

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель
генерального директора -
заместитель по научной работе
ФГУП "ВНИИФТРИ"




А.Н. Щипунов

« 31 » 03 2016 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Газоанализаторы стационарные S4000 модели S4000CH и S4000TH

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП-2014-1

Настоящая методика поверки распространяется на газоанализаторы стационарные S4000 модели S4000CH и S4000TH, выпускаемые фирмой "General Monitors Ireland Ltd.", Ирландия, (далее - газоанализаторы), и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию и периодической поверки в процессе эксплуатации.

Настоящая методика поверки распространяется как на вновь ввозимые, так и на ранее ввезенные и находящиеся в эксплуатации вышеуказанные газоанализаторы.

Интервал между поверками - один год.

1 Операции поверки

1.1 При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 1.
Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
1 Внешний осмотр	6.1	да	да
2 Опробование	6.2	да	да
3 Подтверждение соответствия программного обеспечения	6.3	да	нет
4 Определение метрологических характеристик:	6.4		
- определение основной погрешности (в лабораторных условиях):	6.4.1	да	да
- газоанализатора модели S4000CH	6.4.1.1		
- газоанализатора модели S4000TH	6.4.1.2		
- определение основной погрешности в рабочих условиях эксплуатации*;	6.4.2	нет	да
- определение времени установления показаний	6.4.3	да	нет
* Допускается проведение поверки газоанализаторов в рабочих условиях на месте эксплуатации (без демонтажа), с учетом дополнительных погрешностей, обусловленных реальной температурой и влажностью			

1.2 Если при проведении той или иной операции поверки получен отрицательный результат, дальнейшая поверка прекращается.

2 Средства поверки

2.1 При проведении поверки применяются средства, указанные в таблице 2.

Таблица 2 – Средства поверки

Номер пункта методики поверки	Наименование эталонного средства измерений или вспомогательного средства поверки, номер документа, регламентирующего технические требования к средству, метрологические и технические характеристики
6.4	Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4, ТУ 25-2021.003-88, ГОСТ 28498-90, диапазон измерения (0 – 55) °С, цена деления 0,1 °С, погрешность ± 0,2 °С
	Барометр-анероид контрольный М-67 ТУ 2504-1797-75, диапазон измерений давления от 610 до 790 мм рт.ст., погрешность ±0,8 мм рт.ст.
	Психрометр аспирационный М-34-М, ТУ 52.07-(ГРПИ.405 132.001)-92, диапазон относительной влажности от 10 до 100 % при температуре от 5 до 40 °С
	Секундомер СОПр, ТУ 25-1894.003-90, класс точности 2
	Источник питания постоянного тока Б5-49, выходной ток 0,001 – 0,999 А, выходное напряжение 0,1 – 99,9 В
	Вольтметр цифровой универсальный В7-65, ТУ РБ 14559587.038, диапазон измерения силы постоянного тока до 2 А; силы переменного тока до 2 А; сопротивления постоянному току 2 ГОм; постоянного напряжения до 1000 В; переменного напряжения до 77 В
	Рабочий эталон 1-го разряда – генератор газовых смесей ГГС-03-03 рег. № 62151-15, предел допускаемой относительной погрешности ±2,5 %, в комплекте со стандартными образцами газовых смесей состава метан-воздух, пропан-воздух, бутан-воздух, сероводород-азот, выпускаемыми по ТУ 6-16-2956-92 в баллонах под давлением. Номер ПГС по реестру ГСО и МХ приведены в таблицах Приложений А1 и А2
	Калибровочный адаптер (номер заказа 140052-1) или аналогичный
	Ротаметр РМ-А-0,063Г УЗ, ГОСТ 13045-81, верхняя граница диапазона измерений объемного расхода 0,063 м ³ /ч, кл. точности 4
	Редуктор баллонный кислородный одноступенчатый БКО-50-4 по ТУ 3645-026-00220531-95
	Комплект аппаратуры для получения газовых и парогазовых смесей, Calibration Kit, рег. № 15616-96, предел допускаемой относительной погрешности ±5 %
	Дозатор механический одноканальный «БИОНТ», рег. № 36152-12, предел допускаемой относительной погрешности ±3 %
	Весы «Sartorius», серии CUBIS, MSA6.6S-OCI-DM, рег. № 49613-12
	Вентиль точной регулировки ВТР-1 (или ВТР-1-М160), диапазон рабочего давления (0 – 150) кгс/см ² , диапазон условного прохода 3 мм
	Трубка поливинилхлоридная (ПВХ) 6 x 1,5 мм по ТУ 64-2-286-79 или трубка фторопластовая по ТУ 05-2059-87 5 x 1 мм

2.2 Допускается применение других средств поверки, не приведенных в таблице 2, но обеспечивающих определение метрологических характеристик газоанализаторов с требуемой точностью.

2.3 Все средства поверки должны иметь действующие свидетельства о поверке, поверочные газовые смеси в баллонах под давлением - действующие паспорта.

3 Требования безопасности

3.1 Концентрации вредных компонентов в воздухе рабочей зоны должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.005-88.

3.2 Должны выполняться требования техники безопасности для защиты персонала от поражения электрическим током согласно классу 1 ГОСТ 12.2.007.0-75.

3.3 Требования техники безопасности при эксплуатации ПГС в баллонах под давлением должны соответствовать «Правилам устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» (ПБ 03-576-03), утвержденным постановлением № 91 Госгортехнадзора России от 11.06.2003 г.

3.4 Помещение должно быть оборудовано приточно-вытяжной вентиляцией.

3.5 К поверке допускаются лица, изучившие эксплуатационную документацию на газоанализаторы и прошедшие необходимый инструктаж.

4 Условия поверки

4.1 При проведении поверки соблюдают следующие условия:

- | | |
|---|------------------|
| - температура окружающей среды, °С | 20 ± 5 |
| - относительная влажность окружающей среды, % | от 30 до 80 |
| - атмосферное давление, кПа | от 90,6 до 104,8 |
| - напряжение питания постоянного тока для газоанализаторов, В | 24,0 ± 2,4. |

4.2 При поверке в рабочих условиях на месте эксплуатации газоанализаторов учитывают дополнительную погрешность от влияния реальной температуры и влажности.

4.3 Время подачи ПГС (если не указано иное) не менее утроенного $T_{0,9д}$.

5 Подготовка к поверке

5.1 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проверяют комплектность газоанализатора в соответствии с его эксплуатационной документацией (при первичной поверке до ввода в эксплуатацию);
- подготавливают газоанализаторы к работе в соответствии с требованиями его эксплуатационной документации;
- проверяют наличие паспортов и сроки годности ГС (газовых смесей);
- баллоны с ГС выдерживают в помещении, в котором проводят поверку, в течение не менее 24 ч, поверяемые газоанализаторы в течение не менее 2 ч;

- подготавливают к работе средства поверки в соответствии с требованиями их эксплуатационной документации;
- собирают схему поверки; рекомендуемая схема соединений приведена на рисунке 1.

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре устанавливают соответствие газоанализаторов следующим требованиям:

- наличие маркировки взрывозащиты и четкость надписей на корпусе;
- отсутствие внешних повреждений, влияющих на работоспособность;
- исправность органов управления;
- маркировка должна соответствовать требованиям эксплуатационной документации;
- четкость надписей на корпусе газоанализатора.

Газоанализаторы считают выдержавшими внешний осмотр, если они соответствуют указанным выше требованиям.

6.2 Опробование

6.2.1 При опробовании проводят проверку общего функционирования газоанализаторов в следующем порядке:

- включают электрическое питание газоанализаторов;
- выдерживают газоанализаторы во включенном состоянии в течении времени прогрева;
- фиксируют показания дисплея газоанализатора.

6.2.2 Результат опробования считают положительным, если по окончании времени прогрева отсутствует сигнализация об отказах и выходной сигнал газоанализатора устанавливается равным нулю.

6.3 Подтверждение соответствия программного обеспечения

6.3.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) газоанализаторов проводится путем проверки соответствия ПО газоанализаторов, представленных на поверку, тому ПО, которое было зафиксировано (внесено в банк данных) при испытаниях в целях утверждения типа.

6.3.2 Для проверки соответствия ПО выполняют следующие операции:

- проводят визуализацию идентификационных данных ПО, установленного в газоанализаторе:

1) посредством вызова на дисплей номера версии встроенного ПО (согласно указаниям эксплуатационной документации);

2) визуально для газоанализатора – номер встроенного ПО указан на наклейке, расположенной на микросхеме газоанализатора с внутренней стороны электронного блока (для доступа к наклейке необходимо снять крышку корпуса и извлечь электронный блок);

- сравнивают полученные данные с идентификационными данными, установленными при проведении испытаний в целях утверждения типа и указанными в описании типа на газоанализаторы.

6.3.3 Результат подтверждения соответствия ПО считают положительным, если идентификационные данные соответствуют указанным в Описании типа газоанализаторов (приложение к Свидетельству об утверждении типа).

6.4 Определение метрологических характеристик

6.4.1 Определение основной погрешности

Определение основной абсолютной погрешности газоанализаторов модели S4000CH, предназначенных для измерения метана, пропана и n-бутана проводят в следующем порядке:

6.4.1.1 На вход газоанализатора подают ГС, содержащие поверочный компонент (таблицы 1, 2, 3 Приложения А.1), в последовательности:

- №№ 1-2-3-2-1-3 при первичной поверке;
- №№ 1-2-3-1 при периодической поверке.

Подачу ГС для газоанализаторов осуществляют посредством калибровочного адаптера. Расход ГС устанавливают равным $(0,5 \pm 0,1)$ дм³/мин, время подачи каждой ГС не менее $3 \cdot T_{0,9}$.

Значение основной абсолютной погрешности газоанализаторов Δ_i , % НКПР, рассчитывают по формуле:

$$\Delta_i = C_i - C_i^D \quad (1)$$

где: C_i - результат измерений содержания поверочного компонента, подаваемого на вход газоанализатора, % НКПР;

C_i^D - действительное значение содержания определяемого компонента в i -ой ГС, % НКПР.

Газоанализаторы считаются выдержавшими испытания, если полученные значения основной абсолютной погрешности во всех измеренных точках не превышают ± 3 % НКПР.

6.4.1.2 Определение основной погрешности газоанализаторов S4000CH при первичной поверке по другим измеряемым углеводородным газам и парам (кроме метана, пропана и n-бутана).

Первичную поверку газоанализаторов S4000CH, предназначенных для измерения паров углеводородных жидкостей, проводят с использованием камеры объемом 3 литра, входящей в комплект аппаратуры Dräger Calibration Kit. Объем жидкой пробы нефтепродуктов, соответствующий 25 % НКПР и 50 % НКПР, задавать с помощью дозатора механического одноканального «ВЮНИТ»; расчет объема жидкой пробы проводить в соответствии с методикой, изложенной в Приложении В; остаток неиспарившейся части пробы для плохо испаряемых при нормальных условиях нефтепродуктов определять с помощью аналитических весов. Характеристики приготавливаемых паров и газовых смесей, используемых для первичной поверки газоанализаторов S4000CH, приведены в таблице 1 Приложения А.4.

6.4.1.3 Определение основной погрешности газоанализаторов S4000CH при периодической поверке.

Периодическую поверку газоанализаторов S4000CH выполнять с использованием калибровочных газов, указанных в таблице 1 Приложения А.3, с учетом значений калибровочных коэффициентов. Значения калибровочных коэффициентов приведены на основании данных фирмы “General Monitors Ireland Ltd”, Ирландия, и носят справочный характер. Они подлежат уточнению при проведении первичной поверки газоанализаторов. При проведении периодической поверки осуществляют процедуру поверки с использованием калибровочного компонента и при калибровке газоанализатора устанавливают значения калибровочного коэффициента Р, взятого из таблицы 1 Приложения А.3. Отношение калибровочного коэффициента к середине шкалы газоанализатора будет равно поправочному коэффициенту

$$K = \frac{P}{50 \% \text{ НКПР}} \quad (2)$$

где: Р – величина калибровочного коэффициента, % НКПР;

К – величина поправочного коэффициента (без размерная).

Скорректированное показание газоанализатора будет осуществлять автоматически умножением результата измерения на коэффициент К.

$$C_i \cdot K = C_i^K \quad (3)$$

где: К – величина поправочного коэффициента;

C_i^K – скорректированное показание газоанализатора с учетом поправочного коэффициента.

Повторяют операции измерения в каждой точке поверки три раза. Результат определения основной погрешности газоанализатора считают положительным, если основная абсолютная погрешность газоанализатора во всех точках поверки не превышают пределов, указанных в таблице 1 Приложения А.3.

6.4.1.4 Определение основной погрешности газоанализатора модели S4000TH.

В диапазоне 0 – 30 мг/м³ определяется основная абсолютная погрешность

Определение основной абсолютной погрешности газоанализаторов модели S4000CH проводят в следующем порядке:

На вход газоанализатора подают ГС, содержащие поверочный компонент (таблица А.2) в последовательности:

- №№ 1-2-3-2-1-3 при первичной поверке;

- №№ 1-2-3-1 при периодической поверке.

Подачу ГС для газоанализаторов осуществляют посредством калибровочного адаптера. Расход ГС устанавливают равным (0,5 ± 0,1) дм³/мин, время подачи каждой ГС не менее 4 · T_{0,5}.

Значение основной абсолютной погрешности вычисляют в соответствии с формулой (4).

$$\Delta_i = C_i - C_i^D \quad (4)$$

где: C_i - результат измерений содержания поверочного компонента в i -ой ГС, подаваемого на вход газоанализатора, мг/м^3 ;

C_i^D - действительное значение содержания поверочного компонента в i -ой ГС, мг/м^3 .

В диапазонах $30 - 75 \text{ мг/м}^3$ и $30 - 150 \text{ мг/м}^3$ определяют основную относительную погрешность δ .

Значение основной относительной погрешности газоанализаторов δ_i , %, рассчитывают по формуле:

$$\delta_i = \frac{C_i - C_i^D}{C_i^D} \cdot 100 \% \quad (5)$$

где: C_i - результат измерений содержания поверочного компонента в i -ой ГС, подаваемого на вход газоанализатора, мг/м^3 ;

C_i^D - действительное значение содержания поверочного компонента в i -ой ГС, мг/м^3 .

Газоанализаторы считаются выдержавшими испытания, если полученные значения основной абсолютной погрешности во всех измеренных точках не превысят $\pm 3 \text{ мг/м}^3$, а значения основной относительной погрешности не превысят $\pm 10 \%$.

6.4.2 Определение основной погрешности газоанализаторов S4000 при периодической поверке в рабочих условиях эксплуатации (без демонтажа)

При проведении поверке в рабочих условиях эксплуатации необходимо учитывать дополнительную погрешность, обусловленную влиянием реальных температуры и влажности в момент осуществления поверки. Значение дополнительных погрешностей брать из эксплуатационной документации (или из описания типа, являющегося приложением к Свидетельству об утверждении типа). Результирующая погрешность является суммой значений основной и дополнительных погрешностей.

6.4.3 Определение времени установления показаний

Допускается проводить определение времени установления показаний одновременно с определением основной погрешности по п.6.4.1, по схеме рисунка 1.

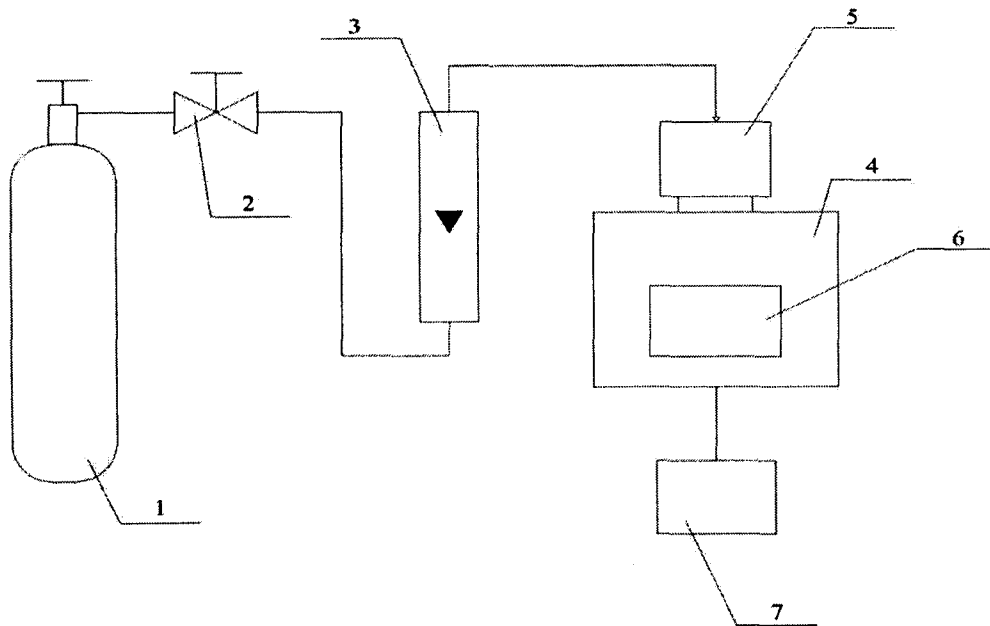


Рисунок 1 – Схема подачи ГС на вход газоанализатора при проведении поверки

1 – баллон с ГС; 2 – вентиль точной регулировки; 3 – индикатор расхода (ротаметр);

4 – газоанализатор (показан условно); 5 – калибровочный адаптер; 6 – дисплей газоанализатора; 7 – источник питания постоянного тока.

Примечание: подача ГС от рабочего эталона 1-го разряда ГГС-03-03 осуществляется аналогично, при необходимости, для сброса излишков ГС, в схему следует включить тройник и контролировать расход в линии сброса

Определение времени установления показаний проводить в следующем порядке:

1) Подать на вход газоанализатора ГС № 1, используя калибровочный адаптер, с расходом $(0,5 \pm 0,1)$ $\text{дм}^3/\text{мин}$, дождаться нулевых показаний (допускается отклонение от нулевых показаний не более, чем на 0,2 в долях от пределов допускаемой основной абсолютной погрешности).

2) Подать на вход газоанализатора ГС № 3, используя калибровочный адаптер, установить тот же расход. Надеть калибровочный адаптер на вход газоанализатора, включить секундомер и зафиксировать время достижения показаний, равных 0,5 и 0,9 (а для модели S4000TH равных 0,5) от установившихся показаний газоанализаторов.

Результаты испытаний считают положительными, если время установления показаний не превышает пределов допускаемого времени установления показаний $T_{0,5}$ - 10 с, а $T_{0,9}$ – 30 с, для газоанализаторов модели S4000CH, а для газоанализаторов модели S4000TH – $T_{0,5}$ – 30 с.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При проведении поверки газоанализаторов составляют протокол результатов поверки, рекомендуемая форма которого приведена в приложении В.

7.2 Газоанализаторы, удовлетворяющие требованиям настоящей методики, признают годными к применению, делают соответствующую отметку в технической документации (при первичной поверке) и/или выдают свидетельство о поверке (при периодической поверке) согласно Приказа № 1815 Минпромторга. На оборотной стороне свидетельства о поверке указывают:

- перечень эталонов, с помощью которых произведена поверка газоанализатора;

- перечень влияющих факторов с указанием из значений;

- метрологические характеристики газоанализатора;

- указание на наличие Приложения – протокола поверки (при его наличии);

- дату поверки;

- наименование подразделения, выполняющего поверку.

Свидетельство о поверке должно быть подписано:

На лицевой стороне:

- руководителем подразделения, производившего поверку,

- поверителем, производившим поверку;

На оборотной стороне:

- руководителем подразделения, производившего поверку (не обязательно),

- поверителем, производившим поверку.

Знак поверки наносится на боковую поверхность газоанализатора в виде оттиска поверительного клейма или в виде наклейки на свидетельство о поверке.

7.3 При отрицательных результатах поверки газоанализатор не допускают к применению. В технической документации датчика делают отметку о непригодности, выдают извещение установленной формы согласно Приказа № 1815 Минпромторга и аннулируют свидетельство о поверке.

Зам. начальника НИО-10 –
начальник Центра
газоаналитических измерений



Б.Г. Земсков

Приложение А.1

ПГС, используемые для поверки
газоанализаторов стационарных S4000
модель S4000 CH на метан

Таблица 1

Диапазон измерений, % НКПР	Содержание CH_4 в ПГС, допускаемые отклонения от номинального значения, % об.д. (% НКПР)			Номер ГСО-ПГС
	ПГС № 1	ПГС № 2	ПГС № 3	
0 - 50	ПНГ* (0)	$1,1 \pm 0,02$ (25)	$2,2 \pm 0,02$ (50)	№ 10261-2013 $\text{CH}_4/\text{воздух}$

* ПНГ - это поверочный нулевой газ (чистый воздух), в котором отсутствует измеряемый компонент

ПГС, используемые для поверки
газоанализаторов стационарных S4000
модель S4000CH на пропан

Таблица 2

Диапазон измерений, % НКПР	Содержание C_3H_8 в ПГС, допускаемые отклонения от номинального значения, % об.д. (% НКПР)			Номер ГСО-ПГС
	ПГС № 1	ПГС № 2	ПГС № 3	
0 - 50	ПНГ (0)	$0,42 \pm 0,01$ (25)	$0,85 \pm 0,01$ (50)	№ 10263-2013 $\text{C}_3\text{H}_8/\text{воздух}$

ПГС, используемые для поверки
газоанализаторов стационарных S4000
модель S4000CH на бутан (п-бутан)

Таблица 3

Диапазон измерений, % НКПР	Содержание C_4H_{10} в ПГС, допускаемые отклонения от номинального значения, % об.д. (% НКПР)			Номер ГСО-ПГС
	ПГС № 1	ПГС № 2	ПГС № 3	
0 - 50	ПНГ (0)	$0,350 \pm 0,005$ (25)	$0,70 \pm 0,01$ (50)	№ 10349-2013 п- $\text{C}_4\text{H}_{10}/\text{воздух}$

Приложение А.2

ПГС, используемые для поверки
газоанализаторов стационарных S4000
модель S4000 TH на сероводород

Таблица 1

Диапазон измерений, мг/м ³	Содержание H ₂ S в ПГС, допускаемые отклонения от номинального значения, мг/м ³			Номер ГСО-ПГС
	ПГС № 1	ПГС № 2	ПГС № 3	
0 - 30	ПНГ	15 ±1,0	25 ±1,5	ГГС-03-03 в комплекте с ГСО-ПГС № 10328-2013
0 - 75	ПНГ	35 ±2,5	70 ±3,0	ГГС-03-03 в комплекте с ГСО-ПГС № 10328-2013
0 - 150	ПНГ	70 ±3,0	140 ±10,0	ГГС-03-03 в комплекте с ГСО-ПГС № 10328-2013

Приложение А.3

Перечень горючих газов и паров,
измеряемых газоанализаторами модели S4000CH,
диапазон измерений, предел допускаемой основной
погрешности и условия калибровки при периодической
поверке с использованием одного из трех калибровочных газов

Таблица 1

№№ п/п	Измеряемый компонент	Диапазон измерения		Предел допуск. абсолют. погреш- ности, % НКПР	Калибровочный газ и ко- эффициент калибровки		
		% НКПР	% об.д.		CH ₄ 2,2 % об.д.	C ₃ H ₈ 0,88 % об.д.	C ₃ H ₈ 0,42 % об.д.
1.	Этан (C ₂ H ₆)	0 - 50	от 0 до 1,2	±3	60	35	-
2.	Водород (H ₂)	0 - 50	от 0 до 2,0	±3	50	-	-
3.	и-Бутан (i-C ₄ H ₁₀)	0 - 50	от 0 до 0,65	±3	-	58	-
4.	н-Пентан (n-C ₅ H ₁₂)	0 - 50	от 0 до 0,55	±3	-	45	-
5.	Изопентан (2-метилбутан)	0 - 50	от 0 до 0,65	±3	-	50	-
6.	Гексан (C ₆ H ₁₄)	0 - 50	от 0 до 0,50	±3	-	65	-
7.	Октан (C ₈ H ₁₈)	0 - 50	от 0 до 0,40	±5	-	80	-
8.	Нонан (C ₉ H ₂₀)	0 - 50	от 0 до 0,35	±6	-	90	-
9.	1-Бутен (C ₄ H ₈)	0 - 50	от 0 до 0,8	±3	-	45	-
10.	Ацетон (CH ₃) ₂ CO	0 - 50	от 0 до 1,25	±3	-	50	-
11.	Пропилен (C ₃ H ₆)	0 - 50	от 0 до 1,0	±5	72	-	-
12.	Бензол (C ₆ H ₆)	0 - 50	от 0 до 0,6	±3	-	60	-
13.	Толуол (C ₆ H ₅ CH ₃)	0 - 50	от 0 до 0,5	±4	-	68	-
14.	Этанол (C ₂ H ₅ OH)	0 - 50	от 0 до 1,55	±3	-	43	-
15.	н-Бутанол (C ₄ H ₉ OH)	0 - 50	от 0 до 0,7	±10	-	-	90
16.	Этилацетат (CH ₃ COOC ₂ H ₅)	0 - 50	от 0 до 1,0	±4	65	-	-
17.	Бутилацетат (CH ₃ COOC ₄ H ₉)	0 - 50	от 0 до 0,60	±6	-	90	-
18.	Этилбензол (C ₆ H ₅ C ₂ H ₅)	0 - 50	от 0 до 0,4	±6	-	80	-
19.	2-Бутанон (CH ₃ COC ₂ H ₅)	0 - 50	от 0 до 0,9	±3	-	60	-
20.	Циклопентан (C ₅ H ₁₀)	0 - 50	от 0 до 0,7	±3	-	50	-
21.	МТБЭ (метил-трет- бутиловый эфир)	0 - 50	от 0 до 0,75	±3	-	60	-
22.	Изомеризат	0 - 50	от 0 до 0,55	±4	-	65	-

Продолжение таблицы 1

23.	Легкая нефтя (петролейный эфир)	0 - 50	от 0 до 0,7	±3	-	60	-
24.	Фракция НК-62°С	0 - 50	от 0 до 0,55	±5	-	73	-
25.	П-ксилол	0 - 50	от 0 до 0,5	±6	-	90	-
26.	О-ксилол	0 - 50	от 0 до 0,5	±6	-	90	-
27.	Метанол (СН ₃ ОН)	0 - 50	от 0 до 3,0	±5	-	82	-
28.	Керосин ГОСТ 18499-73	0 - 50	от 0 до 0,35	±6	-	90	-
29.	Уайт-спирит ГОСТ 3134-78	0 - 50	от 0 до 0,35	±6	-	90	-
30.	Бензин автомобильный ГОСТ Р 51313-99	0 - 50	от 0 до 0,7	±5	-	77	-
31.	Бензин авиационный ГОСТ 1012-72	0 - 50	от 0 до 0,7	±3	-	56	-
32.	Бензин неэтилированный ГОСТ Р 51866-2002	0 - 50	от 0 до 0,7	±5	-	80	-
33.	Топливо для реактивных двигателей ГОСТ 10227-86	0 - 50	от 0 до 0,35	±6	-	90	-
34.	Нейтрализатор «КорКлиар-100»	0 - 50	от 0 до 0,5	±10	-	-	90
35.	Дизельное топливо ГОСТ 305-82	0 - 50	от 0 до 0,3	±10	-	-	90
36.	Ингибитор коррозии «Геркулес 30617»	0 - 50	от 0 до 0,6	±5	-	-	80

Приложение А.4

Таблица 1 – технические характеристики газовых смесей для первичной поверки газоанализаторов S4000CH, предназначенных для измерений других углеводородных газов и паров, кроме перечисленных в приложении А.1

Определяемый компонент	Диапазон измерений, объемная доля определяемого компонента, % (довзрывоопасная концентрация, % НКПР)	Номинальное значение объемной доли определяемого компонента, пределы допускаемого отклонения, %			Источник получения ПГС
		ГС № 1	ГС № 2	ГС № 3	
этан (C ₂ H ₆)	0 – 1,25 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,62 ±0,01	1,25 ±0,02	ГСО-ПГС состава C ₂ H ₆ /воздух рег.№ 10543-2014, ПНГ-воздух по ТУ 6-21-5-85, совместно с генератором газовых смесей ГГС-03-03 рег.№ 62151-15
водород (H ₂)	0 – 2,0 (0 – 50)	ПНГ-воздух	1,00 ±0,04	2,00 ±0,06	ГСО-ПГС состава H ₂ /воздух рег.№ 10531-2014, ПНГ-воздух по ТУ 6-21-5-85, совместно с генератором газовых смесей ГГС-03-03 рег.№ 62151-15
н-бутан (n-C ₄ H ₁₀)	0 – 0,70 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,35 ±0,01	0,70 ±0,02	ГСО-ПГС состава n-C ₄ H ₁₀ /воздух рег.№ 10543-2014, ПНГ-воздух по ТУ 6-21-5-85, совместно с генератором газовых смесей ГГС-03-03 рег.№ 62151-15
изобутан (i-C ₄ H ₁₀)	0 – 0,65 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,32 ±0,01	0,65 ±0,02	ГСО-ПГС состава i-C ₄ H ₁₀ /воздух рег.№ 10543-2014, ПНГ-воздух по ТУ 6-21-5-85, совместно с генератором газовых смесей ГГС-03-03 рег.№ 62151-15

н-пентан (n-C ₅ H ₁₂)	0 – 0,55 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,27 ±0,01	0,55 ±0,02	ГСО-ПГС состава n-C ₅ H ₁₂ /воздух рег.№ 10543-2014, ПНГ-воздух по ТУ 6-21-5-85, совместно с генератором газовых смесей ГГС-03-03 рег.№ 62151-15
изопентан (i-C ₅ H ₁₂) (2-метилбутан)	0 – 0,65 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,33 ±0,01	0,65 ±0,02	ГСО-ПГС состава i-C ₅ H ₁₂ /воздух рег.№ 10363-2013, ПНГ-воздух по ТУ 6-21-5-85, совместно с генератором газовых смесей ГГС-03-03 рег.№ 62151-15
н-гексан (n-C ₆ H ₁₄)	0 – 0,50 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,25 ±0,01	0,50 ±0,02	ГСО-ПГС состава n-C ₆ H ₁₄ /воздух рег.№ 10543-2014, ПНГ-воздух по ТУ 6-21-5-85, совместно с генератором газовых смесей ГГС-03-03 рег.№ 62151-15
октан (C ₈ H ₁₈)	0 – 0,40 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,20 ±0,01	0,40 ±0,02	ГСО-ПГС состава C ₈ H ₁₈ /воздух рег.№ 10539-2014, ПНГ-воздух по ТУ 6-21-5-85, совместно с генератором газовых смесей ГГС-03-03 рег.№ 62151-15
нонан (C ₉ H ₂₀)	0 – 0,35 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,17 ±0,01	0,35 ±0,015	ГСО-ПГС состава C ₉ H ₂₀ /воздух рег.№ 10524-2014, ПНГ-воздух по ТУ 6-21-5-85, совместно с генератором газовых смесей ГГС-03-03 рег.№ 62151-15
бутен (изобутилен C ₄ H ₈)	0 – 0,8 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,40 ±0,02	0,80 ±0,03	ГСО-ПГС состава C ₄ H ₈ /воздух рег.№ 10524-2014, ПНГ-воздух по ТУ 6-21-5-85, совместно с генератором газовых смесей ГГС-03-03 рег.№ 62151-15
ацетон (CH ₃) ₂ CO	0 – 1,25 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,62 ±0,01	1,25 ±0,02	ГСО-ПГС состава (CH ₃) ₂ CO/воздух рег.№ 10385-2013, ПНГ-воздух по ТУ 6-21-5-85, совместно с генератором газовых смесей ГГС-03-03 рег.№ 62151-15

пропилен (C ₃ H ₆)	0 – 1,0 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,50 ±0,02	1,00 ±0,04	ГСО-ПГС состава C ₃ H ₆ /воздух рег.№ 10543-2014, ПНГ-воздух по ТУ 6-21-5-85, совместно с генератором газовых смесей ГГС-03-03 рег.№ 62151-15
бензол (C ₆ H ₆)	0 – 0,60 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,30 ±0,01	0,60 ±0,02	ГСО-ПГС состава C ₆ H ₆ /воздух рег.№ 10528-2014, ПНГ-воздух по ТУ 6-21-5-85, совместно с генератором газовых смесей ГГС-03-03 рег.№ 62151-15
толуол (C ₆ H ₅ CH ₃)	0 – 0,55 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,27 ±0,01	0,55 ±0,02	ГСО-ПГС состава C ₇ H ₈ /воздух рег.№ 10368-2013, ПНГ-воздух по ТУ 6-21-5-85, совместно с генератором газовых смесей ГГС-03-03 рег.№ 62151-15
этанол (C ₂ H ₅ OH)	0 – 1,55 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,78 ±0,02	1,55 ±0,04	ГСО-ПГС состава C ₂ H ₅ OH/воздух рег.№ 10524-2014, ПНГ-воздух по ТУ 6-21-5-85, совместно с генератором газовых смесей ГГС-03-03 рег.№ 62151-15
н-бутанол (п-C ₄ H ₁₀ O)	0 – 0,7 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,35 ±0,01	0,70 ±0,02	ГСО-ПГС состава п-C ₄ H ₁₀ O/воздух рег.№ 10524-2014, ПНГ-воздух по ТУ 6-21-5-85, совместно с генератором газовых смесей ГГС-03-03 рег.№ 62151-15
этилацетат (CH ₃ COOC ₂ H ₅)	0 – 1,0 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,50 ±0,02	1,0 ±0,04	ГСО-ПГС состава C ₄ H ₈ O ₂ /воздух рег.№ 10524-2014, ПНГ-воздух по ТУ 6-21-5-85 совместно с генератором газовых смесей ГГС-03-03 рег.№ 62151-15
н-бутилацетат (п-C ₆ H ₁₂ O ₂)	0 – 0,65 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,32 ±0,01	0,65 ±0,02	ГСО-ПГС состава п-C ₆ H ₁₂ O ₂ /воздух рег.№ 10524-2014, ПНГ-воздух по ТУ 6-21-5-85 совместно с генератором газовых смесей ГГС-03-03 рег.№ 62151-15

этилбензол (C ₈ H ₁₀)	0 – 0,5 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,25 ±0,01	0,50 ±0,02	ГСО-ПГС состава C ₈ H ₁₀ /воздух рег.№ 10539-2014, ПНГ-воздух по ТУ 6-21-5-85, совместно с генератором газовых смесей ГГС-03-03 рег.№ 62151-15
2-бутанон (CH ₃ COC ₂ H ₅)	0 – 0,75 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,37 ±0,01	0,75 ±0,02	ГСО-ПГС состава C ₄ H ₈ O/воздух рег.№ 10524-2014, ПНГ-воздух по ТУ 6-21-5-85 совместно с генератором газовых смесей ГГС-03-03 рег.№ 62151-15
циклопентан (C ₅ H ₁₀)	0 – 0,7 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,35 ±0,01	0,70 ±0,02	ГСО-ПГС состава C ₅ H ₁₀ /воздух рег.№ 10539-2014, ПНГ-воздух по ТУ 6-21-5-85, совместно с генератором газовых смесей ГГС-03-03 рег.№ 62151-15
МТБЭ (метил-трет-бутиловый эфир, C ₅ H ₁₂ O)	0 – 0,75 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,37 ±0,01	0,75 ±0,02	ГСО-ПГС состава C ₅ H ₁₂ O/воздух рег.№ 10534-2014, ПНГ-воздух по ТУ 6-21-5-85, совместно с генератором газовых смесей ГГС-03-03 рег.№ 62151-15
изомеризат	0 – 0,55 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,27 ±0,01	0,55 ±0,02	изомеризат; Dräger Calibration Kit, рег.№ 15616-96; дозатор механический одноканальный «ВІОНІТ», рег.№ 36152-12
легкая нефтя (петролейный эфир)	0 – 0,7 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,35 ±0,02	0,7 ±0,03	легкая нефтя; Dräger Calibration Kit, рег.№ 15616-96; дозатор механический одноканальный «ВІОНІТ», рег.№ 36152-12
фракция НК-62 °С	0 – 0,55 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,27 ±0,01	0,55 ±0,02	фракция НК-62 °С; Dräger Calibration Kit, рег.№ 15616-96; дозатор механический одноканальный «ВІОНІТ», рег.№ 36152-12
о-ксилол (C ₆ H ₄ (CH ₃) ₂)	0 – 0,5 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,25 ± ,01	0,50 ±0,02	ГСО-ПГС состава C ₈ H ₁₀ /воздух рег.№ 10528-2014, ПНГ-воздух по ТУ 6-21-5-85 совместно с генератором газовых смесей ГГС-03-03

					рег.№ 62151-15
п-ксилол (C ₆ H ₄ (CH ₃) ₂)	0 – 0,5 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,25 ± ,01	0,50 ±0,02	ГСО-ПГС состава C ₈ H ₁₀ /воздух рег.№ 10528-2014, ПНГ-воздух по ТУ 6-21-5-85 совместно с генератором газовых смесей ГГС-03-03 рег.№ 62151-15
метанол (CH ₃ OH)	0 – 3,00 (0 – 50)	ПНГ-воздух	1,50 ±0,04	3,0 ±0,1	ГСО-ПГС состава CH ₃ OH/воздух рег.№ 10524-2014, ПНГ-воздух по ТУ 6-21-5-85 совместно с генератором газовых смесей ГГС-03-03 рег.№ 62151-15
керосин ГОСТ 18499-73	0 – 0,35 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,17 ±0,01	0,35 ±0,1	керосин; Dräger Calibration Kit, рег.№ 15616-96; дозатор механический одноканальный «БИОНИТ», рег.№ 36152-12
уайт-спирит ГОСТ 3134-78	0 – 0,35 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,17 ±0,01	0,35 ±0,1	уайт-спирит; Dräger Calibration Kit, рег.№ 15616-96; дозатор механический одноканальный «БИОНИТ», рег.№ 36152-12
бензин авто- мобильный ГОСТ Р 51313- 99	0 – 0,7 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,35 ±0,01	0,7 ±0,2	бензин автомобильный; Dräger Calibration Kit, рег.№ 15616-96; дозатор механический одноканальный «БИОНИТ», рег.№ 36152-12
бензин авиационный ГОСТ 1012-72	0 – 0,7 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,35 ±0,01	0,7 ±0,2	бензин авиационный; Dräger Calibration Kit, рег.№ 15616-96; дозатор механический одноканальный «БИОНИТ», рег.№ 36152-12
бензин неэти- лированный ГОСТ Р 51866- 20002	0 – 0,7 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,35 ±0,01	0,7 ±0,2	бензин неэтилированный; Dräger Calibration Kit, рег.№ 15616-96; дозатор механический одноканальный «БИОНИТ», рег.№ 36152-12

Продолжение таблицы 1

нейтрализатор «КорКлиар-100»	0 – 0,5 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,25 ±0,01	0,50 ±0,02	нейтрализатор «КорКлиар-100»; Dräger Calibration Kit, рег.№ 15616-96; дозатор механический одноканальный «БИОНИТ», рег.№ 36152-12
топливо дизельное ГОСТ Р 52368-2005	0 – 0,3 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,15 ±0,01	0,30 ±0,2	топливо дизельное; Dräger Calibration Kit, рег.№ 15616-96; дозатор механический одноканальный «БИОНИТ», рег.№ 36152-12
ингибитор кор- розии «Геркулес 30617»	0 – 0,6 (0 – 50)	ПНГ-воздух	0,30 ±0,01	0,60 ±0,2	ингибитор коррозии «Геркулес 30617»; Dräger Calibration Kit, рег.№ 15616-96; дозатор механический одноканальный «БИОНИТ», рег.№ 36152-12

Приложение Б
(Справочное)

Методика расчета объема жидкой пробы углеводородов, испаряемых в камере Dräger Calibration Kit объемом 3 л, требуемой для создания в ней необходимой дозровоопасной концентрации парогазовой фракции в смеси с воздухом

1 Процедура приготовления парогазовой смеси нефтепродукта с требуемой концентрацией основывается на использовании уравнения Менделеева-Клайперона. Из него следует, что для получения пара с определенной концентрацией «С%НКПР», выражаемой в % НКПР, необходимо испарить следующий объем жидкости $V_{ж}$ (в микролитрах):

$$V_{ж} = 1000 \cdot \frac{V_{к}}{22,4} \cdot \frac{273}{273+t} \cdot \frac{P_a - P_w}{760} \cdot \frac{\mu}{\rho} \cdot \frac{C_{\%НКПР}}{100} \quad (1)$$

В формуле (1) использованы следующие обозначения:

$V_{к}$ - объем калибровочной камеры в $дм^3$;

t - температура в камере $^{\circ}C$;

μ - молярная масса испаряемого продукта в г/моль;

ρ - плотность жидкости (нефтепродукта) в $г/см^3$;

P_a - атмосферное давление в мм рт.ст.;

P_w - парциальное давление паров воды при данной t в мм рт.ст.;

$C_{\%НКПР}$ - концентрация парогазовой смеси нефтепродукта в % НКПР.

Для приготовления смеси с воздухом парогазовых проб на основе исходных нефтепродуктов используют сертифицированную калибровочную камеру производства фирмы «Dräger Safety AG & Co.KGaA», Германия, объемом 3 $дм^3$. Жидкие пробы помещают внутрь камеры на фильтровальную бумагу с помощью дозаторов механических одноканальных «ВЮНІТ». Массу неиспаренного остатка продукта на фильтре определяют взвешиванием фильтра с помощью лабораторных аналитических весов производства фирмы «Sartorius», Германия, до и после проведения измерений концентрации приготовленной парогазовой пробы. (Желательно использовать весы с диапазоном от 10 граммов до 0,1 миллиграмма). Полученное значение обозначим $M_{н.о.}$.

В результате найдем величину испаренного объема жидкости $V_{ж}^{и}$ по формуле (2)

$$V_{ж}^{и} = V_{ж} - \frac{M_{н.о.}}{\rho} \quad (2)$$

Подставляя $V_{ж}^{и}$ в формулу (1) вместо $V_{ж}$, найдем реальную концентрацию парогазовой смеси в калибровочной камере, $C_{\%НКПР}^P$.

Значения $C_{\%НКПР}$, μ , P_w , ρ для каждого продукта берут из прилагаемой справочной литературы. Так, например, значения P_w при температуре t $^{\circ}C$ определяют по таблице 11.1 [3], значения $C_{\%НКПР}$ из [1]. Величины μ , ρ и другие константы из [2 – 12].

Определение погрешности приготовления парогазовой смеси выполнено согласно РМГ 60 – 2003 с применением расчетного способа.

Относительная погрешность концентрации продукта в парогазовой смеси с воздухом, приготовленной в соответствии с формулой (1), запишется в виде:

$$\delta = \sqrt{\delta_{к.к} + \delta_t + \delta_p + \delta_{p_a} + \delta_{p_w} + \delta_M + \delta_{V_{ж}}} \quad (3)$$

где: $\delta_{к.к}$ – относительная погрешность определения объема калибровочной камеры;

δ_t – относительная погрешность измерения окружающей температуры;

δ_p – относительная погрешность определения плотности жидкости;

δ_{p_a} – относительная погрешность измерения атмосферного давления;

δ_{p_w} – относительная погрешность определения парциального давления паров воды;

δ_M – относительная погрешность измерений молярной массы;

$\delta_{V_{ж}}$ – относительная погрешность объема отбираемой пробы жидкости.

Относительная погрешность $\delta_{к.к}$ представляет собой не исключенную систематическую погрешность (НСП), величина которой не превосходит ± 2 %. Отбор объема жидкости, осуществляемый с помощью механического дозатора, представляет собой НСП, величина которой не превосходит ± 2 %.

Измерение температуры окружающей среды производят термометром с абсолютной систематической погрешностью $\pm 0,2$ °С. Соответствующая величина относительной НСП δ_T измерения температуры в диапазоне (20 ± 5) °С не превосходит $\pm 0,1$ %.

Атмосферное давление P_a измеряют барометром с абсолютной систематической погрешностью 0,1 кПа. Давление паров воды P_w при измеренной температуре t и относительной влажности F определяется по таблице. Суммарное значение относительной НСП измерения разности между атмосферным давлением P_a и давлением паров воды P_w , $\Delta_{P_{aw}} = (P_a - P_w)$, не превосходит $\pm 0,3$ %.

Значения молярной массы M и плотности жидкости ρ берут из справочной литературы. Значения НСП для величин M и ρ не превосходят $\pm 0,1$ %.

Проведенный анализ позволяет сделать вывод, что расчетное значение систематической составляющей погрешности концентрации приготовленной пробы δ , которая представляет собой относительную НСП, не превосходит $\pm 2,5$ %.

Источником случайной составляющей погрешности концентрации пробы является изменение внешних факторов среды в процессе её приготовления – температуры воздуха, атмосферного давления и относительной влажности воздуха. Учитывая установленные в данной методике ограничения на величину изменений указанных параметров

($\pm 0,3$ %), можно утверждать, что случайная составляющая погрешности концентрации приготовляемой пробы не превосходит $\pm 0,4$ %.

В результате получается, что относительная погрешность δ (границы, в которых с вероятностью $P = 0,95$ находится концентрация парогазовой пробы, приготовленная по данной методике) в данных условиях составляет ± 4 %.

Справочная литература

[1] ГОСТ Р МЭК 60079-20-1-2011 Взрывоопасные среды. Часть 20-1. Характеристики веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и данные.

[2] Химический энциклопедический словарь, БРЭ, Москва, 2003.

[3] Физические величины. Справочник, М., Энергоатомиздат, 1991.

[4] ГОСТ Р 51313-99 Бензин автомобильный.

[5] ГОСТ Р 52368-2005 Топливо дизельное.

[6] ГОСТ 3134-78 Уайт-спирит. Технические условия.

[7] ГОСТ 18499-73 Керосин осветительный. Технические условия.

[8] ГОСТ 1012-72 Бензин авиационный.

[9] ГОСТ Р 51866-2002 Бензин неэтилированный.

[10] ГОСТ 10227-86 Топливо для реактивных двигателей.

[11] Нейтрализатор «КорКлиар-100».

[12] Ингибитор коррозии «Геркулес 30617».

