

Регистрационный № 86886-22

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы многокомпонентные «Полар-7»

Назначение средства измерений

Газоанализаторы многокомпонентные «Полар-7» предназначены для:

- измерений объемной доли кислорода (O_2), объемной доли или массовой концентрации оксида углерода (CO), оксида азота (NO), диоксида азота (NO_2), сернистого ангидрида (SO_2), сероводорода (H_2S) и углеводородов (CH) по метану (CH_4) или пропану (C_3H_8) в отходящих газах стационарных и передвижных источников промышленных выбросов;
- измерений или определения расчетным методом объемной доли или массовой концентрации суммы оксидов азота (NO_x);
- измерений или определения расчетным методом объемной доли диоксида углерода (CO_2);
- измерений температуры газов;
- измерений температуры воздуха (окружающего и поступающего на горение);
- измерений разности давлений газов;
- измерений атмосферного давления;
- измерений абсолютного давления.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализаторов многокомпонентных «Полар-7» (далее – газоанализаторы):

- по каналам измерений O_2 , CO , NO , NO_2 , NO_x , SO_2 и H_2S – электрохимический;
- по каналам измерений CO_2 и CH – оптический инфракрасный;
- по каналам измерений температуры газов и воздуха – термоэлектрический;
- по каналам измерений разности давлений, атмосферного давления и абсолютного давления – тензорезистивный.

Способ отбора проб – принудительный с помощью встроенного побудителя расхода.

Газоанализаторы представляют собой автоматические переносные приборы – непрерывного действия.

Конструктивно газоанализаторы являются одноблочными приборами, выполненными в пластиковых обрешеченных корпусах. В комплект поставки газоанализаторов входят средства отбора и подготовки пробы к анализу: пробоотборный зонд с пробоотборным шлангом, влагоотделитель, внешний фильтр очистки пробы и внешний датчик для измерений температуры воздуха.

По дополнительному заказу для газоанализаторов поставляются: внешний термопринтер для печати результатов измерений, внешний зонд для измерений температуры воздуха, напорные трубки для определения скорости и объемного расхода газового потока и программное обеспечение для передачи протоколов результатов измерений на персональный компьютер.

Газоанализаторы имеют LCD цветной графический дисплей (индикатор) с разрешением 320×240 точек, обеспечивающий отображение:

- результатов измерений содержания определяемых компонентов и физических параметров газового потока;
- текущей даты и времени, уровня заряда аккумуляторной батареи;
- меню пользователя и информационных сообщений.

Газоанализаторы обеспечивают регистрацию результатов измерений следующими способами:

- занесение во внутреннюю энергонезависимую память;
- вывод на внешний термопринтер через инфракрасный порт и/или по Bluetooth-интерфейсу;
- передача на персональный компьютер или другие внешние устройства по интерфейсам USB, Bluetooth и/или Wi-Fi.

Перечень измерительных каналов газоанализаторов определяется при заказе. Возможные измерительные каналы приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Возможные измерительные каналы

Каналы измерений содержания газовых компонентов									Каналы измерений физических параметров ⁷⁾				
O ₂	CO	NO	NO ₂	NO _x	SO ₂	H ₂ S	CO ₂	CH	T _{ГАЗ}	T _i	ΔP	P _{АТМ}	P _{АБС}
+ ¹⁾	*2)3)	*2)	*2)	*4)	*2)	*2)	*2)5)	*2)6)	+ ¹⁾	+ ¹⁾	+ ¹⁾	*2)	*2)

¹⁾ «+» – канал устанавливается в базовой комплектации газоанализатора.

²⁾ «*» – канал устанавливается по заказу.

³⁾ Для данного определяемого компонента возможна установка двух каналов с разными диапазонами измерений, а также канала, оснащенного измерительным преобразователем с компенсацией по водороду (H₂).

⁴⁾ При установленных каналах измерений NO и NO₂. В случае если в газоанализаторе установлен только канал NO, показания объемной доли суммы оксидов азота выводятся на дисплей в результате расчета по эмпирическим формулам.

⁵⁾ В случае если в газоанализаторе отсутствует канал измерений CO₂, показания объемной доли диоксида углерода выводятся на дисплей в результате расчета по эмпирическим формулам.

⁶⁾ Градуировка канала измерений углеводородов (CH) выполняется по метану (CH₄) или пропану (C₃H₈). Градуировочный компонент определяется при заказе газоанализатора.

⁷⁾ T_{ГАЗ} – канал измерений температуры газов; T_i – канал измерений температуры воздуха; ΔP – канал измерений разности давлений газов; P_{АТМ} – канал измерений атмосферного давления; P_{АБС} – канал измерений абсолютного давления.

Газоанализаторы выполнены в общепромышленном невзрывозащищенном исполнении.

Общий вид газоанализаторов представлен на рисунке 1.

Конструкцией газоанализаторов предусмотрена пломбировка корпуса от несанкционированного доступа в местах установки винтовых соединений. Схема пломбировки газоанализаторов приведена на рисунке 2.

Заводской номер в виде цифрового обозначения наносится на шильд типографским или иным способом, устойчивым к атмосферным воздействиям в течение всего срока службы.

Нанесение знака поверки на прибор не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид газоанализаторов



Рисунок 2 – Схема пломбировки газоанализаторов от несанкционированного доступа и места нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют встроенное программное обеспечение (ПО), разработанное предприятием-изготовителем специально для решения задач измерения содержания определяемых компонентов, температуры, давления и скорости газового потока.

Основные функции встроенного ПО:

- преобразование выходных сигналов первичных преобразователей в результаты измерений содержания определяемых компонентов и параметров газового потока;
- сравнение текущих результатов измерений с заданными пороговыми значениями сигнализации и выдача сигнализации при их превышении;
- запись и хранение результатов измерений во внутренней энергонезависимой памяти;
- цифровая индикация результатов измерений содержания определяемых компонентов и параметров газового потока на графическом дисплее газоанализатора;
- диагностика аппаратной части газоанализатора (заряд аккумуляторной батареи, производительность пробоотборного насоса, температура воздуха внутри корпуса и т.д.);
- обмен данными с внешними устройствами;
- контроль целостности программных кодов ПО, настроечных и градуировочных констант.

Встроенное ПО идентифицируется посредством отображения номера версии и цифрового идентификатора на дисплее газоанализаторов через меню «Параметры/Информация о приборе».

Газоанализаторы имеют защиту встроенного ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений, соответствующую уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014, реализованную путем установки системы защиты микроконтроллера от чтения и записи. Влияние встроенного ПО учтено при нормировании метрологических характеристик газоанализаторов.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения газоанализаторов

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование (ПО)	polar7.bin
Номер версии (идентификационный номер ПО)	2.01
Цифровой идентификатор ПО	f97d647f
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32
Примечание – Номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице. Значение контрольной суммы, приведенное в таблице, относится только к файлу прошивки обозначенной в таблице версии.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Диапазоны измерений и пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов по каналам измерений содержания газовых компонентов

Определяемый компонент (канал измерений)	Диапазон измерений содержания определя- емого компонента ¹⁾	Пределы допускаемой основной погрешности ²⁾ (на участке диапазона измерений)	
		абсолютной	относительной
Кислород (O ₂)	от 0 до 25 % (об.)	±0,2 % (об.)	—
Оксид углерода (CO низкий)	от 0 до 500 млн ⁻¹	±5 млн ⁻¹ (от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.)	±5 % (св. 100 до 500 млн ⁻¹)
	от 0 до 625 мг/м ³	±6,3 мг/м ³ (от 0 до 125 мг/м ³ включ.)	±5 % (св. 125 до 625 мг/м ³)

Определяемый компонент (канал измерений)	Диапазон измерений содержания определяемого компонента ¹⁾	Пределы допускаемой основной погрешности ²⁾ (на участке диапазона измерений)	
		абсолютной	относительной
Оксид углерода (СО высокий)	от 0 до 10000 млн ⁻¹	±10 млн ⁻¹ (от 0 до 200 млн ⁻¹ включ.)	±5 % (св. 200 до 10000 млн ⁻¹)
	от 0 до 12500 мг/м ³	±12,5 мг/м ³ (от 0 до 250 мг/м ³ включ.)	±5 % (св. 250 до 12500 мг/м ³)
Оксид углерода (СО очень высокий)	от 0 до 20000 млн ⁻¹	±40 млн ⁻¹ (от 0 до 800 млн ⁻¹ включ.)	±5 % (св. 800 до 20000 млн ⁻¹)
	от 0 до 25000 мг/м ³	±50 мг/м ³ (от 0 до 1000 мг/м ³ включ.)	±5 % (св. 1000 до 25000 мг/м ³)
Оксид углерода (СО сверхвысокий)	от 0 до 10 % (об.)	±0,02 % (об.) (от 0 до 0,4 % (об.) включ.)	±5 % (св. 0,4 % до 10 % (об.))
	от 0 до 125 г/м ³	±0,25 г/м ³ (от 0 до 5 г/м ³ включ.)	±5 % (св. 5 до 125 г/м ³)
Оксид азота (NO низкий)	от 0 до 300 млн ⁻¹	±5 млн ⁻¹ (от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.)	±10 % (св. 50 до 300 млн ⁻¹)
	от 0 до 402 мг/м ³	±6,7 мг/м ³ (от 0 до 67 мг/м ³ включ.)	±10 % (св. 67 до 402 мг/м ³)
Оксид азота (NO высокий)	от 0 до 4000 млн ⁻¹	±10 млн ⁻¹ (от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.)	±10 % (св. 100 до 4000 млн ⁻¹)
	от 0 до 5360 мг/м ³	±13,4 мг/м ³ (от 0 до 134 мг/м ³ включ.)	±10 % (св. 134 до 5360 мг/м ³)
Диоксид азота (NO ₂ низкий)	от 0 до 100 млн ⁻¹	±2,5 млн ⁻¹ (от 0 до 25 млн ⁻¹ включ.)	±10 % (св. 25 до 100 млн ⁻¹)
	от 0 до 205 мг/м ³	±5,1 мг/м ³ (от 0 до 51 мг/м ³ включ.)	±10 % (св. 51 до 205 мг/м ³)
Диоксид азота (NO ₂ высокий)	от 0 до 500 млн ⁻¹	±5 млн ⁻¹ (от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.)	±10 % (св. 50 до 500 млн ⁻¹)
	от 0 до 1025 мг/м ³	±10,3 мг/м ³ (от 0 до 103 мг/м ³ включ.)	±10 % (св. 103 до 1025 мг/м ³)

Определяемый компонент (канал измерений)	Диапазон измерений содержания определяемого компонента ¹⁾	Пределы допускаемой основной погрешности ²⁾ (на участке диапазона измерений)	
		абсолютной	относительной
Сумма оксидов азота (NO _x низкий) в пересчете на NO ₂ ^{3) 5)}	от 0 до 400 млн ⁻¹	±6 млн ⁻¹ (от 0 до 40 млн ⁻¹ включ.)	±15 % (св. 40 до 400 млн ⁻¹)
	от 0 до 820 мг/м ³	±12,3 мг/м ³ (от 0 до 82 мг/м ³ включ.)	±15 % (св. 82 до 820 мг/м ³)
Сумма оксидов азота (NO _x высокий) в пересчете на NO ₂ ^{4) 5)}	от 0 до 4500 млн ⁻¹	±12 млн ⁻¹ (от 0 до 80 млн ⁻¹ включ.)	±15 % (св. 80 до 4500 млн ⁻¹)
	от 0 до 9225 мг/м ³	±24,6 мг/м ³ (от 0 до 164 мг/м ³ включ.)	±15 % (св. 164 до 9225 мг/м ³)
Сернистый ангидрид (SO ₂ низкий)	от 0 до 300 млн ⁻¹	±5 млн ⁻¹ (от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.)	±10 % (св. 50 до 300 млн ⁻¹)
	от 0 до 858 мг/м ³	±14,3 мг/м ³ (от 0 до 143 мг/м ³ включ.)	±10 % (св. 143 до 858 мг/м ³)
Сернистый ангидрид (SO ₂ высокий)	от 0 до 5000 млн ⁻¹	±10 млн ⁻¹ (от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.)	±10 % (св. 100 до 5000 млн ⁻¹)
	от 0 до 14300 мг/м ³	±28,6 мг/м ³ (от 0 до 286 мг/м ³ включ.)	±10 % (св. 286 до 14300 мг/м ³)
Сероводород (H ₂ S низкий)	от 0 до 300 млн ⁻¹	±5 млн ⁻¹ (от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.)	±10 % (св. 50 до 300 млн ⁻¹)
	от 0 до 456 мг/м ³	±7,6 мг/м ³ (от 0 до 76 мг/м ³ включ.)	±10 % (св. 76 до 456 мг/м ³)
Сероводород (H ₂ S высокий)	от 0 до 1000 млн ⁻¹	±10 млн ⁻¹ (от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.)	±10 % (св. 100 до 1000 млн ⁻¹)
	от 0 до 1520 мг/м ³	±15,2 мг/м ³ (от 0 до 152 мг/м ³ включ.)	±10 % (св. 152 до 1520 мг/м ³)
Диоксид углерода (CO ₂ низкий) ⁶⁾	от 0 до 20 % (об.)	±0,5 % (об.) (от 0 до 5 % (об.) включ.)	±10 % (св. 5 до 20 % (об.))
Диоксид углерода (CO ₂ высокий) ⁶⁾	от 0 до 50 % (об.)	±1,25 % (об.) (от 0 до 12,5 % (об.) включ.)	±10 % (св. 12,5 до 50 % (об.))

Определяемый компонент (канал измерений)	Диапазон измерений содержания определяемого компонента ¹⁾	Пределы допускаемой основной погрешности ²⁾ (на участке диапазона измерений)	
		абсолютной	относительной
Диоксид углерода (CO ₂ очень высокий) ⁶⁾	от 0 до 100 % (об.)	±2,5 % (об.) (от 0 до 25 % (об.) включ.)	±10 % (св. 25 до 100 % (об.))
Углеводороды по метану (CH ₄ низкий)	от 0 до 5 % (об.)	±0,1 % (об.) (от 0 до 1,0 % (об.) включ.)	±10 % (св. 1,0 до 5 % (об.))
	от 0 до 36 г/м ³	±0,72 г/м ³ (от 0 до 7,2 г/м ³ включ.)	±10 % (св. 7,2 до 36 г/м ³)
Углеводороды по метану (CH ₄ высокий)	от 0 до 20 % (об.)	±0,4 % (об.) (от 0 до 4 % (об.) включ.)	±10 % (св. 4 до 20 % (об.))
	от 0 до 144 г/м ³	±2,88 г/м ³ (от 0 до 28,8 г/м ³ включ.)	±10 % (св. 28,8 до 144 г/м ³)
Углеводороды по метану (CH ₄ очень высокий)	от 0 до 100 % (об.)	±1,0 % (об.) (от 0 до 10 % (об.) включ.)	±10 % (св. 10 до 100 % (об.))
	от 0 до 720 г/м ³	±7,2 г/м ³ (от 0 до 72 г/м ³ включ.)	±10 % (св. 72 до 720 г/м ³)
Углеводороды по пропану (C ₃ H ₈)	от 0 до 2,0 % (об.)	±0,04 % (об.) (от 0 до 0,4 % (об.) включ.)	±10 % св. 0,4 до 2,0 % (об.))
	от 0 до 39,4 г/м ³	±0,79 г/м ³ (от 0 до 7,9 г/м ³ включ.)	±10 % (св. 7,9 до 39,4 г/м ³)

¹⁾ Газоанализаторы по каналам измерений CO, NO, NO₂, NO_x, SO₂, H₂S, CH₄ и C₃H₈ обеспечивают вывод результатов на дисплей в единицах массовой концентрации с учетом коэффициентов пересчета из единиц объемной доли для условий, принятых для пересчета единиц содержания компонентов при контроле атмосферы (t=0 °C, P=101,3 кПа): CO – 1,25; NO – 1,34; NO₂ – 2,05; NO_x – 2,05; SO₂ – 2,86; H₂S – 1,52; CH₄ – 0,72; C₃H₈ – 1,97.

²⁾ Нормальные условия измерений:

- температура окружающего воздуха, °C от +15 до +25
- диапазон относительной влажности окружающего воздуха, % от 30 до 80
- диапазон атмосферного давления, кПа от 90,6 до 104,8

³⁾ При установленных каналах измерений NO «низкий» и NO₂ «низкий».

⁴⁾ При установленных каналах измерений NO «высокий» и NO₂ «высокий».

⁵⁾ В случае если в газоанализаторе установлен только канал измерений NO, метрологические характеристики по каналу NO_x не нормированы, показания объемной доли суммы оксидов азота выводятся на дисплей в результате расчета по эмпирическим формулам.

⁶⁾ В случае если в газоанализаторе отсутствует канал измерений CO₂, метрологические характеристики по каналу CO₂ не нормированы, показания объемной доли диоксида углерода выводятся на дисплей в результате расчета по эмпирическим формулам.

Таблица 4 – Диапазоны измерений и пределы допускаемой погрешности газоанализаторов при выполнении измерения массовой концентрации компонентов в промышленных выбросах в атмосферу в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.11.2020 № 1847 п. 3.1.3

Определяемый компонент (канал измерений)	Диапазон измерений содержания определяемого компонента ¹⁾	Пределы допускаемой погрешности (на участке диапазона измерений)	
		абсолютной	относительной
Оксид углерода (CO низкий)	от 27 до 625 мг/м ³	±9,5 мг/м ³ (от 27 до 125 мг/м ³ включ.)	±7,5 % (св. 125 до 625 мг/м ³)
Оксид углерода (CO высокий)	от 54 до 12500 мг/м ³	±19 мг/м ³ (от 54 до 250 мг/м ³ включ.)	±7,5 % (св. 250 до 12500 мг/м ³)
Оксид углерода (CO очень высокий)	от 215 до 25000 мг/м ³	±75 мг/м ³ (от 215 до 1000 мг/м ³ включ.)	±7,5 % (св. 1000 до 25000 мг/м ³)
Оксид углерода (CO сверхвысокий)	от 1,1 до 125 г/м ³	±0,4 г/м ³ (от 1,1 до 5 г/м ³ включ.)	±7,5 % (св. 5 до 125 г/м ³)
Оксид азота (NO низкий)	от 29 до 402 мг/м ³	±10 мг/м ³ (от 29 до 67 мг/м ³ включ.)	±15 % (св. 67 до 402 мг/м ³)
Оксид азота (NO высокий)	от 58 до 5360 мг/м ³	±20 мг/м ³ (от 58 до 134 мг/м ³ включ.)	±15 % (св. 134 до 5360 мг/м ³)
Диоксид азота (NO ₂ низкий)	от 23 до 205 мг/м ³	±8 мг/м ³ (от 23 до 51 мг/м ³ включ.)	±15 % (св. 51 до 205 мг/м ³)
Диоксид азота (NO ₂ высокий)	от 46 до 1025 мг/м ³	±16 мг/м ³ (от 46 до 103 мг/м ³ включ.)	±15 % (св. 103 до 1025 мг/м ³)
Сумма оксидов азота (NO _x низкий) в пересчете на NO ₂ ^{2) 4)}	от 55 до 820 мг/м ³	±19 мг/м ³ (от 55 до 82 мг/м ³ включ.)	±23 % (св. 82 до 820 мг/м ³)
Сумма оксидов азота (NO _x высокий) в пересчете на NO ₂ ^{3) 4)}	от 110 до 9225 мг/м ³	±38 мг/м ³ (от 110 до 164 мг/м ³ включ.)	±23 % (св. 164 до 9225 мг/м ³)
Сернистый ангидрид (SO ₂ низкий)	от 62 до 858 мг/м ³	±21,5 мг/м ³ (от 62 до 143 мг/м ³ включ.)	±15 % (св. 143 до 858 мг/м ³)
Сернистый ангидрид (SO ₂ высокий)	от 124 до 14300 мг/м ³	±43 мг/м ³ (от 124 до 286 мг/м ³ включ.)	±15 % (св. 286 до 14300 мг/м ³)
Сероводород (H ₂ S низкий)	от 33 до 456 мг/м ³	±11,5 мг/м ³ (от 33 до 76 мг/м ³ включ.)	±15 % (св. 76 до 456 мг/м ³)
Сероводород (H ₂ S высокий)	от 66 до 1520 мг/м ³	±23 мг/м ³ (от 66 до 152 мг/м ³ включ.)	±15 % (св. 152 до 1520 мг/м ³)

Определяемый компонент (канал измерений)	Диапазон измерений содержания определяемого компонента ¹⁾	Пределы допускаемой погрешности (на участке диапазона измерений)	
		абсолютной	относительной
Углеводороды по метану (CH ₄ низкий)	от 3,1 до 36 г/м ³	±1,1 г/м ³ (от 3,1 до 7,2 г/м ³ включ.)	±15 % (св. 7,2 до 36 г/м ³)
Углеводороды по метану (CH ₄ высокий)	от 12,4 до 144 г/м ³	±4,4 г/м ³ (от 12,4 до 28,8 г/м ³ включ.)	±15 % (св. 28,8 до 144 г/м ³)
Углеводороды по метану (CH ₄ очень высокий)	от 31 до 720 г/м ³	±11 г/м ³ (от 31 до 72 г/м ³ включ.)	±15 % (св. 72 до 720 г/м ³)
Углеводороды по пропану (C ₃ H ₈)	от 3,4 до 39,4 г/м ³	±1,2 г/м ³ (от 3,4 до 7,9 г/м ³ включ.)	±15 % (св. 7,9 до 39,4 г/м ³)

¹⁾ Газоанализаторы по каналам измерений CO, NO, NO₂, NO_x, SO₂, H₂S, CH₄ и C₃H₈ обеспечивают вывод результатов на дисплей в единицах массовой концентрации с учетом коэффициентов пересчета из единиц объемной доли для условий, принятых для пересчета единиц содержания компонентов при контроле атмосферы (t=0 °C, P=101,3 кПа): CO – 1,25; NO – 1,34; NO₂ – 2,05; NO_x – 2,05; SO₂ – 2,86; H₂S – 1,52; CH₄ – 0,72; C₃H₈ – 1,97.

²⁾ При установленных каналах измерений NO «низкий» и NO₂ «низкий».

³⁾ При установленных каналах измерений NO «высокий» и NO₂ «высокий».

⁴⁾ В случае если в газоанализаторе установлен только канал измерений NO, метрологические характеристики по каналу NO_x не нормированы, показания объемной доли суммы оксидов азота выводятся на дисплей в результате расчета по эмпирическим формулам.

Таблица 5 – Диапазоны измерений и пределы допускаемой погрешности газоанализаторов по каналам измерений физических параметров газов

Определяемый параметр (канал измерений)	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности (на участке диапазона измерений)	
		абсолютной	относительной
Температура газов	от 0 до +800 °C	±2 °C (от 0 до +200 °C включ.)	±1 % (св. +200 до +800 °C)
	от -40 до +800 °C	±2 °C (от -40 до +200 °C включ.)	
	от 0 до +1200 °C	±2 °C (от 0 до +200 °C включ.)	±1 % (св. +200 до +1200 °C)
	от -40 до +1200 °C	±2 °C (от -40 до +200 °C включ.)	
Температура воздуха	от -10 до +50 °C (внешний датчик)	±1 °C	—
	от -40 до +100 °C (внешний зонд)	±1 °C	—

Определяемый параметр (канал измерений)	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности (на участке диапазона измерений)	
		абсолютной	относительной
Разность давлений газов ¹⁾	от -200 до +200 гПа	±0,02 гПа (св. -2 до +2 гПа включ.)	±1 % (от -200 до -2 гПа включ.) ±1 % (св. +2 до +200 гПа)
Атмосферное давление	от 600 до 1100 гПа	±3 гПа	—
Абсолютное давление ²⁾	от 400 до 1300 гПа	±5 гПа	—
¹⁾ При выполнении измерений в соответствии с п. 10.5 Руководства по эксплуатации ПЛЦК.413411.005 РЭ канал измерений разности давлений газов обеспечивает измерение избыточного давления (разрежения) газового потока. ²⁾ Показания по каналу измерений абсолютного давления рассчитываются по формуле $P_{абс} = P_{атм} + P_{газ},$ где $P_{атм}$ — показания по каналу измерений атмосферного давления, гПа; $P_{газ}$ — показания по каналу измерений разности давлений газов, гПа.			

Таблица 6 – Основные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Предел допускаемой вариации показаний по каналам измерений содержания газовых компонентов, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	0,5
Пределы допускаемой дополнительной погрешности по каналам измерений содержания газовых компонентов от изменения температуры окружающей среды на каждые 10 °С от значения, при котором определялась основная погрешность (от +15 до +25 °С), в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±0,25
Пределы допускаемой дополнительной погрешности по каналам измерений содержания газовых компонентов от влияния изменения расхода анализируемой газовой смеси от номинального значения до 0,4 дм³/мин, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±0,5
Пределы допускаемой суммарной дополнительной погрешности по каналам измерений содержания CO, NO, NO ₂ , NO _x , SO ₂ , H ₂ S от влияния изменения содержания неизмеряемых компонентов анализируемой газовой смеси в соответствии со значениями, указанными в таблице 7, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±0,5
Время прогрева газоанализаторов, мин, не более	3
Время установления показаний газоанализаторов, T ₉₀ , с, не более: - по каналам O₂, CO₂, CH (по CH₄) - по каналам CO, NO, SO₂, CH (по C₃H₈) - по каналу NO₂, NO_x, H₂S	60 90 120
Предел допускаемого интервала времени работы газоанализаторов без корректировки показаний, сут	90

Таблица 7 – Допускаемое содержание неизмеряемых компонентов

Измерительный канал	Диапазон измерений объемной доли	Допускаемое содержание неизмеряемых компонентов, объемная доля					
		CO, млн ⁻¹	NO, млн ⁻¹	NO ₂ , млн ⁻¹	SO ₂ , млн ⁻¹	H ₂ S, млн ⁻¹	H ₂ , %
CO	от 0 до 500 млн ⁻¹		300	100	300	300	0/(0,2) ¹⁾
	от 0 до 10000 млн ⁻¹		500	250	500	500	0/(0,2) ¹⁾
	от 0 до 20000 млн ⁻¹		1000	500	1000	1000	– ²⁾
	от 0 до 10 %		4000	500	5000	1000	– ²⁾
NO	от 0 до 300 млн ⁻¹	5000		50	500	20	(0,5)
	от 0 до 4000 млн ⁻¹	10000		100	1000	50	(0,5)
NO ₂	от 0 до 100 млн ⁻¹	5000	300		20	– ²⁾	(0,5)
	от 0 до 500 млн ⁻¹	10000	500		50	– ²⁾	(0,5)
SO ₂	от 0 до 300 млн ⁻¹	500	20	– ²⁾		300	(0,1)
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	1000	50	– ²⁾		500	(0,1)
H ₂ S	от 0 до 300 млн ⁻¹	500	300	– ²⁾	– ²⁾		(0,1)
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	1000	500	– ²⁾	– ²⁾		(0,1)
¹⁾ Для каналов измерений CO, оснащенных измерительным преобразователем с компенсацией по водороду (H ₂). ²⁾ Присутствие неизмеряемого компонента не допускается.							

Таблица 8 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время непрерывной работы газоанализаторов без подзарядки аккумуляторной батареи при температуре окружающей среды (20±5) °С, ч, не менее:	
- с установленными оптическими датчиками	16
- без оптических датчиков	20
Время заряда аккумуляторной батареи газоанализаторов от блока питания/зарядного устройства, входящего в комплект поставки, ч, не более	5
Электрическое питание газоанализаторов осуществляется:	
- от встроенной Li-ion аккумуляторной батареи номинальным напряжением и ёмкостью	3,7 В; 4,4 А·ч
- от внешнего блока питания номинальным напряжением и током	5 В; не менее 1 А
- от USB-порта персонального компьютера	
Номинальное значение расхода анализируемой газовой смеси, обеспечиваемого газоанализаторами, дм ³ /мин	0,8
Габаритные размеры газоанализаторов, мм, не более	
- длина	240
- ширина	88
- высота	55
Длина погружной части пробоотборного зонда, мм	от 180 до 2000
Длина пробоотборного шланга, м	2,5 (по заказу 5)
Масса газоанализаторов, кг, не более:	
- газоанализатор	1,0
- базовый комплект	4,7

Наименование характеристики	Значение
Степень защиты газоанализаторов от проникновения внутрь твердых посторонних тел и воды по ГОСТ 14254-2015, не ниже	IP20
Условия эксплуатации газоанализаторов: - температура окружающей среды, °С - атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.) - относительная влажность, при температуре +25 °С и более низких температурах без конденсации влаги, %	от -10 до +45 от 84,0 до 106,7 (от 630 до 800) от 15 до 95

Таблица 9 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	10000
Средний срок службы газоанализаторов, лет, не менее	8

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации и на шильд (наклейку), расположенный на нижней поверхности корпуса газоанализаторов.

Комплектность средства измерений

Таблица 10 – Комплектность поставки газоанализаторов

Наименование	Обозначение	Кол-во
Газоанализатор многокомпонентный	«Полар-7»	1 шт.
Ручка пробоотборного зонда в комплекте с пробоотборным шлангом и влагоотделителем		1 шт.
Трубка пробоотборного зонда со встроенным термопреобразователем в комплекте с упорным конусом		1 шт.
Футляр для хранения трубки пробоотборного зонда (кроме трубок длиной 180 и 300 мм)		1 шт.
Чехол для транспортировки трубки пробоотборного зонда (кроме трубок длиной 180 и 300 мм)		1 шт.
Внешний датчик температуры воздуха		1 шт.
Блок питания/зарядное устройство в комплекте с USB-кабелем		1 шт.
Ключ для замены фильтров очистки пробы		1 шт.
Ремешок ручной для переноски газоанализатора		1 шт.
Кейс для транспортировки и хранения газоанализатора		1 шт.
Паспорт (на бумажном носителе)	ПЛЦК.413411.005 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации (на электронном носителе)	ПЛЦК.413411.005 РЭ	1 шт.
Термопринтер с батарейками и комплектом запасной бумаги (уп. 10 шт.)		*
Внешний зонд температуры воздуха в комплекте с соединительным кабелем		*
Трубки напорные модификаций Пито и Пито цилиндрическая длиной от 350 до 2000 мм в комплекте с соединительными шлангами и чехлом для хранения и транспортировки		*
Металлокерамический фильтр пробоотборного зонда, 10 мкм (макс. Т экспл. 500 °С)		*
Защитный экран пробоотборного зонда		*
Футляр для переноски газоанализатора		*

Наименование	Обозначение	Кол-во
Программное обеспечение для ПК		*
Электрический блок осушки пробы БОП-1		*
Запасные фильтры очистки пробы (уп. 5 шт.)		*
Запасная бумага для термопринтера (уп. 10 шт.)		*
Градуировочные газовые смеси в баллонах под давлением (комплект)		*
Примечание – Позиции, отмеченные знаком «*», поставляются по отдельному заказу.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ПЛЦК.413411.005 РЭ «Газоанализаторы многокомпонентные «Полар-7». Руководство по эксплуатации», раздел 10 «Выполнение измерений».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 06 декабря 2019 г. № 2900 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1}$ - $1 \cdot 10^7$ Па»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 августа 2021 г. № 1904 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений разности давлений до $1 \cdot 10^5$ Па»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19 ноября 2024 г. № 2712 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»

ГОСТ 13320-81 «Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия»

ГОСТ Р 50759-95 «Анализаторы газов для контроля промышленных и транспортных выбросов. Общие технические условия»

ГОСТ Р 52931-2008 «Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия»

ПЛЦК.413411.005 ТУ Газоанализаторы многокомпонентные «Полар-7». Технические условия

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Промэкоприбор»

(ООО «Промэкоприбор»)

ИНН 7802482136

Юридический адрес: 194100, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Литовская, д. 10, лит. А, пом. 2-Н

Телефон: +7 (812) 424-21-60 (многоканальный)

Web-сайт: www.promecopribor.ru

E-mail: info@promecopribor.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Промэкоприбор»

(ООО «Промэкоприбор»)

ИНН 7802482136

Адрес: 194100, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Литовская, д. 10, лит. А, пом. 2-Н

Телефон: +7(812) 424-21-60 (многоканальный)

Web-сайт: www.promecopribor.ru

E-mail: info@promecopribor.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский
научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

(ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

ИНН 7809022120

Адрес: 190005, Россия, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19

Телефон: +7(812) 251-76-01

Факс: +7(812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.314555

Регистрационный № 88603-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 301

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 301 (далее - СИКН) предназначена для измерений массы нефти.

Описание средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 301, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией и эксплуатационными документами ее компонентов.

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений.

Выходные сигналы со счетчиков-расходомеров массовых, преобразователей давления, датчиков температуры, преобразователей плотности, объемной доли воды в нефти поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного, который преобразует их и направляет далее на верхний уровень.

СИКН состоит из функционально объединенных блоков:

- 1) Блок измерительных линий (БИЛ), который состоит из трех измерительных линий (ИЛ): две рабочие и одна контрольно-резервная.
- 2) Блок измерений показателей качества нефти (БИК).
- 3) Система сбора, обработки информации и управления (СОИ).

Комплект средств измерений, которыми может комплектоваться СИКН, представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование и тип средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion мод. CMF (далее - СРМ)	45115-16
Датчики температуры мод. Rosemount 644	63889-16
Датчики давления Метран-150	32854-13
Влагомеры нефти поточные УДВН-2п	77816-20
Преобразователи плотности жидкости Promass Q 300, Promass Q 500, модификации Promass Q 300	76031-19

Продолжение таблицы 1

Наименование и тип средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2
Преобразователи плотности и расхода CDM, модификации CDM100P	63515-16
Преобразователи плотности жидкости измерительные (мод. 7835, 7845, 7846, 7847), модели 7835	15644-06
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07	75139-19

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утвержденных типов.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода;
- автоматизированные вычисления массы нетто нефти;
- автоматические измерения плотности и объемной доли воды в нефти;
- автоматические измерения объема, давления и температуры нефти;
- измерения давления и температуры нефти с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- контроль метрологических характеристик рабочих СРМ по контрольному СРМ или по поверочной установке совместно с преобразователем плотности;
- поверка СРМ по поверочной установке совместно с преобразователем плотности;
- автоматический и ручной отбор проб нефти в соответствии с требованиями ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль технологических параметров нефти в СИКН, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Конструкцией СИКН место нанесения заводского номера не предусмотрено. Идентификация СИКН возможна по заводскому номеру, указанному в эксплуатационной документации в виде цифрового обозначения арабскими цифрами, обеспечивающей его сохранность в течение всего срока эксплуатации.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО реализовано в ИВК и компьютерах автоматизированных рабочих мест (АРМ) оператора. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 2.

Уровень защиты ПО СИКН - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	АРМ оператора с комплексом ПО «ФОРВАРД PRO»			ПО ИВК «ИМЦ-07»
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	EMC07.Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.0.0.2	4.0.0.4	4.0.0.2	PX.7000.01.09
Цифровой идентификатор ПО	1D7C7BA0	E0881512	96ED4C9B	1B8C4675
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32			

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКН приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 57,0 до 521,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Режим работы СИКН	непрерывный
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон рабочего избыточного давления нефти на входе в СИКН, МПа	от 0,3 до 1,2
Диапазон температуры нефти, °С	от +40,0 до +60,0
Диапазон плотности нефти при рабочих условиях, кг/м ³	от 854,1 до 907,4
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Содержание свободного газа, %	не допускается
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38, трехфазное 220±22, однофазное 50±1
Условия эксплуатации: - температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование, °С - температура воздуха в помещении системы обработки информации, °С	от +10 до +40 от +10 до +35

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 301, зав. №793	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	0956.00.00.000 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе Приведены в документе «0956.01.00.000 ИС.МИ ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти № 301», номер в реестр ФР.1.29.2023.45130.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»

Приказ Росстандарта от 26.09.2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЗН Север»

(ООО «ЗН Север»)

ИНН: 9701155182

Адрес: 101000, Москва, Архангельский переулок, дом 1, строение 1, помещение 1, этаж 3, комната 16

Тел/факс +7 (495) 748-66-11, доб.6143

E-mail: Zn.sever@nestro.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Системы Нефть и Газ»

(ООО «СНГ»)

ИНН: 5050024775

Адрес: 141108, Московская область, г. Щелково, ул. Заводская, д.1, корп.1

Тел/факс +7(495) 995-01-53

E-mail: office@og.systems

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Нефтегазметрология»

(ООО «НГМ»)

Адрес: 308009, Россия, г. Белгород, ул. Волчанская д.167

Телефон: +7(4722) 402-111, факс: +7(4722) 402-112

Сайт: www.oilgm.ru

E-mail: info@oilgm.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312851

Регистрационный № 786-90

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Бутирометры стеклянные

Назначение средства измерений

Бутирометры стеклянные предназначены для измерений массовой доли жира в молоке, сливках и молочных продуктах.

Описание средства измерений

Бутирометры стеклянные представляют собой стеклянный прибор, состоящий из корпуса, в верхней части которого припаяна трубка со шкалой, заканчивающаяся головкой, запаянной сверху.

К данному типу средств измерений относятся бутирометры стеклянные следующих исполнений, отличающихся друг от друга назначением, метрологическими характеристиками и конструктивно:

- исполнение 1-6 – для измерений массовой доли жира в молоке, сливках и молочных продуктах;

- исполнение 1-40 – для измерений массовой доли жира в сливках;

- исполнение 2-0,5 – для измерений массовой доли жира в молочных продуктах.

Знак поверки наносится на боковую поверхность бутирометра стеклянного или методом трафаретной печати, или с помощью деколи, или методом лазерной гравировки.

Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, наносится на бутирометр стеклянный методом лазерной гравировки и имеет цифровое обозначение, состоящее из арабских цифр, по системе нумерации завода-изготовителя.

Общий вид средства измерений с указанием мест нанесения знака утверждения типа, знака поверки и заводского номера представлен на рисунках 1-2.



Рисунок 1 – Общий вид бутирометров стеклянных исполнений 1-6, 1-40, 2-0,5



Рисунок 2 – Общий вид бутирометров стеклянных с указанием мест нанесения знака утверждения типа, знака поверки и заводского номера

Пломбирование бутирометров стеклянных не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для исполнений		
	1-6	1-40	2-0,5
Диапазон измерений массовой доли жира, %	от 0 до 6	от 0 до 40	от 0 до 0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли жира, %	$\pm 0,05$	$\pm 0,25$	$\pm 0,02$
Номинальная вместимость градуированной части бутирометра, мл	0,750	2,252	0,125
Пределы допускаемой абсолютной погрешности вместимости градуированной части бутирометра, мл	$\pm 0,00625$	$\pm 0,014$	$\pm 0,005$
Цена деления шкалы, % (мл)	0,10 (0,01250)	0,50 (0,02815)	0,02 (0,00500)
Номинальная вместимость корпуса бутирометра, мл	21,5	21,5	43,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности вместимости корпуса бутирометра, мл	$\pm 0,4$	$\pm 0,4$	$\pm 0,4$

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для исполнений		
	1-6	1-40	2-0,5
Длина шкалы, мм, не менее	65	65	20
Габаритные размеры, мм	25×195	25×195	25×195
Масса, кг	0,026	0,031	0,038

Знак утверждения типа

наносится на бутирометры стеклянные методом шелкографии или с помощью деколи, и на этикетку типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Бутирометры стеклянные	исполнение 1-6 или 1-40, или 2-0,5	по требованию заказчика
Коробка упаковочная	-	1 шт.
Этикетка упаковочная	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Назначение» этикетки упаковочной «Бутирометр стеклянный исполнения 1-6», «Бутирометр стеклянный исполнения 1-40», «Бутирометр стеклянный исполнения 2-0,5».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объёма жидкости в потоке, объёма жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объёмного расходов жидкости» (часть 3)

ТУ 25-2024.019-88 «Бутирометры стеклянные (Жироскопы стеклянные). Технические условия»

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Химлаборприбор»

(ПАО «Химлаборприбор»)

ИНН 5020000618

Адрес: 141601, Россия, Московская обл., г. Клин, ул. Папивина, д. 3

Телефон (49624) 2-47-41, 5-84-76

Факс (49624) 2-35-48, 5-84-52

E-mail: mail@klinlab.ru

Испытательный центр

ФБУ «ЦСМ Московской области»

Адрес: 141570, Московская обл., Солнечногорский р-он, пгт. Менделеево

E-mail: welcome@mosoblcsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «ЦСМ Московской области» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30083-14 от 07.02.2014 г.

В части вносимых изменений

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии – Ростест»

(ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310639

Регистрационный № 75065-19

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная объемного расхода и объема воздуха поз. 128 цеха № 02
НПЗ ОАО «ТАИФ-НК»

Назначение средства измерений

Система измерительная объемного расхода и объема воздуха поз. 128 цеха № 02 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК» (далее – ИС) предназначена для измерений объемного расхода и объема воздуха, приведенных к стандартным условиям (температура плюс 20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа).

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам давления, перепада давления и температуры.

Измерение объемного расхода и объема воздуха, приведенных к стандартным условиям, выполняют методом переменного перепада давления в соответствии с ГОСТ 8.586.1–2005, который заключается в создании в измерительной линии (далее – ИЛ) сужения потока измеряемой среды с помощью диафрагмы, изготовленной в соответствии с ГОСТ 8.586.2–2005.

К настоящему типу средства измерений относится ИС с заводским номером 128.

Конструктивно ИС состоит из одной ИЛ DN 100 и СОИ.

Состав средств измерений (далее – СИ) ИС представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИ ИС

Наименование СИ	Количество	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
ИЛ		
Преобразователь (датчик) давления измерительный EJ*, модификация EJA, серия E, модель 110 (далее – EJA110E)	2	59868-15
Преобразователь (датчик) давления измерительный EJ*, модификация EJA, серия E, модель 430 (далее – EJA430E)	1	59868-15
Преобразователь термоэлектрический кабельный ТХК-К (далее – ТХК-К)	1	65177-16

Наименование СИ	Количество	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
СОИ		
Преобразователь измерительный серии Н, модель HiD2030SK	3	40667-09
Преобразователь измерительный серии Н, модель HiD2062	1	40667-09
Система управления APACS+	1	18188-99

Основные функции ИС:

- измерение перепада давления на диафрагме, температуры и избыточного давления воздуха;
- вычисление физических свойств воздуха согласно ГСССД МР 112–03;
- вычисление объемного расхода и объема воздуха, приведенных к стандартным условиям;
- индикация, регистрация, хранение и передача в системы верхнего уровня текущих, средних и интегральных значений измеряемых и вычисляемых параметров;
- контроль, индикация и сигнализация предельных значений измеряемых параметров;
- формирование и хранение отчетов об измеренных и вычисленных параметрах;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

Заводской номер ИС, состоящий из трех арабских цифр, наносится на маркировочную табличку, закрепленную на шкафу СОИ, типографским способом и на титульный лист паспорта типографским способом.

Пломбирование ИС не предусмотрено. Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав ИС, выполняется пломбирование СИ в соответствии с их описаниями типа.

Возможность нанесения знака поверки непосредственно на ИС отсутствует.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) ИС обеспечивает реализацию функций ИС.

ПО ИС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем введения логина и пароля.

Уровень защиты ПО «средний» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	128.txt
Номер версии (идентификационный номер) ПО	–
Цифровой идентификатор ПО	54B80D4C
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода воздуха, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч	от 34,09 до 567,52*
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема воздуха, приведенных к стандартным условиям, %	±2,7
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений объемного расхода и объема воздуха, приведенных к стандартным условиям, %	±0,1
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений времени, %	±0,05
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА, %	±0,19
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений сигналов термопар по ГОСТ Р 8.585–2001 в диапазоне измеряемых температур от минус 40 до плюс 100 °С, °С	±0,68
* В зависимости от диаметра отверстия сужающего устройства при температуре плюс 20 °С: – диапазон значений нижних пределов измерений изменяется от 34,09 до 34,77 м ³ /ч; – диапазон значений верхних пределов измерений изменяется от 556,44 до 567,52 м ³ /ч.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Тип сужающего устройства	диафрагма по ГОСТ 8.586.2–2005
Допускаемые значения диаметра отверстия сужающего устройства при температуре плюс 20 °С, мм	от 21,89 до 22,11
Внутренний диаметр измерительного трубопровода перед сужающим устройством при температуре плюс 20 °С, мм	100,91
Температура воздуха, °С	от -35 до +35
Избыточное давление воздуха, МПа	от 0,5 до 0,8
Перепад давления на сужающем устройстве, кПа	от 0,1775 до 25,0000
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1
Потребляемая мощность, В·А, не более	1000
Условия эксплуатации средств измерений ИС: а) температура окружающей среды в месте установки, °С: – ЕJA110Е, ЕJA430Е – ТХК-К – СОИ б) относительная влажность, % в) атмосферное давление, кПа	от +15 до +40 от -40 до +40 от +15 до +25 не более 80, без конденсации влаги от 84,0 до 106,7
Габаритные размеры шкафа СОИ, мм, не более: – длина – ширина – высота	600 600 2000
Масса шкафа СОИ, кг, не более	380

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная объемного расхода и объема воздуха поз. 128 цеха № 02 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК»	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Объемный расход и объем воздуха. Методика измерений системой измерительной объемного расхода и объема воздуха поз. 128 цеха № 02 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК», аттестованном ООО ЦМ «СТП», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 1012/7–5–311459–2018 от 10 декабря 2018 г., регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2019.32977.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 августа 2021 г. № 1904 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений разности давлений до $1 \cdot 10^5$ Па»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 декабря 2019 г. № 2900 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1} - 1 \cdot 10^7$ Па»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19 ноября 2024 г. № 2712 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»

Изготовитель

Открытое акционерное общество «ТАИФ-НК»

(ОАО «ТАИФ-НК»)

ИНН 1651025328

Адрес: 423570, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Нижнекамск, ОПС-11,

а/я 20

Телефон: (8555) 38-17-15, факс: (8555) 38-17-36

Web-сайт: <http://www.taifnk.ru>

E-mail: referent@taifnk.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»

(ООО ЦМ «СТП»)

Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, офис 7

Телефон: (843) 214-20-98, факс: (843) 227-40-10

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229