НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ
ДЛЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ
И КОТЕЛЬНЫХ

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ

МЕТОДИКИ ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА, ПОСТАВЛЯЕМОГО НА ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

РД 153-34.1-11.320–00

gost.e-ecolog.ru

1 РАЗРАБОТАН АООТ "Всероссийский теплотехнический научно-исследовательский институт" (АООТ "ВТИ")

РАЗРАБОТЧИК *В.Н. Сухова*

2 УТВЕРЖДЕН Департаментом научно-технической политики и развития РАО "ЕЭС России" 29.12.2000 г.

Первый заместитель начальника *А.П. Ливинский*

3 ВЗАМЕН РД 34.11.320–87, периодичность проверки – 5 лет

Ключевые слова: природный газ, теплота сгорания, плотность, влажность, калориметры, плотномеры, гигрометры, погрешность измерения

© АООТ "ВТИ", 2002

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ

РД 153-34.1-11.320–00

МЕТОДИКИ ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА, ПОСТАВЛЯЕМОГО НА ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Срок действия установлен
с 2001–09–01
до 2011–09–01

1 НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящий руководящий документ устанавливает методики выполнения измерений (МВИ) показателей качества природного газа и аналогичных ему газовых смесей, а именно:

- теплоты (энергии) сгорания методом бомбовой калориметрии по ГОСТ 10062 или газовыми калориметрами непрерывного действия;
- плотности по ГОСТ 17310 или автоматическими плотномерами;
- влажности адсорбционным методом по РД 34.09.114 или лабораторными и промышленными гигрометрами.

Данные МВИ могут применяться при выполнении текущих и контрольных измерений качества газообразного топлива, поступающего на ТЭС.

Издание официальное

Настоящий Руководящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения РАО «ЕЭС России» или АООТ «ВТИ»

2 ТРЕБОВАНИЯ К ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

Границы предельной суммарной погрешности, определяемые пределами допускаемого значения абсолютной и относительной погрешности измерений, составляют:

- для теплоты сгорания (ТС) в калориметрической бомбе по ГОСТ 10062 при доверительной вероятности P=0,95:
- для высшей ТС – не более 0,5 %, для низшей ТС – не более 0,6 %;
- для низшей ТС калориметрическими методами дискретного сжигания в газовой горелке калориметра и непрерывного сжигания газа в проточном газовом калориметре при постоянном давлении при доверительной вероятности P=0,95 – не более ± 0,8 %;
- для плотности пикнометрическим методом по ГОСТ 17310 при доверительной вероятности 0,95 – не более ±0,004 кг/м^3, а в автоматических плотномерах – не более ±0,8 %;
- для влажности газа абсорбционным методом по РД 34.09.114 (приложение 5) при доверительной вероятности P=0,95 – не более ±0,3 г/м^3;
- для влажности газа допускаемая абсолютная погрешность гигрометров, выражающая концентрацию паров воды через температуру точки росы, в диапазоне значений точки росы от минус 80 °С до минус 20 °С должна быть не более ±2 °С точки росы и в диапазоне значений точки росы от минус 20 °С до плюс 20 °С должна быть не более ±3,0 °С точки росы при доверительной вероятности P=0,95.

3 СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ, ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА, МАТЕРИАЛЫ, РАСТВОРЫ

При выполнении измерений теплоты сгорания, плотности и влажности применяют средства измерений и другие технические средства, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Порядковый номер и наименование средства измерений, технического средства	Обозначение стандарта ТУ и типа средства измерений либо его метрологические характеристики, или ссылка на чертеж или приложение	Измеряемая величина		
		теплота сгорания	плотность	влажность
1	2	3	4	5
1 Калориметрическая установка с калориметрической бомбой типа В-08, В–09, В–08МА или другая установка	ТУ 25 11-1426	Да	–	–

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
изопериболического или адиабатического типа, обеспечивающая получение суммарной погрешности измерения в пределах установленной нормы предельной относительной суммарной погрешности				
2 Калориметрические термометры стеклянные ртутные постоянного или переменного наполнения (метастатические)	Диапазон показаний шкалы постоянного наполнения в диапазоне 4 °С по ГОСТ 13646, основной шкалы переменного наполнения 0÷5 °С. Цена деления шкалы постоянного наполнения и основной шкалы переменного наполнения 0,01 °С	Температура в сосуде	–	–
3 Оптическое устройство для отсчета показаний калориметрического термометра (например, короткофокусная зрительная труба с кратностью увеличения 6–9 раз и фокусным расстоянием от 0,5 до 1,0 м)	Погрешность отсчета не более 0,002 °С	Отсчет подъема температуры	–	–
4 Термометры сопротивления платиновые ТСП или любой прибор для измерения температуры с метрологическими характеристиками, не хуже	Тип ТСП, класс К-П, диапазон измеряемых температур (– 50 ... + 150) °С, сопротивление 10 Ом (градуировка 20). Погрешность измерения не более 0,002 °С	Температура в сосуде	–	–
5 Регистратор с цифровым отсчетом	Предел изменения температуры не менее 2,5 °С. Предел допускаемой погрешности в диапазоне от 000 до 8000 мВ не более ±6 мВ	Регистрация температуры в сосуде	–	–
6 Термометр ртутный лабораторный	Предел измерения от 0 до 100 °С с ценой деления 0,1 °С по ГОСТ 28498	Температура в оболочке	Температура газа и воздуха	Температура газа

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
7 Весы лабораторные общего назначения	Наибольший предел взвешивания 500 и 1000 г с погрешностью не более 0,01 г по ГОСТ 24104	–	Масса пикнометра с водой	–
8 Весы лабораторные общего назначения	Наибольший предел взвешивания 5 кг с погрешностью не более 0,1 г по ГОСТ 24104	Масса бомбы с водой	–	–
9 Весы лабораторные общего назначения	Наибольший предел взвешивания 10 кг с погрешностью не более 0,5 г по ГОСТ 24104	Масса сосуда с бомбой	–	–
10 Весы лабораторные общего назначения	Наибольший предел взвешивания до 200 г с погрешностью взвешивания не более ±0,0001 г по ГОСТ 24104	Масса навески бензойной кислоты, запальной проволоки, хлопчатобумажной нити	Масса пикнометра с газом и воздухом	Масса поглотительных трубок
11 Барометр ртутный чашечный или барометр-анероид	БАММ-1, М-67 или другие с погрешностью измерения ±0,013 кПа	Атмосферное давление		
12 Редуктор кислородный с манометрами	Манометр высокого давления на 24,5–29,4 МПа. Манометр низкого давления на 2,9–3,4 МПа с предельным давлением 4,9–6,9 МПа. Манометр на 1,0–1,5 МПа	Давление в баллоне и бомбе	–	–
13 Микрокомпрессор	Тип ВК-1, МК-Л2 или другие, обеспечивающие подачу воздуха, не загрязненного примесями масла, газов, пыли	–	–	–
14 Счетчик газовый	Тип ГСБ–400, вместимостью 2–5 $дм^3$. Цена деления 0,02 $дм^3$, не ниже 1-го класса точности или другие средства измерений с метрологическими характеристиками, не хуже	–	Объем газа	Объем газа

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
15 Электропечь сопротивления или муфельная	Тип СНОЛ с номинальной рабочей температурой 900 °С по ТУ 16-531–607 или ПМ-8 по ТУ 79 РСФСР 337, или другие с точностью регулирования ±10 °С			
16 Пикнометры стеклянные газовые	Тип ПГ номинальной вместимостью 100 или 200 $см^3$ по ГОСТ 22524	–	Объем газа и воздуха	–
17 Проволока для запала:				
константановая неизолированная мягкая	Диаметр 0,1–0,15 мм, удельная теплота сгорания 3,14 МДж/кг по ГОСТ 5307	Да	–	–
медная круглая электротехническая	Диаметр 0,1–0,15 мм, марка ММ, удельная теплота сгорания 2,51 МДж/кг по ТУ 16.К71	Да	–	–
железная или стальная	Диаметр 0,1–0,2 мм, удельная теплота сгорания соответственно 7,5 и 6,69 МДж/кг	Да	–	–
18 Трубки стеклянные	Тип ТХ-U-2 (или) 3 150 (или) 200 по ГОСТ 25336	–	Увеличение массы трубки	
19 Склянка с тубусом	Вместимостью 2–5 $дм^3$, вместимостью 10–20 $дм^3$ по ГОСТ 25336		–	–
20 Образцовая мера – рабочий эталон 1-го разряда	Бензойная кислота К–3 (ГСО 5504) по ТУ 50 791–91. Номинальное значение удельной энергии сгорания 26454 кДж/кг при взвешивании в воздухе при температуре 20 °С и давлении 101,325 кПа. Доверительные границы относительной погрешности не более 0,02 %	Подъем температуры	–	–
21 Перхлорат магния безводный, ангидрон	ТУ 6-09-3880 с размером зерен 2–5 мм или другие поглотители влаги, не реагирующие с отдельными ком-	–		

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5
	понентами газа и не обладающие по отношению к ним абсорбционной способностью			
22 Раствор хлористого натрия в дистиллированной воде (22%-ный)	ГОСТ 13830 ГОСТ 6709	–	–	
23 Автоматические калориметры типа КСНГ-05, Райнеке (модель 66), калориметры дискретного сжигания газа в газовой горелке и другие, поверяемые и градуируемые с помощью аттестованных по теплоте сгорания газовых смесей	Предел относительной суммарной погрешности ±0,8 %	Да	–	–
24 Автоматические плотномеры типа "Гадилит" и др.	Предел относительной суммарной погрешности ±1,0 %	–	Да	–
25 Лабораторные и промышленные гигрометры, например модели: КОНГ–Прима-2, MODEL 241 фирмы "Bolar Westen Research" (Канада), System 280 фирмы "Panametrics" (Ирландия, США) и т п	Допускаемая абсолютная погрешность измерения влажности в диапазоне значений точки росы от минус 80 °С до минус 20 °С должна быть не более ±2 °С точки росы и в диапазоне значений точки росы от минус 20 °С до плюс 20 °С – не более ±3,0 °С точки росы при доверительной вероятности Р=0,95 Норма предельной относительной суммарной погрешности в диапазоне 0–100 % – не более ±3,0 % при доверительной вероятности Р=0,95.	–	–	Да

4 МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЙ

4.1 Методы измерения теплоты сгорания

4.1.1 Измерение теплоты сгорания природного газа по ГОСТ 10062 выполняют в изопериболическом калориметре методом дискретного сжи-

гания определенного объема газа в калориметрической бомбе при постоянном объеме в среде сжатого кислорода и измерении количества тепла, выделившегося при сгорании газа, вспомогательных веществ, а также при образовании водных растворов азотной и серной кислот в условиях испытания, способом измерения подъема температуры

Сущность метода (по МИ 2096) заключается в проведении градуировки калориметра с целью определения его энергетического эквивалента (эффективной теплоемкости) путем сжигания навески образцового вещества (бензойной кислоты) на той же аппаратуре и с теми же реактивами и материалами, что и при определении теплоты сгорания газа.

4.1.2 Повышение температуры может быть измерено калориметрическим термометром постоянного наполнения, метастатическим термометром переменного наполнения или платиновыми термометрами сопротивления.

Измерение температуры платиновыми термометрами проводят с помощью измерительной системы, состоящей из двух платиновых термометров-датчиков, соединенных с измерительным блоком и цифровым вольтметром.

Сигнал от платиновых термометров сопротивления, помещенных в калориметр, усиливается измерительным блоком и передается на вольтметр с цифровым отсчетом.

Исходной температуре воды в калориметрическом сосуде (25±0,2) °С соответствует показание цифрового вольтметра, равное (0,8±0,2) В.

4.1.3 Измерение теплоты сгорания природного газа калориметрическим методом основано на дискретном сжигании газа в газовой горелке калориметра или непрерывном сжигании газа в проточном газовом калориметре при постоянном давлении и отводе тепла с помощью жидких или газообразных теплоносителей, по повышению температуры которых судят о теплоте сгорания.

4.2 Методы измерения плотности

4.2.1 Измерение плотности природного газа по ГОСТ 17310 выполняют взвешиванием стеклянного пикнометра последовательно с осушенным воздухом и осушенным газом при одинаковых температуре и давлении.

4.2.2 Непрерывное измерение плотности автоматическим плотномером "Гадилит" основано на непрерывном измерении разности статического давления двух одинаковых по высоте столбов испытуемого и контрольного газа – воздуха. Результаты непрерывно записываются самописцем в кг/м^3 с приведением измеряемого значения к температуре 20 °С и давлению 101,325 кПа.

4.3 Методы измерения влажности

4.3.1 Измерение влажности по РД 34.09.114 основано на пропускании определенного количества газа через трубки с поглотителями влаги и определении количества поглощенной влаги по увеличению массы поглотителя.

4.3.2 Лабораторные и промышленные гигрометры измеряют изменение электрической емкости измерительного элемента с влагочувствительным слоем в зависимости от влажности окружающей среды или могут быть основаны и на других принципах измерения.

5 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

При выполнении измерений теплоты сгорания, плотности и влажности природного газа соблюдают требования, изложенные в нормативных документах:

1) РД 34.03.201 "Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей"

2) ПБ 12–245 "Правила безопасности в газовом хозяйстве"

3) ПБ 10-115 "Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением". (С изменениями и дополнениями).

4) МИ 2096 "ГСИ. Калориметры сжигания с бомбой (жидкостные). Методика поверки".

5) ОСТ 51.40 "Газы горючие природные, подаваемые в магистральные газопроводы".

6) ГОСТ 12.1.019 "ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты".

7) ГОСТ 12.1.030 "ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление".

8) ГОСТ 12.2.007.0 "ССБТ. Изделия электрические. Общие требования безопасности".

9) ГОСТ 12.1.007 "ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности".

6 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПЕРСОНАЛА

К выполнению измерений теплоты сгорания, плотности, влажности и обработке их результатов допускают лиц, ознакомившихся с инструкцией по эксплуатации средства измерения, вспомогательных устройств и прошедших обучение работе на калориметрах, плотномерах, гигрометрах.

7 УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЙ И ОТБОРА ПРОБ

7.1 Смесь природных и попутных газов с искусственными при использовании калориметрической бомбы должна содержать горючих газов не менее 70 % и иметь низшую теплоту сгорания смеси не менее 27210 кДж/м^3.

7.2 Газы и газовые смеси при измерении плотности не должны изменять своего состава в условиях опыта, а газы, насыщенные влагой, не должны иметь температуру, превышающую 40 °С.

7.3 Газы и газовые смеси при измерении влажности не должны содержать углеводороды в жидкой фазе и механических примесей более 0,001 г/м^3.

7.4 Диапазоны измерений:

- низшей теплоты сгорания природного газа и газовых смесей в калориметрической бомбе от 27210 до 40000 кДж/м^3;
- низшей теплоты сгорания природного газа и газовых смесей в газовых калориметрах от 20000 до 40000 кДж/м^3;
- плотности природного газа на автоматических плотномерах от 0,1 до 2,9 кг/м^3;
- относительной влажности на лабораторных и промышленных гигрометрах от 5 до 98 %.

Нижний предел измерения плотности пикнометрическим методом и влажности по РД 34.09.114 ограничен только чувствительностью весов.

7.5 При периодическом контроле лабораторными методами нормы отбора представительных проб газа для измерения теплоты сгорания, плотности и влажности установлены в РД 34.09.114 (п. 4.2).

Нормы отбора проб газа и частота их анализа приняты при доверительной вероятности P=0,95 и возможной относительной погрешности не более $\delta = \pm 0{,}3$ % среднемесячных отчетных данных по основному показателю качества сухого природного газа – низшей теплоте сгорания ($H_и^c$).

7.6 При коэффициенте неоднородности газа более 0,8 % отбор большого числа порций в среднюю пробу осуществляют автоматическим отборником.

Цикличность работы отборника устанавливают с расчетом отбора числа порций в среднюю пробу за требуемый период не менее предусмотренного РД 34.09.114 (таблица 3).

Для отборников с переменным объемом порций допускается нарушение пропорциональности порций до ±20 % от коэффициента неоднородности, если оно носит случайный двухсторонний характер. Для отборников с

переменным числом порций постоянство отбираемого объема порции должно соблюдаться в пределах ±20 % от коэффициента неоднородности, а частота отбора – с отклонением не более ±3 % от рассчитываемой по расходу.

7.7 При измерении плотности газа пикнометрическим методом пробу отбирают непосредственно в пикнометр способом сухой продувки. Если газопровод удален более чем на 1 км от лабораторного помещения, пробу отбирают по ГОСТ 18917.

Давление в пробоотборной линии должно превышать атмосферное примерно на 10 кПа.

Температура газа в пробоотборных линиях не должна быть ниже температуры в газопроводе. При необходимости пробоотборную линию теплоизолируют или подогревают. Пикнометры должны быть герметичны.

7.8 При измерении влажности газа пробу отбирают, присоединяя измерительную установку непосредственно к источнику анализируемого газа, без промежуточного отбора проб способом продувки.

В пробоотборных линиях не должно быть конденсации паров и их десорбции со стенок.

7.9 При измерении теплоты сгорания в калориметрической бомбе должны быть соблюдены следующие условия:

- изменение температуры окружающего воздуха за время работы калориметра не должно быть более 1 °С в течение 30 мин;
- помещение должно быть защищено от прямого действия солнечных лучей;
- в помещении не должно быть установок, интенсивно излучающих тепло и создающих сильный поток воздуха;
- калориметрический сосуд и оболочка должны быть герметичными для воды;
- калориметрическая бомба должна быть герметичной при давлении газа 2,9 МПа;
- время установления теплового равновесия в калориметрическом сосуде после сжигания топлива не должно превышать 15 мин;
- температура воды в оболочке калориметра при изменении температуры воздуха на 1 °С должна быть постоянной в течение 30 мин с погрешностью ±0,05 °С;
- давление кислорода перед сжиганием должно быть 0,6÷1,0 МПа (6÷10 кгс/см^2).

7.10 Перечень влияющих на показания средств измерений величин, номинальные значения которых указачы с пределами допускаемых отклонений, приведен в технических описаниях и инструкциях по эксплуатации средств измерений.

7.11 При непрерывном измерении автоматическими калориметрами, автоматическими плотномерами и гигрометрами газоотборную линию необходимо оборудовать при среднем давлении (49,1÷196,2 кПа) после ГРП из общего газопровода.

7.12 При измерении теплоты сгорания в калориметрической бомбе должны быть соблюдены следующие условия:

температура окружающего воздуха, °С ..... от 18 до 35
относительная влажность окружающего воздуха, %..... от 25 до 95
атмосферное давление, кПа .....от 93,0 до 104,6

Калориметрический сосуд и оболочка должны быть заполнены дистиллированной водой по ГОСТ 6709.

Параметры электрического питания:

напряжение переменного тока ..... 220 (+22... –33) В
частота ..... 50 (+1... –1) Гц

7.13 При автоматическом измерении теплоты сгорания, плотности и влажности должны быть соблюдены следующие условия.

- рабочие параметры измеряемой среды:
  давление ..... 0,1÷4,0 МПа,
  температура ..... (–20... +35) °С;
- параметры воздуха в помещении:
  температура ..... (10÷35) °С,
  относительная влажность ..... до 90 %.

Окислителем при горении газообразного топлива должен быть кислород воздуха.

8 ПОДГОТОВКА И ВЫПОЛНЕНИЕ ИЗМЕРЕНИЙ

8.1 При подготовке к измерениям теплоты сгорания, плотности и влажности должны быть выполнены операции, изложенные в ГОСТ 10062 (п. 2) или ГОСТ 27198 (п. 4), ГОСТ 17310 (п. 3), РД 34.09.114 (приложение 5), соответственно.

8.2 При измерениях теплоты сгорания, плотности и влажности должны быть выполнены операции, изложенные в ГОСТ 10062 (п. 3) или ГОСТ 27193 (п. 5), ГОСТ 17310 (п. 4), РД 34.09.114 (приложение 5), соответственно.

9 ОБРАБОТКА (ВЫЧИСЛЕНИЕ) РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ И ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПОГРЕШНОСТИ

Обработку результатов измерений теплоты сгорания, плотности и влажности природного газа выполняют приведенными ниже способами:

9.1 Теплота сгорания

За результат измерения теплоты сгорания природного газа в калориметрической бомбе принимают среднее арифметическое двух измерений, проведенных в течение смены. Максимально допустимое расхождение между результатами двух измерений, проведенных в одной и той же лаборатории, одним лаборантом, на одной и той же установке, с использованием одной и той же пробы, не должно превышать 84 кДж/м^3 при заданной доверительной вероятности P=0,95. При получении расхождений более 84 кДж/м^3 проводят третье определение и за окончательный результат принимают среднее арифметическое двух наиболее близких измерений.

9.1.1 Среднее арифметическое значение теплоты сгорания ($\overline{H}$), кДж/м^3, вычисляют по формуле

$$\overline{H} = \frac{\sum_{i=1}^{2} H_i}{n}, \qquad (1)$$

где $\sum_{i=1}^{2}$ – сумма двух значений H_i, кДж/м^3;

n=2 – число определений.

9.1.2 Вычисление результата отдельного измерения теплоты сгорания газа в бомбе ($H_б^c$), кДж/м^3, следует выполнять по формуле

$$H_б^c = \frac{C \cdot Z\left[(t_п + \Delta_{t_п}) - (t_о + \Delta_{t_о}) + \Delta h\right] - qm}{V_б \cdot F}, \qquad (2)$$

где C – энергетический эквивалент (эффективная теплоемкость) калориметрической системы, кДж/°С;

Z – средняя цена деления шкалы термометра, указанная в свидетельстве к термометру;

$t_п$, $t_о$ – конечная и начальная температуры главного периода, деления шкалы термометра;

$\Delta_{t_п}$, $\Delta_{t_о}$ – поправка на калибровку термометра при температурах $t_п$ и $t_о$, деления шкалы термометра (указывается в удостоверении к термометру);

Δh – поправка на теплообмен калориметрической системы с окружающей средой в делениях шкалы термометра;

q – удельная теплота сгорания запальной проволоки, кДж/кг;

m – масса сгоревшей проволоки, равная разности масс проволоки до и после сжигания, кг;

$V_б$ – вместимость калориметрической бомбы при температуре $t_т$ и давлении p, м^3;

F – коэффициент для приведения объема газа при условии опыта к сухому состоянию и стандартным условиям измерения.

Энергетический эквивалент (C – эффективная теплоемкость) калориметрической системы, кДж/°С, вычисляется по формуле

$$C = \frac{q_1 \cdot m_1 + q \cdot m + q_2 \cdot V}{Z\left[\left(t_n + \Delta_{t_n}\right) - \left(t_o + \Delta_{t_o}\right) + \Delta h\right]}, \qquad (3)$$

где $q_1 \cdot m_1$ – количество теплоты, выделившейся при сгорании бензойной кислоты, кДж;

q_1 – удельная теплота сгорания бензойной кислоты, кДж/кг;

m_1 – масса бензойной кислоты, кг;

$q \cdot m$ – количество теплоты, выделившейся при сгорании запальной проволоки, кДж;

$q_2 \cdot V$ – количество теплоты, выделившейся при образовании и растворении в воде азотной кислоты, кДж;

q_2 – теплота образования 1 см^3 0,1 моль/дм^3 раствора азотной кислоты, равная 0,0058 кДж/см^3;

V – объем раствора гидроокиси натрия концентрацией 0,1 моль/дм^3, израсходованного на титрование смыва бомбы, см^3.

Поправка на теплообмен калориметрической системы с окружающей средой в делениях шкалы термометра или показаниях вольтметра (при измерении температуры с помощью вольтметра) вычисляется по формуле

$$\Delta h = \frac{V_1 + V_2}{2} \cdot n_1 + V_2 \cdot n_2, \qquad (4)$$

где $V_1 = \frac{t' - t_o}{n_o}$

и $V_2 = \frac{t_n - t''}{n}$ – средние скорости измерения температуры (температурный ход) в начальном и конечном периодах, соответственно, за полуминутный промежуток, °С, или выраженные в вольтах;

t', t'' – начальное показание начального периода и конечное показание конечного периода

вольтметра (при измерении температуры с помощью вольтметра), в вольтах, пропорциональное начальной и конечной температурам, в °С, соответственно;

t_o, t_n – начальное и конечное показания вольтметра (при измерении температуры с помощью вольтметра), в вольтах, пропорциональное начальной и конечной температурам главного периода, в °С;

n_1 – число измерений главного периода с быстрым повышением температуры (0,3 °С и более) за 0,5 мин;

n_2 – то же, с медленным повышением температуры ($n_2 = n - n_1$)

n_o, n – общее число измерений в начальном и главном периодах соответственно.

Значение n_1 устанавливают также по таблице 2 в зависимости от критерия а

$$a = \frac{t_a - t_o}{t_n - t_o} \quad , \tag{5}$$

где t_a – температура по истечении 2 мин главного периода.

Таблица 2

а				n_1
		До	0,50	9
Св.	0,50	"	0,64	8
"	0,64	"	0,73	7
"	0,73	"	0,82	6
"	0,82	"	0,91	5
"	0,91	"	0,95	4
"	0,95			3

Вместимость калориметрической бомбы при температуре $t_т$ и давлении p, м^3, вычисляется по формуле

$$V_б = K_t(m_б - m_в)\cdot 10^{-3}, \tag{6}$$

где $m_б$ – масса бомбы с дистиллированной водой, кг;

$m_в$ – масса бомбы с воздухом, кг;

K_t – коэффициент для перевода массы воды в объем при температуре опыта, его значения приведены в таблице 3.

Таблица 3

Температура воды, °С	Коэффициент K_t	Температура воды, °С	Коэффициент K_t
14	1,0020	26	1,0044
15	1,0021	27	1,0047
16	1,0023	28	1,0049
17	1,0024	29	1,0052
18	1,0026	30	1,0056
19	1,0028	31	1,0058
20	1,0030	32	1,0061
21	1,0032	33	1,0065
22	1,0034	34	1,0068
23	1,0036	35	1,0071
24	1,0039	36	1,0076
25	1,0041	37	1,0078

Коэффициент для приведения объема газа (F) при условии опыта (p, $t_г$) к сухому состоянию и стандартным условиям измерения (температуре T_c= 293 К (20 °С), давлению p_c= 101,325 кПа) вычисляют по формуле

$$F = \frac{(p - p_t)\cdot(273+20)}{101{,}325\cdot(273+t_г)}, \qquad (7)$$

где p – барометрическое давление, кПа;
p_t – давление насыщенных паров воды при температуре $t_г$, кПа;
$t_г$ – температура газа в момент окончания наполнения бомбы, °С;
273 – абсолютная температура, °С;
101,325 – стандартное атмосферное давление, кПа.

9.1.3 Высшую теплоту сгорания ($H_в^c$) и низшую теплоту сгорания ($H_н^c$) вычисляют по ГОСТ 10062 (пп. 4.2, 4.3).

9.1.4 Результаты отдельных определений высшей и низшей теплоты сгорания газа округляют до ближайшего значения, кратного 4 кДж/м^3. Окончательные результаты округляют до ближайшего значения, кратного 40 кДж/м^3.

9.1.5 При использовании калориметра с регистратором обработка результатов аналогична обработке результатов измерения температур с по-

мощью ртутных термометров. Поправки на калибр термометра (Δ_{t_o}, Δ_{t_n}) не вводятся. Начальная и конечная температуры определяются по показаниям цифрового вольтметра. Коэффициент перевода температуры в °С в диапазоне измерений 0–5 В равен 1 °С/В.

9.1.6 Оценку погрешности измерения теплоты сгорания конкретной пробы природного газа проводят, исходя из метрологических характеристик применяемых средств измерений, вспомогательных устройств и материалов.

9.1.7 Доверительные границы погрешности результата измерения теплоты сгорания природного газа, кДж/м^3, вычисляют по формуле

$$/\Delta_{н'}/ = /\Delta_{в'}/ = \left/ \frac{\Delta_H}{\sqrt{n}} \right/, \qquad (8)$$

где $\Delta_{н'}$, $\Delta_{в'}$ – нижняя и верхняя границы интервала, кДж/м^3;

Δ_H – суммарная абсолютная погрешность измерения теплоты сгорания, кДж/м^3;

$n = 2$ – число определений.

Суммарную абсолютную погрешность измерения Δ_H, кДж/м^3, вычисляют расчетным путем, исходя из метрологических характеристик применяемых средств измерения, вспомогательных устройств и материалов, по формуле

$$\Delta = \frac{\delta_{H_i} \cdot \overline{H}_б^c}{100}, \qquad (9)$$

где δ_{H_i} – суммарная относительная погрешность измерения теплоты сгорания в i-ом определении, %;

$\overline{H}_б^c$ – среднее арифметическое значение теплоты сгорания газа в бомбе, кДж/м^3.

Суммарная относительная погрешность измерения теплоты сгорания выражается формулой

$$\delta_{H_i} = \pm\sqrt{\delta_c^2 + \delta_{Z(t_n+\Delta_{t_n})-Z(t_o+\Delta_{t_o})}^2 + \delta_{V_б}^2 + \delta_{p-p_t}^2 + \delta_{273+t_r}^2}, \qquad (10)$$

где $\delta_c = \pm 0{,}1$ – предел допустимой погрешности измерения энергетического эквивалента (погрешность градуировки), %;

$\delta_{Z(t_n+\Delta_{t_n})-Z(t_o+\Delta_{t_o})}$ – относительная погрешность измерения исправленного подъема температуры в опыте, %;

$\delta_{V_б}$ – относительная погрешность измерения вместимости калориметрической бомбы, %;

δ_{p-p_t}, δ_{273+t_r} – дополнительные относительные погрешности измерения энергии сгорания за счет отклонения влияющих факторов (соответственно давления и температуры) от области стандартных значений, приведенных в НД на средства измерения, %.

Погрешность результата измерения энергетического эквивалента, %, вычисляется по формуле

$$\delta_c = \frac{t \cdot \sqrt{\frac{\Sigma (C_i - \overline{C})^2}{n(n-1)}} \cdot 100}{\overline{C}}, \qquad (11)$$

где t – коэффициент Стьюдента, который при n = 6 и доверительной вероятности P = 0,95 равен 2,6;

C_i – i-ый результат измерения;

$\overline{C}$ – среднее арифметическое результатов шести измерений энергетического эквивалента, кДж/°С;

$$C = \frac{\sum_{i=1}^{6} C_i}{n}, \qquad (12)$$

n – число определений;

$\sum_{i=1}^{6} C_i$ – сумма шести значений C_i.

Погрешность результата измерения вместимости калориметрической бомбы, %, вычисляется по формуле

$$\delta_{V_6} = \frac{t \cdot \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} (V_i - \overline{V})^2}{n(n-1)}} \cdot 100}{\overline{V}}, \qquad (13)$$

где V_i – i-ый результат измерения;

$\overline{V}$ – среднее арифметическое результатов шести измерений вместимости бомбы, м^3,

$$\overline{V} = \frac{1}{6} \sum_{i=1}^{6} V_{6i} \qquad (14)$$

($\sum_{i=1}^{6} V_{6i}$ – сумма шести значений V_{6i}).

Относительная погрешность δ_{V_6} не должна превышать ±0,1 %.

9.1.8 Пример расчета и форма записи погрешности измерения теплоты сгорания природного газа калориметрическим методом приведены в рекомендуемом приложении В.

9.2 Плотность

За результат измерения плотности природного газа пикнометрическим методом принимают среднее арифметическое значение двух измерений, проведенных в течение смены, расхождение между которыми (с 95%-ной доверительной вероятностью) не должно превышать 0,004 кг/м^3. При получении расхождений более 0,004 кг/м^3 проводят третье определение и за окончательный результат принимают среднее арифметическое двух наиболее близких измерений.

9.2.1 Среднее арифметическое значение плотности ($\overline{\rho}_{20}$), кг/м^3, вычисляют по формуле

$$\overline{\rho}_{20} = \frac{\sum_{i=1}^{2} \rho_i}{n}, \qquad (15)$$

где $\sum_{i=1}^{2} \rho_i$ – сумма двух значений ρ_i, кг/м^3;

$n = 2$ – число определений.

9.2.2 Вычисление результата отдельного измерения плотности газа при температуре 20 °С и давлении 101,325 кПа (ρ_{20}), кг/м^3, пикнометрическим методом следует выполнять по формуле

$$\rho_{20} = \frac{m_г - m_в}{K \cdot V} + 1,2047, \qquad (16)$$

где $m_г$ – масса пикнометра с газом, г;

$m_в$ – масса пикнометра с сухим воздухом, г;

V – вместимость пикнометра, дм^3;

1,2047 – плотность сухого воздуха при стандартных условиях (температуре 20 °С и давлении 101,325 кПа), кг/м^3;

K – коэффициент для приведения объема газа (воздуха) при условии опыта (p, t) к стандартным условиям (температуре 293 К (20 °С) и давлению 101,325 кПа) находят по ГОСТ 17310 (таблица приложения Б) или вычисляют по формуле

$$K = \frac{293 \cdot p}{(273 + t) \cdot 101,325}, \qquad (17)$$

где t – температура окружающей среды (около весов) при взвешивании пикнометра с газом (с сухим воздухом), °С;

p – барометрическое давление, кПа;

293 – стандартная температура, К;

$$V = \frac{m - m_в}{\rho - 1,2047 \cdot K}, \qquad (18)$$

где m – масса пикнометра с дистиллированной водой, г;

ρ – плотность дистиллированной воды при температуре опыта, кг/м^3, определяется по ГОСТ 17310 (приложение А).

9.2.3 Результаты отдельных определений плотности природного газа вычисляют до 0,0001 кг/м^3 и округляют до 0,001 кг/м^3.

9.2.4 Оценку погрешности измерения плотности природного газа проводят, исходя из метрологических характеристик применяемых средств измерений, вспомогательных устройств и материалов.

9.2.5 Доверительные границы погрешности результата измерения плотности природного газа, кг/м^3, вычисляют по формуле

$$/\Delta_н/ = /\Delta_в/ = /\frac{\Delta_{\rho 20}}{\sqrt{n}}/, \qquad (19)$$

где $\Delta_н$, $\Delta_в$ – нижняя и верхняя границы интервала, кг/м^3;

$\Delta_{\rho 20}$ – суммарная абсолютная погрешность измерения плотности, кг/м^3;

n – число определений.

Суммарная абсолютная погрешность измерения $\Delta_{\rho 20}$, кг/м^3, вычисляется расчетным путем, исходя из метрологических характеристик применяемых средств измерения, вспомогательных устройств и материалов по формуле

$$\Delta_{\rho 20} = \frac{\delta_{\rho 20} \cdot \bar{\rho}_{20}}{100}, \qquad (20)$$

где $\delta_{\rho 20}$ – суммарная относительная погрешность измерения плотности в i-ом определении, %.

Суммарная относительная погрешность измерения плотности выражается формулой

$$\delta_{\rho 20} = \pm\sqrt{\delta^2_{m_г - m_в} + \delta^2_V + \delta^2_p + \delta^2_{273+t}}, \qquad (21)$$

где $\delta_{m_г - m_в}$ – относительная погрешность измерения разности массы пикнометра с осушенным газом и осушенным воздухом, %;

δ_V – относительная погрешность измерения вместимости пикнометра, %;

δ_p, δ_{273+t} – дополнительные относительные погрешности измерения плотности за счет отклонения влияющих факторов (соответственно давления и температуры) от области стандартных значений, приведенных в НД на средства измерения, %;

$$\delta_V = \pm\sqrt{\delta^2_{m-m_в} + \delta^2_p + \delta^2_{273+t}}\,, \qquad (22)$$

где $\delta_{m-m_в}$ – относительная погрешность измерения разности массы пикнометра с дистиллированной водой и осушенным воздухом, %.

Для определения составляющей (δ_V) рассчитывают среднее арифметическое влияющей величины по формуле

$$\overline{V} = \frac{1}{2}\sum_{i=1}^{2} V_i, \qquad (23)$$

где $\overline{V}$ – среднее арифметическое результатов двух измерений вместимости пикнометра, дм^3, допускаемое расхождение между которыми не должно превышать 0,001 дм^3;

$\sum_{i=1}^{2} V_i$ – сумма двух значений V_i;

9.2.6 Пример расчета и форма записи погрешности измерения плотности природного газа пикнометрическим методом приведены в приложении Д.

9.3 Влажность

За результат измерения влажности природного газа абсорбционным методом принимают среднее арифметическое значение двух измерений, проведенных в течение смены, расхождение между которыми (с 95%-ной доверительной вероятностью) не должно превышать 0,3 г/м^3. При получении расхождений более 0,3 г/м^3 проводят третье определение и за окончательный результат принимают среднее арифметическое двух наиболее близких измерений.

9.3.1. Среднее арифметическое значение абсолютной влажности ($\overline{W}$), г/м^3, рассчитывают по формуле

$$\overline{W} = \frac{\sum_{i=1}^{2} W_i}{n}, \qquad (24)$$

где $\sum_{i=1}^{2} W_i$ – сумма двух значений, г/м^3;

n – число определений.

9.3.2 Результат отдельного измерения абсолютной влажности природного газа (W) при 20 °С и 101,325 кПа, г/м^3, вычисляют по формуле

$$W = \frac{m \cdot 1000}{V_{t/p} \cdot K}, \qquad (25)$$

где m – увеличение массы водопоглотителей, г;

$V_{t/p}$ – объем испытуемого газа, измеренный аспиратором или газовым счетчиком, дм^3;

K – коэффициент для приведения объема испытуемого газа при условии опыта [давлении $(p_б + p_г - p_w)$ и температуре t] к стандартным условиям (температуре T_c= 293 К, давлению 101,325 кПа и влажности, равной нулю) вычисляют по формуле

$$K = \frac{293 \cdot (p_б + p_г - p_w)}{(273 + t) \cdot 101,325}, \qquad (26)$$

где $p_б$ – барометрическое давление, кПа;

$p_г$ – давление газа в аспираторе или газовом счетчике, кПа;

p_w – давление водяных паров при температуре t, кПа (РД 34.09.114, таблица 6);

t – температура испытуемого газа, °С.

9.3.3 Результаты отдельных определений влажности вычисляют до 0,01 г/м^3 и округляют до 0,1 г/м^3.

9.3.4 Оценку погрешности измерения влажности природного газа проводят, исходя из метрологических характеристик применяемых средств измерений, вспомогательных устройств и материалов.

9.3.5 Доверительные границы погрешности результата измерения влажности природного газа, г/м^3, вычисляют по формуле

$$/\Delta_н/ = /\Delta_в/ = \left/ \frac{\Delta_w}{\sqrt{n}} \right/, \qquad (27)$$

где $\Delta_н$, $\Delta_в$ – нижняя и верхняя границы интервала, г/м^3;

Δ_w – суммарная абсолютная погрешность измерения влажности газа, г/м^3;

n = 2 – число определений.

Суммарная абсолютная погрешность измерения (Δ_w), г/м^3, вычисляется расчетным путем, исходя из метрологических характеристик применяемых средств измерения, вспомогательных устройств и материалов по формуле

$$\Delta_w = \frac{\delta_{w_i} \cdot \overline{W}}{100}, \qquad (28)$$

где δ_{w_i} – суммарная относительная погрешность измерения влажности в i-ом определении, %.

Суммарная относительная погрешность измерения влажности природного газа вычисляется по формуле

$$\delta_{w_i} = \pm\sqrt{\delta_m^2 + \delta_{V_{t/p}}^2 + \delta_{p_б+p_т-p_w}^2 + \delta_{273+t}^2}, \qquad (29)$$

где δ_m – относительная погрешность измерения массы водопоглотителей, %;

$\delta_{V_{t/p}}$ – относительная погрешность измерения объема испытуемого газа, %;

$\delta_{p_б+p_т-p_w}$, δ_{273+t} – дополнительные относительные погрешности измерения влажности за счет отклонения влияющих факторов (соответственно давления и температуры) от области стандартных значений, приведенных в НД на средства измерения, %.

Погрешностью $p_т$ и p_w пренебрегаем.

9.3.6 Пример расчета и форма записи погрешности измерения влажности природного газа абсорбционным методом приведены в приложении Ж.

10 КОНТРОЛЬ ТОЧНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

Обеспечение единства измерений при передаче размера единицы теплоты сгорания калориметрическим методом осуществляют в соответствии с Государственной поверочной схемой по ГОСТ 8.026.

10.1 Поверка калориметров сжигания с бомбой осуществляется по МИ 2096.

10.1.1 Калориметры сжигания с бомбой 1 раз в год проходят обязательную государственную поверку.

10.1.2 Через квартал после государственной поверки и далее ежеквартально до следующей поверки (т.е. минимум 3 раза в год) метрологическая служба предприятия проводит контрольные определения эквивалента.

10.1.3 Нормируемая погрешность энергетического эквивалента не более 0.1 %.

10.1.4 Внеочередные контрольные определения энергетического эквивалента проводят при замене частей бомбы, сосуда, термометров и т.д., при изменении температуры помещения более чем на 5 °С.

10.2 Контроль погрешности измерения теплоты сгорания природного газа газовыми калориметрами осуществляется с помощью поверочной газовой смеси в виде чистого метана, аттестованного по теплоте сгорания, с относительной суммарной погрешностью, не превышающей 0,3 %.

10.3 Контроль погрешности измерения плотности газа осуществляется с помощью проб метана или азота чистотой не менее 99,5 % мол.

Испытания проводят по методике ГОСТ 17310.

Значения показателя погрешности измерений определяют по разности результатов измерений плотности проб метана или азота, полученных по методике ГОСТ 17310, и установленными значениями плотности метана (ρ_{20} = 0,6681 кг/м^3) или азота (ρ_{20} = 1,1649 кг/м^3) чистотой не менее 99,5 % мол. При этом показатели погрешности измерений не должны превышать норму погрешности по ГОСТ 17310.

10.4 Для градуировки лабораторных и промышленных (потоковых) гигрометров применяют эталонные динамические генераторы влажного газа типа "Полюс-1" П9Л.000.000.

Автономная калибровка датчика абсолютной влажности осуществляется по значению абсолютной влажности с помощью патронов, содержащих насыщенный раствор соответствующей соли, со справочным значением абсолютной влажности при определенных температуре и давлении.

11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

Результаты измерений оформляют записью в журнале по форме, приведенной в приложениях Б, Г, Е.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(справочное)

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Термин	Определение
1	2
1 Природный газ	Газовая смесь, основными компонентами которой являются предельные углеводороды (C_nH_{2n+2}), водород, гелий, кислород, азот, диоксид углерода и сероводород
2 Газовая смесь	Смесь чистых газов, не вступающих друг с другом в химическую реакцию
3 Калориметрическая система	Некоторая условная область калориметра, основными частями которой являются калориметрический сосуд с находящейся в нем водой, калориметрическая бомба с ее содержимым, а также термометр, мешалка и нагреватель, размещенные в калориметрическом сосуде
4 Изотермический метод	Метод определения энергии сгорания, при котором температура воды в оболочке калориметра в течение испытания поддерживается постоянной
5 Сравнительный метод	Метод, при котором проводят градуировку калориметра путем эмпирического определения энергетического эквивалента данного калориметра с помощью эталона (бензойной кислоты), а затем калориметрические испытания по сжиганию эталона и испытуемого газа в аналогичных условиях
6 Стандартные условия сгорания	Значения температуры и давления, к которым приводят результаты измерений теплоты сгорания газа ($T_{сг}$ = 298,15 К (25 °С), $p_{сг}$ = 101,325 кПа)
7 Стандартные условия измерения	Значения температуры и давления, к которым приводят объем сжигаемого газа по ГОСТ 2939 (T_c = 293,15 К (20 °С), p_c = 101,325 кПа, влажность равна нулю)
8 Энергетический эквивалент калориметрической системы	Количество теплоты, необходимое для подъема температуры калориметрической системы на 1 градус при температуре 25 °С
9 Высшая теплота сгорания	Количество тепла, которое выделяется при полном сгорании в воздухе одного кубического метра газа при постоянном давлении, отнесенное к объему сухого газа, определяемого при стандартных условиях измерения: давлении p_c и температуре T_c

Окончание приложения А

1	2
	При этом исходные газы и продукты сгорания имеют одинаковую стандартную температуру сгорания $T_{сг}$, а продукты сгорания находятся в газообразном состоянии, за исключением воды, образующейся при сгорании, которая конденсируется в жидкость при температуре $T_{сг}$
10 Низшая теплота сгорания	Количество тепла, которое выделяется при полном сгорании в воздухе одного кубического метра газа при постоянном давлении, отнесенное к объему сухого газа, определяемого при стандартных условиях измерения: давлении p_c и температуре T_c. При этом исходные газы и продукты сгорания имеют одинаковую температуру сгорания $T_{сг}$, а все продукты сгорания находятся в газообразном состоянии
11 Влажный газ	Смесь сухого обезвоженного газа и водяного пара, концентрация водяных паров в которой более 0,005 об.% (50 ppm) или 0,04 г/м^3
12 Абсолютная влажность природного газа	Отношение массы влаги (водяного пара в граммах) к объему влажного вещества (одному кубическому метру влажного газа), г/м^3
13 Относительная влажность природного газа	Отношение парциального давления водяного пара, содержащегося во влажном газе, к давлению насыщенного пара при одних и тех же давлении и температуре, %
14 Точка росы	Температура, при которой водяной пар во влажном газе, охлаждаемом изобарически, становится насыщенным, °С
15 Сухой природный газ	Газ, концентрация водяных паров в котором не превышает 0,005 об. % (50 ppm) или 0,04 г/м^3
16 Бомбовый калориметр	Средство измерения теплоты сгорания газообразных топлив при постоянном объеме
17 Газовый калориметр непрерывного действия	Средство измерения теплоты сгорания природного газа при постоянном давлении и проточном режиме
18 Гигрометр	Средство измерения концентрации водяных паров в природном газе, выраженной в г/м^3, об.% или точкой росы

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(справочное)

ФОРМА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕПЛОТЫ СГОРАНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА КАЛОРИМЕТРИЧЕСКИМ МЕТОДОМ

Исходные данные	1-е измерение	2-е измерение	3-е измерение
1	2	3	4
1 Характеристика анализируемого топлива			
2 Энергетический эквивалент C, кДж/°С			
3 Вместимость калориметрической бомбы $V_б$, $м^3$			
4 Барометрическое давление p, кПа			
5 Температура газа в момент окончания наполнения бомбы $t_г$, °С			
6 Давление насыщенных паров воды p_t, кПа, при температуре $t_г$			
7 Масса сгоревшей проволоки m, кг			
8 Удельная теплота сгорания запальной проволоки q, кДж/кг			
9 Начальная температура главного периода $t_о$ в делениях шкалы термометра или по шкале цифрового вольтметра в вольтах			
10 Конечная температура главного периода $t_п$ в делениях шкалы термометра или в вольтах			
11 Температура по истечении двух минут главного периода $t_а$ в делениях шкалы термометра или по шкале цифрового вольтметра в вольтах			
12 Объем раствора гидроокиси натрия концентрацией 0,1 моль/$дм^3$, израсходованного на титрование смыва бомбы, V, $см^3$			
13 Масса осадка сернокислого бария m_1, г			
14 Средняя цена деления шкалы термометра Z			
15 Абсолютная влажность газа W, г/$м^3$			
16 Начальная температура начального периода t' в делениях шкалы термометра или по шкале цифрового вольтметра в вольтах			

1	2	3	
17 Конечная температура конечного периода t'' в делениях шкалы термометра или по шкале цифрового вольтметра в вольтах			
18 Число измерений в начальном периоде n_o			
19 Число измерений в главном периоде n			
20 Число измерений главного периода с быстрым повышением температуры (0,3 °С и более) за 0,5 мин n_1			
21 Число измерений главного периода n_2 с медленным повышением температур, $n_2 = n - n_1$			
22 Поправка на калибровку термометра Δ_{t_o} при температуре t_o в делениях шкалы термометра			
23 Поправка на калибровку термометра Δ_{t_n} при температуре t_n в делениях шкалы термометра			

Б.1 Поправка на теплообмен калориметрической системы с окружающей средой (Δh) в делениях шкалы термометра или в вольтах вычисляют по формуле (4) настоящего документа

$$\Delta h = \frac{V_1 + V_2}{2} \cdot n_1 + V_2 \cdot n_2 =$$

$$V_1 = \frac{t' - t_o}{n_o} =$$

$$V_2 = \frac{t_n - t''}{n} =$$

Б.2 Коэффициент для приведения объема газа при условии опыта (p, $t_г$) к сухому состоянию и стандартным условиям измерения (температуре T_c=293 К (20 °С), давлению p_c = 101,325 кПа) вычисляют по формуле (7) настоящего документа

$$F = \frac{(p - p_t) \cdot 293}{101,325 \cdot (273 + t_г)} =$$

Б.3 Теплоту сгорания газа в бомбе $\left(H_б^c\right)$, кДж/м^3, вычисляют по формуле (2) настоящего документа

$$H_б^c = \frac{C \cdot Z\left[\left(t_п + \Delta_{t_п}\right) - \left(t_о + \Delta_{t_о}\right) + \Delta h\right]}{V_б \cdot F} =$$

Б.4 Массовую концентрацию азотной кислоты в смыве бомбы X_1, г/м^3, рассчитывают по формуле (2) ГОСТа 10062

$$X_1 = \left(V - 85{,}68 \cdot m_1\right) \cdot \frac{0{,}0063016}{V_б \cdot F} =$$

Б.5 Массовую концентрацию серной кислоты в смыве бомбы X_2, г/м^3, вычисляют по формуле (3) ГОСТа 10062

$$X_2 = \frac{m_1 \cdot 0{,}42}{V_б \cdot F} =$$

Б.6 Поправку на теплоту образования и растворения азотной и серной кислот Σq, кДж/м^3, вычисляют по формуле (4) ГОСТа 10062

$$\sum q = 0{,}950 \cdot X_1 + 3{,}086 \cdot X_2 =$$

Б.7 Высшую объемную теплоту сгорания сухого природного газа $H_в^c$, кДж/м^3, вычисляют по формуле (8) ГОСТа 10062

$$H_в^c = H_б^c - \sum q =$$

Б.8 Низшую объемную теплоту сгорания $H_в^c$ сухого газа, кДж/м^3, вычисляют:

Б.8.1 Для природного газа по формуле (10) ГОСТа 10062

$$H_н^c = 0{,}905 \cdot H_в^c =$$

Б.8.2 Для попутного газа по формуле (11) ГОСТа 10062

$$H_н^c = 0{,}9152 \cdot H_в^c =$$

Б.9 Парциальное давление водяных паров в газе при 20 °С и 101,325 кПа вычисляют по формуле

$$p_п = 135{,}33 \cdot W =$$

Подпись лица, проводившего измерения (Ф.И.О.)

Дата измерений " "_____ 200 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ В
(рекомендуемое)

ОЦЕНКА ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕПЛОТЫ СГОРАНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА КАЛОРИМЕТРИЧЕСКИМ МЕТОДОМ

Исходные данные:

Сжигаемое топливо – природный газ

Энергетический эквивалент C, кДж/°С 13,965

Цена деления шкалы термометра Z, °С/деление 1,001

Начальная температура главного периода t_o, делений 2,017

Поправка на калибр термометра Δ_{t_o} при температуре t_o, делений ..... +0,008

Конечная температура главного периода t_n, делений 2,796

Поправка на калибр термометра Δ_{t_n} при температуре t_n, делений ..... +0,001

Поправка к показаниям термометра, учитывающая теплообмен калориметра с окружающей средой, Δh, делений 0,0083

Удельная теплота сгорания запальной проволоки q, кДж/кг 3140

Масса проволоки, взятая для запала, m, кг ..... $0{,}0094 \cdot 10^{-3}$

Масса бомбы с водой $m_б$, кг 2,90

Масса бомбы с воздухом $m_в$, кг 2,57

Температура воды в бомбе $t_б$, °С 25

Коэффициент K_t для перевода массы воды в объем при $t_б$ 1,0041

Вместимость калориметрической бомбы $V_б$, м^3 ..... $0{,}331 \cdot 10^{-3}$

Барометрическое давление p, кПа 101,55

Давление насыщенных паров воды p_t, кПа, при температуре $t_г$ 2,91

Температура газа в момент окончания наполнения бомбы $t_г$, °С 23,6

Предел допустимой погрешности энергетического эквивалента δ_c, % ..... ±0,1

Погрешность отсчета по метастатическому термометру $\Delta_{t_o}=\Delta_{t_n}$, °С ..... ±0,0015

Допустимая погрешность взвешивания на весах ВЛР-10, кг ..... $\pm 0{,}1 \cdot 10^{-3}$

Предел допустимой погрешности лабораторного термометра, °С 0,1

Погрешность измерения давления, кПа ..... ±0,013

В.1 Абсолютная погрешность исправленного подъема температуры

$$\Delta_{Z(t_n+\Delta_{t_n})-Z(t_o+\Delta_{t_o})} = \sqrt{\Delta^2_{Z(t_n+\Delta_{t_n})} + \Delta^2_{Z(t_o+\Delta_{t_o})}} = \sqrt{0{,}0015^2 + 0{,}0015^2} = 0{,}0021 \text{ °С}.$$

Погрешностями Z, Δ_{t_o}, Δ_{t_n}, Δh пренебрегаем.

Относительная погрешность исправленного подъема температуры

$$\delta_{Z(t_n+\Delta_{t_n})-Z(t_o+\Delta_{t_o})} = \frac{0{,}0021 \cdot 100}{0{,}779} = 0{,}27\ \%.$$

Принимаем погрешность $\Delta_{qm} = 0$.

В.2 Абсолютная погрешность вместимости калориметрической бомбы

$$\Delta_{V_б} = \Delta_{m_б - m_в} = \sqrt{0{,}0002^2 + 0{,}0002^2} = 0{,}00028\ \text{м}^3.$$

Принимаем погрешность $\Delta_{K_t} = 0$.

Относительная погрешность вместимости калориметрической бомбы

$$\delta_{V_б} = \frac{0{,}00028 \cdot 100}{0{,}330} = 0{,}08\ \%.$$

В.3 Относительная погрешность давления сухого газа ($p-p_t$)

$$\delta_{p-p_t} = \frac{0{,}013 \cdot 100}{101{,}55} = 0{,}013\ \%.$$

Принимаем погрешность $\Delta_{p_t} = 0$.

В.4 Относительная погрешность ($273+t$)

$$\delta_{273+t} = \frac{0{,}1 \cdot 100}{296{,}6} = 0{,}034\ \%.$$

В.5 Относительная погрешность $H_б^c$

$$\delta_{H_б^c} = \sqrt{0{,}1^2 + 0{,}27^2 + 0{,}08^2 + 0{,}013^2 + 0{,}034^2} = 0{,}30\ \%.$$

Абсолютная погрешность $H_б^c$

$$\Delta_{H_б^c} = \frac{0{,}30 \cdot 34209}{100} = 103\ \text{кДж/м}^3.$$

В.6 Теплота сгорания сухого природного газа, вычисленная по формуле (2) настоящего документа, равна

$$H_б^c = 34169\ \text{кДж/м}^3.$$

Аналогично проводится второе определение $H_б^c$, которое равно 34249 кДж/м^3 (исходные данные для его расчета не приводятся).

В.7 Среднее арифметическое результатов измерений теплоты сгорания по результатам двух определений вычисляется по формуле (1) настоящего документа

$$\overline{H_б^c} = \frac{34169 + 34249}{2} = 34209\ \text{кДж/м}^3.$$

В.8 Границы доверительного интервала измерения теплоты сгорания вычисляются по формуле (8) настоящего документа

$$/\Delta_н/ = /\Delta_в/ = \left/\frac{103}{\sqrt{2}}\right/ = \pm 73.$$

Значение измеряемой теплоты сгорания находится в интервале от 34282 до 34136 кДж/м^3 или от 8188 до 8154 ккал/м^3.

Подпись лица, проводившего измерения (Ф.И.О.)

Дата измерений " " _____ 200__ г.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
(справочное)

ФОРМА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ РАСЧЕТА ПЛОТНОСТИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПИКНОМЕТРИЧЕСКИМ МЕТОДОМ

Исходные данные	1-е измерение	2-е измерение	3-е измерение
1 Характеристика анализируемого топлива			
2 Вместимость пикнометров V, $дм^3$			
3 Масса пикнометра с газом $m_г$, г			
4 Масса пикнометра с сухим воздухом $m_в$, г			
5 Барометрическое давление p, кПа			
6 Температура окружающей среды (около весов) t, °С			

Г.1 Коэффициент для приведения объема газа при условии опыта (p, t) к стандартным условиям (температуре T = 293 К (20 °С) и давлению p = 101,325 кПа) вычисляют по формуле (17) настоящего документа

$$K = \frac{293 \cdot p}{(273 + t) \cdot 101{,}325} =$$

Г.2 Плотность газа (ρ_{20}) при температуре 20 °С и давлении 101,325 кПа в килограммах на кубический метр вычисляют по формуле (16) настоящего документа

$$\rho_{20} = \frac{m_г - m_в}{K \cdot V} =$$

Г.3 Среднее арифметическое значение плотности ($\overline{\rho_{20}}$) в килограммах на кубический метр вычисляют по формуле (15) настоящего документа

$$\overline{\rho_{20}} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \rho_i}{n} =$$

_____

Подпись лица, проводившего измерение (Ф.И.О.)

Дата измерений " " _____ 200__ г.

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
(рекомендуемое)

ОЦЕНКА ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ ПЛОТНОСТИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПИКНОМЕТРИЧЕСКИМ МЕТОДОМ

Исходные данные:

Сжигаемое топливо – природный газ

Масса пикнометра с газом $m_г$, г 93,7230

Масса пикнометра с сухим воздухом $m_в$, г 93,7905

Барометрическое давление p, кПа 99,470

Температура окружающей среды (около весов) t, °С 21,8

Масса пикнометра с дистиллированной водой m, г 293,3605

Плотность дистиллированной воды ρ, кг/м^3, при температуре t, °С, и давлении 101,325 кПа 997,816

Допускаемая погрешность взвешивания на технических весах ВЛР-1 кг Δ, г ..... ±0,01

Допускаемая погрешность взвешивания на аналитических весах ВЛР-200 г Δ, г ..... ±0,00015

Предел допускаемой погрешности лабораторного ртутного термометра от 0 °С до 50 °С, °С ..... ±0,1

Погрешность измерения давления, кПа ..... ±0,013

Д.1 Абсолютная погрешность разности массы пикнометра с осушенным газом и осушенным воздухом

$$\Delta_{m_г - m_в} = \sqrt{0{,}00015^2 + 0{,}00015^2} = 0{,}0002 \text{ г.}$$

Относительная погрешность разности массы пикнометра с осушенным газом и воздухом

$$\delta_{m_г - m_в} = \frac{0{,}0002 \cdot 100}{/93{,}7230 - 93{,}7905/} = 0{,}300\ \%.$$

Д.2 Относительная погрешность p

$$\delta_p = \frac{0{,}013 \cdot 100}{99{,}470} = 0{,}013\ \%.$$

Д.3 Относительная погрешность $(273+t)$

$$\delta_{273+t} = \frac{0{,}1 \cdot 100}{273 + 21{,}8} = 0{,}034\ \%.$$

Д.4 Абсолютная погрешность разности массы пикнометра с дистиллированной водой и осушенным воздухом

$$\Delta_{m-m_в} = \sqrt{0{,}01^2 + 0{,}00015^2} = 0{,}01\ г.$$

Относительная погрешность разности массы пикнометра с дистиллированной водой и осушенным воздухом

$$\delta_{m-m_в} = \frac{0{,}01 \cdot 100}{293{,}3605 - 93{,}7905} = 0{,}005\ \%.$$

Относительная погрешность вместимости пикнометра по формуле (22) настоящего документа

$$\delta_V = \sqrt{0{,}005^2 + 0{,}013^2 + 0{,}034^2} = 0{,}037\ \%.$$

Д.5 Относительная погрешность плотности природного газа при температуре 20 °С и давлении 101,325 кПа по формуле (21) настоящего документа

$$\delta_{\rho_{20}} = \sqrt{0{,}3^2 + 0{,}013^2 + 0{,}034^2 + 0{,}037^2} = 0{,}30\ \%.$$

Абсолютная погрешность плотности природного газа при температуре 20 °С и давлении 101,325 кПа по формуле (20) настоящего документа

$$\Delta_{\rho_{20}} = \frac{0{,}30 \cdot 0{,}860}{100} = 0{,}003\ кг/м^3.$$

Д.6 Плотность природного газа, вычисленная по формуле (16) настоящего документа равна

$\rho_{20} = 0{,}860$ кг/м^3.

Аналогично проводится второе определение ρ_{20}, которое равно 0,862 кг/м^3 (исходные данные для ее расчета не приводятся).

Д.7 Среднее арифметическое значение результатов измерений плотности по результатам двух определений вычисляют по формуле (15) настоящего документа

$$\overline{\rho}_{20} = \frac{0{,}860 + 0{,}862}{2} = 0{,}861\ кг/м^3.$$

Д.8 Доверительные границы погрешности и измерения плотности вычисляют по формуле (19) настоящего документа

$$/\Delta_н/ = /\Delta_в/ = \left/ \frac{0{,}003}{\sqrt{2}} \right/ = \pm 0{,}002 кг/м^3.$$

Значение измеряемой плотности находится в интервале от 0,859 кг/м^3 до 0,863 кг/м^3.

_____

Подпись лица, проводившего измерения (Ф.И.О.)

Дата измерений " " _____200___ г.

ПРИЛОЖЕНИЕ Е
(справочное)

ФОРМА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ РАСЧЕТА ВЛАЖНОСТИ ПРИРОДНОГО ГАЗА АБСОРБЦИОННЫМ МЕТОДОМ

Исходные данные	1-е измерение	2-е измерение	3-е измерение
1 Объем испытуемого газа $V_{t/p}$, дм^3			
2 Барометрическое давление $p_б$, кПа			
3 Давление газа в аспираторе или газовом счетчике $p_г$, кПа			
4 Температура испытуемого газа t, °С			
5 Увеличение массы водопоглотителей m, г			
6 Давление водяных паров p_w, кПа, при температуре t (по РД 34.09.114 (таблица 6))			
7 Увеличение массы основной U-образной трубки, предназначенной для поглощения влаги m_1, г			
8 Увеличение массы контрольных U-образных трубок, предназначенных для поглощения влаги, m_2, г			

Е.1 Коэффициент для приведения объема испытуемого газа при условии опыта (давлении $(p_б + p_г - p_w)$ и температуре t) к стандартным условиям (температуре T_c=293 К (20 °С) и давлении p=101,325 кПа) рассчитывают по формуле (25) настоящего документа

$$K = \frac{293 \cdot (p_б + p_г - p_w)}{(273 + t) \cdot 101{,}325} =$$

Е.2 Абсолютную влажность природного газа W при температуре 20 °С и давлении 101,325 кПа, г/м^3, рассчитывают по формуле (25) настоящего документа

$$W = \frac{(m_1 + m_2)}{V_{t/p} \cdot K} \cdot 1000 =$$

Е.3 Среднее арифметическое значение результатов двух (трех) измерений абсолютной влажности рассчитывают по формуле (24) настоящего документа

$$\overline{W} = \frac{\sum_{i=1}^{n} W_i}{n} =$$

Подпись лица, проводившего измерения (Ф.И.О.)

Дата измерений " " _____ 200__ г.

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж
(рекомендуемое)

ОЦЕНКА ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ ВЛАЖНОСТИ ПРИРОДНОГО ГАЗА АБСОРБЦИОННЫМ МЕТОДОМ

Исходные данные:

Увеличение массы водопоглотителей m, г 0,0201
Объем испытуемого газа, замеренный аспиратором, $V_{t/p}$, дм^3 9,01
Барометрическое давление $p_б$, кПа 99,992
Давление газа в аспираторе $p_г$, кПа 0,000
Давление водяных паров p_w, кПа, при температуре t 2,253
Температура испытуемого газа t, °С 24,0
Допустимая погрешность взвешивания на аналитических весах Δ, г ..... ±0,0002
Цена деления пяти делений миллиметровой линейки градуированного аспиратора Δ, дм^3 ..... ±0,17
Погрешность $\delta_{p_w} = 0$
Погрешность измерения давления, кПа ..... ±0,013
Предел допустимой погрешности лабораторного термометра, °С ..... ±0,1

Ж.1 Абсолютная погрешность увеличения массы двух водопоглотителей

$$\Delta_m = \sqrt{4 \cdot 0{,}0002^2} = 0{,}0004 \text{ г.}$$

Относительная погрешность увеличения массы двух водопоглотителей

$$\delta_m = \frac{0{,}0004 \cdot 100}{0{,}0201} = 1{,}99\ \%.$$

Ж.2 Относительная погрешность измерения объема испытуемого газа, проводимого градуированным аспиратором

$$\delta_{V_{t/p}} = \frac{0{,}17 \cdot 100}{9{,}01} = 1{,}89\ \%.$$

Ж.3 Относительная погрешность $(p_б + p_г - p_w)$

$$\delta_{p_б} = \frac{0{,}013 \cdot 100}{99{,}992 + 0{,}000 - 2{,}253} = 0{,}013\ \%.$$

Ж.4 Относительная погрешность $(273+t)$

$$\delta_{273+t} = \frac{0{,}1 \cdot 100}{273 + 24{,}0} = 0{,}034\ \%.$$

Ж.5 Относительная погрешность измерения влажности природного газа при температуре 20 °С и давлении 101,325 кПа по формуле (29) настоящего документа

$$\delta_w = \pm\sqrt{1{,}99^2 + 1{,}89^2 + 0{,}013^2 + 0{,}034^2} = 2{,}75\,\%.$$

Абсолютная погрешность измерения влажности природного газа при температуре 20 °С и давлении 101,325 кПа по формуле (28) настоящего документа

$$\Delta_w = \frac{2{,}75 \cdot 2{,}3}{100} = 0{,}06\ \text{г/м}^3.$$

Ж.6 Влажность природного газа вычисляют по формуле (25) настоящего документа

$W = 2{,}3\ \text{г/м}^3$.

Аналогично проводится второе определение W, которое равно 2,4 г/м^3 (исходные данные для ее расчета не приводятся).

Ж.7 Среднее арифметическое результатов измерений влажности по результатам двух определений рассчитывают по формуле (24) настоящего документа

$$\overline{W} = \frac{2{,}3 + 2{,}4}{2} = 2{,}35\ \text{г/м}^3.$$

Ж.8 Доверительные границы погрешности измерения влажности вычисляют по формуле (27) настоящего документа

$$/\Delta_н/ = /\Delta_в/ = \left/ \frac{0{,}06}{\sqrt{2}} \right/ = \pm 0{,}04\ \text{г/м}^3.$$

Значение измеряемой влажности находится в интервале от 2,31 г/м^3 до 2,39 г/м^3.

Подпись лица, проводившего измерения (Ф.И.О.)

Дата измерений " " _____ 200__ г.

ПРИЛОЖЕНИЕ К
(справочное)

ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ, НА КОТОРЫЕ ДАНЫ ССЫЛКИ В РД 153-34.1-11.320–00

Обозначение НД	Наименование НД	Номер пункта, подпункта, приложения, в котором дана ссылка
1	2	3
ГОСТ 12.1.007–76	ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности	5.1
ГОСТ 12.1.019–79	ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты	5.1
ГОСТ 12.1.030–76	ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление	5.1
ГОСТ 12.2.007.0–75	ССБТ. Изделия электрические. Общие требования безопасности	5.1
ГОСТ 2939–83	Газы. Условия для определения объема	Приложение А
ГОСТ 5307–77	Проволока константановая неизолированная. Технические условия	3 (таблица 1)
ГОСТ 6709–72	Вода дистиллированная. Технические условия	3 (таблица 1), 6.12
ГОСТ 10062–75	Газы горючие природные. Метод определения высшей теплоты сгорания и вычисление низшей теплоты сгорания	1; 2; 4.1.1; 8.1; 8.2; 8.3
ГОСТ 13646–68	Термометры стеклянные ртутные для точных измерений. Технические условия	3 (таблица 1)
ГОСТ 13830–91	Соль поваренная пищевая	3 (таблица 1)
ГОСТ 17310–86	Газы. Пикнометрический метод определения плотности	1; 2; 4.2.1; 8.1; 8.2; 10.2.2; 10.3
ГОСТ 18917–82	Газ горючий природный. Метод отбора проб	7.7
ГОСТ 22524–77	Пикнометры стеклянные. Технические условия	3 (таблица 1)
ГОСТ 24104–88	Весы лабораторные общего назначения и образцовые. Общие технические условия	3 (таблица 1)

Окончание приложения К

1	2	3
ГОСТ 25336–82	Посуда и оборудование лабораторные стеклянные. Типы, основные параметры и размеры	3 (таблица 1)
ГОСТ 27193–86	Газы горючие природные. Метод определения теплоты сгорания водяным калориметром	8.1; 8.2
ГОСТ 28498–90	Термометры жидкостные стеклянные. Общие технические требования. Методы испытаний	3 (таблица 1)
ОСТ 51.40–93	Газы горючие природные, подаваемые в магистральные газопроводы	5.1
МИ 2096–90 ГСИ	Калориметры сжигания с бомбой (жидкостные). Методика поверки	4.1.1; 5.1; 10.1
ТУ 6-09–3880	Перхлорид магния безводный	3 (таблица 1)
ТУ 6-09–4985	Кислота бензойная особо чистая	3 (таблица 1)
ТУ 16.К71	Медь электротехническая	3 (таблица 1)
ТУ 16-531-507–74	Электропечи сопротивления камерные для аналитических и термических процессов	3 (таблица 1)
ТУ 25.11-1426–91	Калориметр В-08МА. Технические условия	3 (таблица 1)
ТУ 79 РСФСР 337–72	Электропечь сопротивления муфельная	3 (таблица 1)
РД 34.03.201–97	Правила техники безопасности при эксплуатации теплотехнического оборудования электростанций и тепловых сетей	5.1
РД 34.09.114–92	Методические указания по контролю качества твердого, жидкого и газообразного топлива для расчета удельных расходов топлива на тепловых электростанциях	1; 2; 4.3.1; 7.4; 7.5; 7.6; 8.1; 8.2; 8.3.2
ПБ 10-115–97	Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением	5.1
ПБ 12-245–98	Правила безопасности в газовом хозяйстве	5.1

СОДЕРЖАНИЕ

1 Назначение и область применения 1
2 Требования к погрешности измерений 2
3 Средства измерений, вспомогательные устройства, материалы, растворы 2
4 Методы измерений 6
4.1 Методы измерения теплоты сгорания 6
4.2 Методы измерения плотности 7
4.3 Методы измерения влажности 8
5 Требования безопасности 8
6 Требования к квалификации персонала 8
7 Условия измерений и отбора проб 9
8 Подготовка и выполнение измерений 11
9 Обработка (вычисление) результатов измерений и оценка показателей погрешности 11
9.1 Теплота сгорания 12
9.2 Плотность 18
9.3 Влажность 20
10 Контроль точности результатов измерений 22
11 Оформление результатов измерений 23
Приложение А Термины и определения 24
Приложение Б Форма представления исходных данных для расчета теплоты сгорания природного газа калориметрическим методом 26
Приложение В Оценка погрешности измерения теплоты сгорания природного газа калориметрическим методом 29
Приложение Г Форма представления исходных данных для расчета плотности природного газа пикнометрическим методом 32
Приложение Д Оценка погрешности измерения плотности природного газа пикнометрическим методом 33
Приложение Е Формы представления исходных данных для расчета влажности природного газа абсорбционным методом 36
Приложение Ж Оценка погрешности измерения влажности природного газа абсорбционным методом 37
Приложение К Перечень нормативных документов, на которые даны ссылки в РД 153-34.1-11.320–00 39

Редактор *И.К. Соколова*
Технический редактор *И.Р. Шанто*
Корректор *Н.Н. Клюева*
Компьютерная верстка *М.Г. Кочелаева, Е.В. Беспалова*

Сдано в печать 05.04.02. *Формат* $60\times90^{1}/_{16}$.
Печ. л. 2,75. Тираж 100 экз. Заказ № 61

gost.e-ecolog.ru

ПМБ ВТИ. 109280, Москва, ул. Автозаводская, 14/23.