокиси азота за сутки, т;

β_i — коэффициент пересчета выброса окиси азота в двуокись азота, являющуюся отчетным показателем станции; учитывает также содержание двуокиси азота в дымовых газах;

μ_i — концентрация окиси азота в дымовых газах в данный момент времени при нормальных условиях, г/м^3;

Q_{ri} — текущее значение расхода сухих дымовых газов при нормальных условиях, м^3/с;

τ — время, за которое определяется валовой выброс окислов азота, с;

K_i — поправочный коэффициент, зависящий от стабильности режимных параметров котла в течение суток, вводится в связи с заменой суммы произведений соответствующих текущих значений концентрации окислов азота, расходов дымовых газов и интервалов времени произведением средних значений этих параметров за сутки;

μ_i^{cp} — среднесуточная концентрация окиси азота в дымовых газах при нормальных условиях, г/м^3;

Q_{ri}^{cp} — средний часовой расход дымовых газов в течение суток при нормальных условиях, м^3/ч;

24 — время, за которое определяются средние значения μ_i^{cp} и Q_{ri}^{cp}, ч.

7.2.1. Коэффициент (β_i) для пересчета выброса окиси азота в двуокись азота равен

$$\beta_i = 1{,}53 + \frac{\mu_{NO_2}^{ср}}{\mu_i^{ср}}, \qquad (4)$$

где 1,53 — отношение плотностей двуокиси и окиси азота;

$\mu_{NO_2}^{ср}$ — среднесуточная концентрация двуокиси азота в дымовых газах, значение которой в зависимости от вида и марки сжигаемого топлива в зоне отбора пробы газов может составлять от 1 до 7% от NO. Допускается принимать значение второго слагаемого в формуле (4), равным $0{,}04 \pm 0{,}03$.

Тогда $\beta_i = 1{,}57$.

7.2.2. Поправочный коэффициент K_i определяется при испытаниях конкретного котла при его работе по типовому суточному графику за отчетный период по формуле

$$K_i = \frac{\mu_1 Q_{г1} \tau_1 + \mu_2 Q_{г2} \tau_2 + \ldots + \mu_m Q_{гm} \tau_m}{24 \mu_{тип}^{ср} Q_{г\,тип}^{ср}}, \qquad (5)$$

где $\mu_1, \mu_2, \ldots, \mu_m$ и $Q_{г1}, Q_{г2}, \ldots, Q_{гm}$ — соответственно концентрация ($г/м^3$) и расход дымовых газов ($м^3/ч$) за отрезки времени (ч) $\tau_1, \tau_2, \ldots, \tau_m$, характеризующиеся стабильностью концентрации окислов азота в дымовых газах (по показаниям газоанализатора колебания до $\pm 10\%$) и стабильностью нагрузки котла (колебания нагрузки не более $\pm 4\%$ номинальной),

$$\tau_1 + \tau_2 + \tau_3 + \ldots + \tau_m = 24;$$

$\mu_{тип}^{ср}$, $Q_{г\,тип}^{ср}$ — соответственно средняя концентрация окиси азота ($г/м^3$) и расход дымовых газов ($м^3/ч$) за типовые сутки отчетного периода.

Вследствие прямой зависимости между концентрацией окиси азота в дымовых газах и нагрузкой котла значение K_i всегда больше единицы и по выполненной оценке не превышает 1,15.

7.2.3. Среднесуточная концентрация окиси азота в дымовых газах $\mu_i^{ср}$, $г/м^3$, равна:

$$\mu_i^{ср} = \frac{\int_{\tau_0}^{\tau_0 + 24} \mu_i(\tau)\, d\tau}{24}, \qquad (6)$$

где числитель — показание прибора, интегрирующего значения концентрации окиси азота,

τ_0 — время начала отсчета, ч.

При измерении концентрации окиси азота по двум полутопкам котла или в двух газоходах рециркуляции значение $\mu_i^{ср}$ следует определять как среднее арифметическое измеренных значений концентрации.

7.2.4. Значения Q_{ri} и $Q_{ri}^{ср}$ определяются по формулам

$$Q_{ri}=8{,}6\cdot K_Q\frac{Q_{ki}^{бр}}{\eta_{ki}^{бр}}(100-q_{4i})\cdot a(100\alpha_i+x-21)(1+0{,}006W^n)\ ; \qquad (7)$$

$$Q_{ri}^{ср}=8{,}6\cdot K_Q\frac{Q_{ki}^{бр.ср}}{\eta_{ki}^{бр.ср}}(100-q_4^{ср})\cdot a(100\alpha_i^{ср}+x-21)\cdot(1+0{,}006W^n), \qquad (8)$$

где $K_Q=\frac{Q_н^р}{Q_р^р}$ — поправочный коэффициент ($\leqslant 1$), отражающий уменьшение расхода топлива за счет предварительного подогрева воздуха и топлива теплом извне;

$Q_н^р$ — низшая теплота сгорания рабочей массы топлива, кДж/кг или кДж/м^3; $Q_р^р$ — располагаемое тепло топлива, кДж/кг или кДж/м^3;

$Q_{ki}^{бр}$, $Q_{ki}^{бр.ср}$ — соответственно текущее и среднее за сутки значения теплопроизводительности брутто котла, МВт;

$\eta_{ki}^{бр}$, $\eta_{ki}^{бр.ср}$ — соответственно текущее и среднее за сутки значения КПД котла, %;

q_{4i}, $q_4^{ср}$ — соответственно текущие и средние за сутки потери тепла от механической неполноты сгорания топлива, %;

W^n — приведенная влажность топлива, кг·4,19·10^5/кДж;

a, x — константы, зависящие от вида и состава топлива, значение x в формуле (7) — в %;

α_i, $\alpha_i^{ср}$ — соответственно текущий и средний за сутки коэффициент избытка воздуха в зоне отбора пробы газа к газоанализатору.

На котлах, сжигающих газообразное топливо, расход которого измеряется расходомером, значения Q_{ri} и $Q_{ri}^{ср}$ определяются по формулам

$$Q_{ri}=8{,}6\cdot K_Q\cdot B_i\cdot Q_н^c\cdot a(100\alpha_i+x-21)\ ; \qquad (9)$$

$$Q_{ri}^{ср}=8{,}6\cdot K_Q\cdot B_i^{ср}\cdot Q_н^c\cdot a(100\alpha_i^{ср}+x-21), \qquad (10)$$

где B_i, $B_i^{ср}$ — соответственно текущий и средний за сутки расход газообразного топлива, определяемый прямым измерением, при нормальных условиях, м^3/ч;

$Q_н^c$ — теплота сгорания газообразного топлива, кДж/м^3.

7.2.5. Значения K_Q, $Q_р^р$, $Q_{ki}^{бр}$, $Q_{ki}^{бр.ср}$, q_{4i}, $q_4^{ср}$, $\eta_{ki}^{бр}$ и $\eta_{ki}^{бр.ср}$ рассчитываются по МУ 34-70-065-84 «Методические указания по подготовке и передаче информации о тепловой экономичности работы электростанций

и энергосистем» или по методике, изложенной в главе 5 «Теплового расчета котельных агрегатов. Нормативный метод» (М.: Энергия, 1973).

7.2.6. Значение W^n определяется по формуле

$$W^n=\frac{W^p}{Q_н^p}\cdot 4{,}19\cdot 10^3, \qquad (11)$$

где W^p — влажность топлива на рабочую массу, %.

Значения $Q_н^p$ и W^p принимаются по данным химанализов на ТЭС.

Усредненные значения констант a и x с погрешностью около ±2% даны в табл. 3 Значения констант (с погрешностью около ±0,5%) для наиболее распространенных в энергетике топлив приведены в справочном приложении 1.

Таблица 3

Топливо	a	x%
Донецкие антрациты	1,11	19,9
Донецкие полуантрациты	1,11	19,0
Донецкие тощие угли	1,11	18,5
Недонецкие тощие угли	1,10	18,7
Каменные угли и их отходы	1,10	18,2
Бурые угли: при $V_r \leqslant 45\%$	1,09	19,4
при $V_r > 45\%$	1,10	18,6
Бурые угли Канско-Ачинского бассейна ($V_r \approx 48\%$)	1,08	19,4
Сланцы (при полном разложении карбонатов):		
при $V_r \approx 80\%$	1,10	19,0
при $V_r \approx 90\%$	1,09	20,0
Мазут и нефть стабилизированная	1,10	15,0
Газ природный	1,11	10,6
Газ попутный	1,10	11,6
Газ доменных печей (на коксе с добавкой природного газа)	0,86	51,3
Газ коксовых печей	1,06	91

7.2.7. Если содержание кислорода в дымовых газах непрерывно измеряется кислородомером в той же зоне, где осуществляется отбор пробы газа на окислы азота, то текущий и средний за сутки коэффициенты избытка воздуха (α_i и $\alpha_i^{ср}$) должны определяться по формулам

$$\alpha_i=\frac{21-\rho O_{2i}}{21-O_{2i}}; \qquad (12)$$

$$\alpha_i^{ср}=\frac{21-\rho O_{2i}^{ср}}{21-O_{2i}^{ср}}, \qquad (13)$$

где ρ — относительное уменьшение теоретических объемов сухих продуктов сгорания ($V_{с.г.}^0$) и воздуха ($V_в^0$),

$$\rho = 1 - \frac{V^0_{с.г.}}{V^0_в} \qquad (14)$$

Для распространенных энергетических топлив усредненные значения величины ρ и отклонения от них составляют:

Твердое топливо (включая антрацит и торф)	$0{,}02 \pm 0{,}01$
Мазут	$0{,}05 \pm 0{,}01$
Природный газ	$0{,}10 \pm 0{,}015$
Попутный газ	$0{,}08 \pm 0{,}02$

O_{2i} — текущее значение концентрации кислорода в дымовых газах, %;

$O_2^{ср}$ — среднесуточная концентрация кислорода в дымовых газах, определенная с помощью автоматического интегратора, работающего в комплекте с кислородомером, или планиметрированием диаграммой ленты измерительного прибора, %

$$Q_2^{ср} = \frac{\int_{\tau_0}^{\tau_0+24} O_{2i}(\tau)\,d\tau}{24} \qquad (15)$$

7.2.8. При измерении концентрации кислорода по полутопкам котла или в двух газоходах рециркуляции значение $O_2^{ср}$ определяют как среднее арифметическое измеренных значений концентрации.

7.2.9. При отсутствии непрерывного измерения концентрации кислорода в дымовых газах в зонах газохода, указанных в п. 4.1.9, допускается для определения коэффициента избытка воздуха α_i периодически (не реже одного раза в месяц) на трех различных нагрузках котла выполнять анализ состава дымовых газов переносным газоанализатором. При этом

$$\alpha_i = \frac{1}{1 - 3{,}76\dfrac{O_{2i}}{100 - (RO_{2i} + O_{2i})}} \qquad (16)$$

где RO_{2i} — концентрация в дымовых газах многоатомных продуктов сгорания, %.

7.2.10. Значение $(\alpha_i^{ср})$ определяется для среднесуточной нагрузки котла по графику зависимости коэффициента избытка воздуха от нагрузки котла D (т/ч) или по формуле

$$\alpha_i^{ср} = \alpha_н + \Delta\alpha_н \left[\left(\frac{D_н}{D_{ср}}\right)^{0{,}5} - 1 \right] \qquad (17)$$

где $D_н$ — номинальная паропроизводительность котла, т/ч;

$D_{ср} = \dfrac{D}{24}$ — среднесуточная паропроизводительность котла, т/ч;

D — выработка пара котлом за сутки, т;

$\alpha_н$, $\Delta\alpha_н$ — коэффициент избытка воздуха в газоходе в зоне отбора пробы к газоанализатору, рассчитываемый по формуле (16), и величина присосов воздуха по тракту дымовых газов до этой зоны при номинальной нагрузке котла.

7.2.11. Допускается определять коэффициент избытка воздуха (α_i) в сечении газохода, отстоящем от сечения, в котором отбирается проба газов к газоанализатору, если значение присосов воздуха между указанными сечениями не превышает 2% значения α_i.

В этом случае $\alpha_i = \alpha_i \pm \Delta\alpha$, (18)

Значение $\Delta\alpha$ положительно, если по ходу дымовых газов сечение, в котором измеряется содержание окислов азота, расположено за сечением, в котором измеряется содержание кислорода, и отрицательно, если расположение указанных сечений обратное.

7.2.12. При размещении зонда газоанализатора в газоходе рециркуляции дымовых газов или непосредственно в конвективной шахте расчет присосов в поверхностях нагрева конвективного газохода допускается выполнять по формуле

$$\pm\Delta\alpha = 0{,}01 \cdot n, \qquad (19)$$

где n — число пакетов поверхностей нагрева между сечениями, в одном из которых измеряется содержание кислорода, в другом — окислов азота.

7.2.13. При измерении концентрации окислов азота в газоходах рециркуляции дымовых газов в случае необходимости следует ввести поправку, учитывающую присосы в коробе рециркуляции на участке между сечением, из которого происходит отбор дымовых газов в линию рециркуляции, и сечением, в котором измеряется содержание окислов азота. При этом искомые концентрации определяются из выражений

$$\mu_i = \mu_{i\,изм} \cdot \frac{V_г^0 + (\alpha_i' - 1)V^0}{V_г^0 + (\alpha_т - 1)V^{0т}}, \qquad (20)$$

$$\mu_i^{ср} = \mu_{i\,изм}^{ср} \cdot \frac{V_г^0 + (\alpha_i'^{ср} - 1)V^0}{V_г^0 + (\alpha_т^{ср} - 1)V^{0т}}, \qquad (21)$$

где $\mu_{i\,изм}$, $\mu_{i\,изм}^{ср}$ — соответственно текущая и среднесуточная концентрации окиси азота в коробе рециркуляции при нормальных условиях, г/м^3;

α_i', $\alpha_i'^{ср}$ — соответственно текущий среднесуточный коэффициенты избытка воздуха в линии рециркуляции дымовых газов в сечении, где установлен зонд газоанализатора.

7.2.14. При отборе пробы газа в дымовой трубе расход газов в ней следует определять как сумму расходов по всем котлам, от которых дымовые газы поступают в данную трубу.

7.3. Значения $Q_{гi}$, $Q_{гi}^{ср}$ ($м^3/ч$) следует измерять или рассчитывать с точностью до 10^3; μ_i, $\mu_i^{ср}$ ($г/м^3$) — с точностью до 0,01; $M_{NO_2 i}$ (т) — с точностью до 0,1; M_{NO_2} (т) — с точностью до 1; остальные — в соответствии с МУ 34—70—065—84 «Методические указания по подготовке и передаче информации о тепловой экономичности работы электростанций и энергосистем».

7.4. Пример расчета валового выброса окислов азота с дымовыми газами на электростанции приведен в справочном приложении 2.

7.5. Оценку погрешности косвенного измерения валового выброса окислов азота за отчетный период (в пересчете на двуокись азота) следует выполнять по МТ 34—70—29—86 «Методика выполнения измерений валового выброса окислов азота с дымовыми газами на тепловых электростанциях с применением газоанализатора ГХЛ-201» При этом в соответствии с МИ 1317-86 характеристики погрешности должны выражаться числом, содержащим не более двух значащих цифр.

Результаты оценки предельной суммарной относительной погрешности косвенного измерения валового выброса окислов азота для котла паропроизводительностью 950 т/ч, сжигающего донецкий уголь марки Г, приведены в табл. 4. Предполагалось, что измерение концентрации осуществлялось двумя газоанализаторами (по полутопкам котла). При доверительной вероятности 0,95 значения погрешностей составили (табл. 4):

Таблица 4

Отчетный период	Погрешность измерения, %					
	при использовании ЭВМ АСУ ТП котла			без использования ЭВМ АСУ ТП котла		
	Концентрация	Расход дымовых газов	Валовой выброс	Концентрация	Расход дымовых газов	Валовой выброс
Сутки	±17	±10	±20	±19	±11	±24
Год	—	—	±15	—	—	±19

7.6. Допускается погрешность определения валового выброса окислов азота за отчетный период (год) принимать максимально возможной (в зависимости от способа расчета валового выброса при сжигании различных видов топлива), равной (табл. 5):

Таблица 5

Вид топлива	Погрешность измерения валового выброса окислов азота, %	
	при использовании ЭВМ АСУ ТП котла	без использования ЭВМ АСУ ТП котла
Газ	±18	±22
Мазут	±19	±24
Твердое топливо	±20	±25

8. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

8.1. *Измерение* валового выброса окислов азота должно выполняться ежесуточно.

8.2. *Отчетность* по валовому выбросу окислов азота должна осуществляться ежегодно по форме 2-ТП (воздух) в соответствии с «Типовым положением об организации контроля за выбросами в атмосферу на тепловых электростанциях» (М.: СПО «Союзтехэнерго», 1988).

9. ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ОПЕРАТОРА

9.1. *Лица,* осуществляющие контроль за содержанием окислов азота в дымовых газах, а также выполняющие измерения валового выброса окислов азота, должны иметь квалификацию теплотехника.

9.2. *Лица,* осуществляющие ремонт и эксплуатацию газоанализатора, должны иметь квалификацию слесаря по автоматике и КИП не ниже 4-го разряда.

10. ТРЕБОВАНИЯ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ

10.1. *К работам* по монтажу, наладке, настройке и эксплуатации газоанализатора допускаются работники, прошедшие инструктаж и проверку знаний «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок» (М.: Энергоиздат, 1982), «Правил техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей» (М.: Энергоатомиздат, 1985) и «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением», входящих в сборник «Правила и руководящие материалы по котлонадзору» (М.: Недра, 1977).

10.2. *Монтаж,* установка и эксплуатация газоанализатора должны производиться в вентилируемых взрывобезопасных помещениях. Концентрация в воздухе помещений агрессивных и токсичных газов и паров должна быть не выше указанных в санитарных нормах СН 245-71. Помещения должны быть освещены в соответствии с

действующими нормами СНиП II-4-79 «Строительные нормы и правила. Естественное и искусственное освещение» и должны соответствовать «Правилам устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

10.3. *При проведении* ремонтных и монтажных работ газоанализатор должен быть отключен от сети с помощью сетевого разъема. Баллоны с газовыми смесями при этом должны быть перекрыты.

10.4. *При работе* с баллонами, наполненными поверочными газовыми смесями, необходимо соблюдать следующие требования:

не подвергать баллоны ударам;

не располагать баллоны ближе, чем на расстоянии 1 м от источника тепла;

не допускать утечки газа в местах подсоединения баллонов, проверяя их мыльной пеной;

не допускать на входе в газоанализатор давления поверочных газовых смесей свыше 50 кПа.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1
Справочное

Значения констант a и x для твердых, жидких и газообразных топлив

№ п/п	Топливо				a	x
	Республика, край, область, бассейн	Месторождение, углеразрезы	Марка	Класс		
			Угли			
1.	*Донецкий*	—	Д	Р	1,08	18,2
2.	« »	—	Д	Отсев	1,10	18,0
3.	« »	—	Г	Р	1,10	18,0
4.	« »	—	Г	Отсев	1,08	18,1
5.	« »	—	Г	Промпродукт мокрого обогащения	1,10	18,0
6.	« »	—	Т	Р	1,11	18,5
7.	« »	—	А	Штыб, СШ	1,11	19,9
8.	« »	—	ПА	Р, отсев	1,11	19,0
9.	« »	—	Ж,К,ОС	Промпродукт мокрого обогащения	1,10	18,2
10.	Кузнецкий	—	Д	Р, СШ	1,09	18,3
11.	« »	—	Г	Р, С, Ш	1,09	18,0
12.	« »	—	1СС	Р, отсев	1,09	18,4
13.	« »	—	2СС	Р, С, Ш, отсев	1,10	18,4
14.	« »	—	Т	Р, отсев	1,09	18,7
15.	« »	—	Ж,К,ОС	Промпродукт мокрого обогащения	1,09	18,3

Продолжение табл.

№ п/п	Топливо					
	Республика, край, область, бассейн	Месторождение, углеразрезы	Марка	Класс	а	х
16.	Кузнецкий	Грамотеинский и др.	Г	Р, окисленный	1,08	18,5
17.	« »	Кедровский и др.	СС	То же	1,09	18,7
18.	« »	Красно-бродский и др.	Т	« »	1,10	18,8
19.	« »	Томьусинские и др.	СС	« »	1,10	18,4
20.	Карагандинский	—	К	Р	1,09	18,4
21.	« »	—	К	Промпродукт мокрого обогащения	1,10	18,3
22.	Экибастузский	Разрезы 1, 2, 3	СС	Р	1,09	18,3
23.	« »	Разрезы 5/6	СС	Р	1,10	18,3
24.	« »	Куучекинское	СС	Р	1,09	18,6
25.	« »	Ленгерское	Б3	Р, отсев	1,10	19,2
26.	Подмосковный	В целом	Б2	Р, ОМСШ	1,10	18,7
27.	« »	Черепетьуголь	Б2	То же	1,10	18,9
28.	Башкирская АССР	Бабаевское	Б1	Р	1,09	18,1
29.	Кизеловский	—	Г	Р, отсев, К, М	1,12	17,8
30.	« »	—	Г	Промпродукт мокрого обогащения	1,10	18,1
31.	Челябинский	—	Б3	Р, МСШ	1,09	18,7
32.	Свердловская обл.	Егоршинское	ПА	Р	1,09	19,1
33.	Грузинская	Ткварчельское	Ж	Промпродукт мокрого обогащения	1,10	17,8
34.	« »	Ткибульское	Г	То же	1,09	18,3
35.	Узбекская	Ангренское	Б2	ОМСШ	1,08	19,7
36.	Канско-Ачинский	Ирша-Бородинское	Б2	Р	1,08	19,3
37.	« »	Назаровское	Б2	Р	1,08	19,4
38.	« »	Березовское	Б2	Р	1,08	19,5
39.	« »	Боготольское	Б1	Р	1,07	19,3
40.	« »	Абанское	Б2	Р	1,08	19,3
41.	« »	Итатское	Б1	Р	1,07	19,5
42.	« »	Барандатское	Б2	Р	1,08	19,2
43.	Красноярский	Минусинское	Д	Р	1,09	18,6
44.	Иркутский	Черемховское	Д	Р, отсев	1,09	18,2
45.	Приморский	Липовецкое	Д	Р, СШ	1,08	18,1
46.	« »	Сучанское	Гв	Р	1,09	18,3
47.	« »	Сучанское	Жв	Р	1,09	18,4
48.	« »	—	Т	Р	1,10	18,9
49.	Приморский	Подгородненское	Т	Р	1,11	18,6
50.	« »	Артемовское	Б3	Р, СШ	1,07	18,9

Продолжение табл.

№ п/п	Топливо: Республика, край, область, бассейн	Месторождение, углеразрезы	Марка	Класс	a	x
51.	Приморский	Тавричанское	Б3	ОМ, СШ	1,09	18,3
52	« »	Реттиховское	Б1	К,ОМ,СШ	1,07	18,8
53.	Эстонская	«Вивиконд»	Сланец	Энергетический мелкий	1,08	18,3
54.	« »	Разрез 1	« »	Энергетический	1,10	19,3
55.	Ленинградская	—	« »	Крупный, средний мелкий	1,09	19,1
56.	Куйбышевская	Каширское	« »	—	1,10	20,0
57.	« »	Торф	Фрезерный	—	1,06	19,3
58.	« »	—	Дрова	—	1,05	20,2
			Жидкие топлива			
59.	Мазут		малосернистый		1,10	14,2
60.	« »		сернистый		1,10	15,0
61.	« »		высокосернистый		1,10	15,4
62.	Нефть		стабилизированная		1,10	14,9
			1. Природные газы из газопровода			
63.	Саратов — Москва				1,11	10,9
64.	Первомайск — Сторожовка				1,11	10,9
65.	Ставрополь — Москва (III нитка)				1,11	10,8
66	Серпухов — Ленинград				1,11	10,8
67.	Шебелинка — Харьков				1,11	10,7
68.	Шебелинка — Москва				1,11	10,7
69.	Кумертау — Магнитогорск				1,11	10,9
70	Газли — Коган				1,11	10,7
71	Хаджи — Абад — Фергана				1,11	10,9
72.	Карабулак — Грозный				1,11	11,6
73	Коробки — Камышин				1,11	11,1
74	Оренбург — Совхозное				1,105	10,8
			2. Попутные газы			
75.	Пермьнефть; Ярино — Пермь				1,10	11,9
76.	Куйбышевнефть; Безенчук				1,11	11,9
77.	Туркменнефть				1,11	10,9
78.	Краснодарнефтегаз				1,11	10,9
79.	Грознефть				1,10	11,3
80.	Башкнефть. Шкапово — Туйназы				1,10	11,5
81.	Азербайджанская ССР				1,11	10,6

ПРИЛОЖЕНИЕ 2
Справочное

ПРИМЕР РАСЧЕТА ВАЛОВОГО ВЫБРОСА ОКИСЛОВ АЗОТА С ДЫМОВЫМИ ГАЗАМИ (БЕЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭВМ АСУ ТП)

В качестве примера выполнен расчет валового выброса окислов азота для котла паропроизводительностью 950 т/ч, сжигающего донецкий тощий уголь. Отбор пробы дымовых газов осуществляется из конвективного газохода по полутопкам котла. Концентрация окиси азота измеряется двумя комплектами газоанализаторов. Содержание кислорода в дымовых газах измеряется непрерывно двумя кислородомерами по полутопкам в тех же зонах, где и концентрация окиси азота.

Исходные данные, принятые для расчета валового выброса двуокиси азота, приведены в табл. 6. Результаты расчета сведены в табл.

Таблица 6

Показатель	Условное обозначение	Значение показателя	Источник информации
1. Коэффициент пересчета выброса окиси азота в двуокись азота	β_i	1,57	См. п. 7.2.1 Методики
2. Среднесуточная концентрация окиси азота (сторона А), г/м^3	$\mu_{iA}^{ср}$	0,62	Планиметрирование диаграммной ленты газоанализатора за сутки
3. То же (сторона Б)	$\mu_{iБ}^{ср}$	0,64	То же
4. Константы	а	1,08	Прилож. 13
	х	18,5	МУ 34-70-065-84 Табл. 3 данной Методики
5. Теплота сгорания рабочей массы топлива, кДж/кг	$Q_н^р$	19800	По данным анализов на электростанции
6. Влажность топлива на рабочую массу, %	$W^р$	11,0	То же
7. Поправочный коэффициент, учитывающий внесенное в топку котла тепло с подогретым топливом и воздухом	K_Q	0,98	По МУ 34-70-065-84
8. Среднее за сутки значение теплопроизводительности брутто котла, МВт	$Q_{бр}^{бр ср}$	526,3	То же
9. Потери тепла от механической неполноты сгорания топлива, %	$q_4^{ср}$	0,8	То же

Продолжение табл. 6

Показатель	Условное обозначение	Значение показателя	Источник информации
10. Среднее за сутки значение КПД котла, %	$\eta_{\kappa i}^{бр\ ср}$	92,1	То же
11. Среднесуточная концентрация кислорода (сторона А), %	$O_{2i}^{ср}$А	4,8	Планиметрирование участка диаграммной ленты кислородомера за сутки. См. п. 7.2.7 Методики
12. Среднесуточная концентрация кислорода (сторона Б),%	$O_{2i}^{ср}$Б	4,4	То же
13. Относительное уменьшение теоретических объемов сухих продуктов сгорания и воздуха	ρ	0,02	См. п. 7.2.7 Методики
14. Поправочный коэффициент, зависящий от стабильности режимных параметров котла в течение суток	K_i	1,1	Принято по результатам специальных испытаний. См. п. 7.2.2 Методики

Таблица 7

Показатель	Условное обозначение	Значение показателя	Способ определения
1. Среднесуточная концентрация окиси азота в дымовых газах котла, г/м^3	$\mu_i^{ср}$	0,63	По п. 7.2.3 Методики, поз. 2 и 3 табл. 6
2. Среднесуточная концентрация кислорода в дымовых газах котла, %	$O_2^{ср}$	4,6	По п. 7.2.8 Методики, поз. 11 и 12 табл. 6
3. Средний за сутки коэффициент избытка воздуха	$\alpha_i^{ср}$	1,275	По формуле (13) Методики, поз. 13 табл. 6, поз. 2 табл.7
4. Приведенная влажность топлива, кг·4,19·10^5/кДж	$W^п$	2,33	По формуле (11) Методики, поз. 6 и 5 табл. 6
5. Средний часовой расход дымовых газов в течение суток, м^3/ч	$Q_{гi}^{ср}$	654 ·10^3	По формуле (8) Методики, поз. 4,8,9, 10 табл. 6 и поз.3 и 4 табл. 7
6. Валовой выброс двуокиси азота за сутки, т	$M_{NO_2 i}$	17,1	По формуле (3) Методики, поз. 1 и 14 табл. 6, поз. 1 и 5 табл. 7
7. Валовой выброс двуокиси азота за отчетный период (год), т	M_{NO_2}	5130	Определяют как сумму валовых выбросов двуокиси азота за каждые сутки отчетного периода т.е. $M_{NO_2}=\sum_{i=1}^{n} M_{NO_2 i}$ по формуле (3) Методики

Подписано в печать 22.10.89. Формат 60×90$^{1}/_{16}$. Гарнитура литературная.
Печать офсетная. Усл.печ.л. 1,75. Уч-изд.л. 2,04.
Тираж 800 экз. Заказ 872. Цена 1р.02к
ПМБ ВТИ им. Ф.Э.Дзержинского.
109280, Москва, Ж-280, ул. Автозаводская., д.14/23.

gost.e-ecolog.ru