

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 28 » _____ ноября 2023 г. № 2524

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовитель	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические	РГС	Е	90583-23	РГС-25 зав.№№ 12, 13; РГС-50 зав.№№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 11, 14; РГС-60 зав.№№ 7, 9; РГС-75 зав.№ 10	Акционерное общество "Сахаэнерго" (АО "Сахаэнерго"), Республика Саха (Якутия), Булунский улус, п. Тикси	Акционерное общество "Сахаэнерго" (АО "Сахаэнерго"), Республика Саха (Якутия), Булунский улус, п. Тикси	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Сахаэнерго" (АО "Сахаэнерго"), Республика Саха (Якутия), Булунский улус, п. Тикси	ООО фирма "Метролог", г. Казань	02.06.2023
2.	Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические	РГС-50	Е	90584-23	1, 2	Общество с ограниченной ответственностью "ЭнергоС-пецРемонт" (ООО "ЭСР"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "ЭнергоС-пецРемонт" (ООО "ЭСР"), г. Москва	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Сахаэнерго" (АО "Сахаэнерго"), Республика Саха (Якутия), Булунский улус, п. Тикси	ООО фирма "Метролог", г. Казань	02.06.2023
3.	Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические	РГС	Е	90585-23	РГС-10 зав.№ 6; РГС-20 зав.№№ 2, 3; РГС-50 зав.№№ 1, 4, 5	Акционерное общество "Сахаэнерго" (АО "Сахаэнерго"), Республика Саха (Якутия),	Акционерное общество "Сахаэнерго" (АО "Сахаэнерго"), Республика Саха (Якутия),	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Сахаэнерго" (АО "Сахаэнерго"), Республика Саха (Якутия),	ООО фирма "Метролог", г. Казань	02.06.2023

						Булунский улус, п. Тикси	Булунский улус, п. Тикси				Булунский улус, п. Тикси		
4.	Резервуар вертикальный стальной цилиндрический	РВС-400	Е	90586-23	8	Акционерное общество "Сахаэнерго" (АО "Сахаэнерго"), Республика Саха (Якутия), Булунский улус, п. Тикси	Акционерное общество "Сахаэнерго" (АО "Сахаэнерго"), Республика Саха (Якутия), Булунский улус, п. Тикси	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Акционерное общество "Сахаэнерго" (АО "Сахаэнерго"), Республика Саха (Якутия), Булунский улус, п. Тикси	ООО фирма "Метролог", г. Казань	02.06.2023
5.	Системы мониторинга аналитические газоизмерительные	АГИС-М	С	90587-23	52201467, 52201468, 52201469	Общество с ограниченной ответственностью "ЭльГаз" (ООО "ЭльГаз"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "ЭльГаз" (ООО "ЭльГаз"), г. Москва	ОС	2253.001.3 7 МП	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ЭльГаз" (ООО "ЭльГаз"), г. Москва	АО "Центрохимсерг", г. Москва	24.08.2023
6.	Солемеры нефти автоматические лабораторные	САН-Л	С	90588-23	САН-Л, зав. №№ 301, 302; САН-ЛВ, зав. №№ 300, 303	Акционерное общество Научно-производственное предприятие "Нефтесервисприбор" (АО НПП "Нефтесервисприбор"), г. Саратов	Акционерное общество Научно-производственное предприятие "Нефтесервисприбор" (АО НПП "Нефтесервисприбор"), г. Саратов	ОС	САН-Л.00.00.000 МП	1 год	Акционерное общество Научно-производственное предприятие "Нефтесервисприбор" (АО НПП "Нефтесервисприбор"), г. Саратов	ФБУ "Саратовский ЦСМ им. Б.А.Дубовикова", г. Саратов	19.07.2023
7.	Пурки	МЕРА	С	90589-23	007-22	Общество с ограниченной ответственностью "ЭКАН" (ООО "ЭКАН"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "ЭКАН" (ООО "ЭКАН"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП 2301-209-2023	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ЭКАН" (ООО "ЭКАН"), г. Санкт-Петербург	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И.Менделеева", г. Санкт-Петербург	29.08.2023
8.	Сигнализаторы загазованности	СЗ-2ДВ	С	90590-23	СЗ-2ДВ-420/24, зав. № 21100753, СЗ-2ДВ-485/24, зав. №	Общество с ограниченной ответственностью	Общество с ограниченной ответственностью	ОС	МП-587/05-2023	1 год	Общество с ограниченной ответственностью	ООО "ПРОММАШТЕСТ", Москов-	30.10.2023

	оксидом углерода				21100752	ственностью "Центр Инновационных Технологий-Плюс" (ООО "ЦИТ-Плюс"), г. Саратов	ственностью "Центр Инновационных Технологий-Плюс" (ООО "ЦИТ-Плюс"), г. Саратов				ственностью "Центр Инновационных Технологий-Плюс" (ООО "ЦИТ-Плюс"), г. Саратов	ская обл., г. Чехов	
9.	Резервуары вертикальные стальные цилиндрические	РВС	Е	90591-23	РВС-400 зав.№№ 72, 73; РВС-3000 зав.№№ 9, 10	Акционерное общество "Нефтебаза "Красный Яр" (АО "Нефтебаза "Красный Яр"), Новосибирская обл., Новосибирский р-н, п. Красный Яр	Акционерное общество "Нефтебаза "Красный Яр" (АО "Нефтебаза "Красный Яр"), Новосибирская обл., Новосибирский р-н, п. Красный Яр	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Акционерное общество "ННК-Хабаровский нефтеперерабатывающий завод" (АО "ННК-Хабаровский НПЗ"), г. Хабаровск	ООО фирма "Метролог", г. Казань	29.08.2023
10.	Резервуары вертикальные стальные цилиндрические	РВСП-2000	Е	90592-23	11, 12	Акционерное общество "Нефтебаза "Красный Яр" (АО "Нефтебаза "Красный Яр"), Новосибирская обл., Новосибирский р-н, п. Красный Яр	Акционерное общество "Нефтебаза "Красный Яр" (АО "Нефтебаза "Красный Яр"), Новосибирская обл., Новосибирский р-н, п. Красный Яр	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Акционерное общество "ННК-Хабаровский нефтеперерабатывающий завод" (АО "ННК-Хабаровский нефтеперерабатывающий завод"), г. Хабаровск	ООО фирма "Метролог", г. Казань	29.08.2023

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Пурки МЕРА

Назначение и область применения

Пурки МЕРА (далее - пурки) предназначены для измерений массы зерна в одном литре (натура зерна).

Описание средства измерений

Принцип действия пурки основан на заполнении зерном загрузочной ёмкости пурки, автоматическом пересыпании зерна из загрузочной ёмкости в контейнер для взвешивания и измерении массы этого зерна взвешиванием на весах с последующим исключением из результата взвешивания массы пустого контейнера для взвешивания.

Пурка состоит из металлического корпуса, в котором установлены электрический привод, плата управления, ёмкость для измеряемого продукта, загрузочная ёмкость и контейнер для взвешивания.

Управление пуркой (пересыпание и сброс зерна, остановка пересыпания) осуществляется в автоматическом режиме с помощью кнопок «старт», «сброс», «стоп», расположенных на передней панели корпуса пурки. Питание пурки осуществляется от сети переменного тока.

Общий вид пурки представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид пурки

Заводской номер, состоящий из арабских цифр, приведён на маркировочной этикетке. Общий вид маркировочной этикетки с указанием места нанесения знака утверждения типа, заводского номера и места пломбировки приведены на рисунке 2.



Рисунок 2 – Общий вид маркировочной этикетки с указанием места нанесения знака утверждения типа, заводского номера и места пломбировки

Маркировочная этикетка в общем случае содержит:

- наименование производителя;
- наименование и обозначение пурки;
- знак утверждения типа;
- обозначение документа, по которому осуществляется изготовление пурки;
- заводской номер.

Пломбирование пурок осуществляется специальным стикером-наклейкой путем нанесения на заднюю стенку и основание пурки.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1– Метрологические характеристики пурки

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массы литра зерна, г	$\pm 4,0$
Размах (вариация) показаний при шести измерениях, г, не более	2,1

Таблица 2 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (длина; ширина; высота), мм, не более	640; 400; 700
Масса, кг, не более	52
Потребляемая мощность, В·А, не более	100

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220^{+22}_{-33} 50 ± 1
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С; - относительная влажность окружающего воздуха, %, не более	от +15 до +25 75
Средний срок службы, лет	5
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	3500

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную этикетку на задней стороне корпуса пурки и на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность пурки

Наименование	Обозначение	Количество
Пурка	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	РЭ 26.51.66.190-030-27520549-2022	1 экз.
Паспорт	ПС 26.51.66.190-030-27520549-2022	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 6.3 «Проведение измерений» документа: «Пурка МЭРА. Руководство по эксплуатации РЭ 26.51.66.190-030-27520549-2022».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ТУ 26.51.66.190-030-27520549-2022 «Пурка МЭРА. Технические условия».

Правообладатель

Общество с Ограниченной Ответственностью «ЭКАН» (ООО «ЭКАН»)
 Юридический адрес: г. Санкт-Петербург, Вн. Тер. г. Муниципальный округ
 Светлановское, Аллея Академика Лихачева, д. 7, стр. 1, помещ. 43Н, каб. № 12
 ИНН 7802850848
 Телефон: +7 (812) 649-77-69
 Web-сайт: www.ekan.spb.ru
 E-mail: info@ekan.spb.ru

Изготовитель

Общество с Ограниченной Ответственностью «ЭКАН» (ООО «ЭКАН»)
 ИНН 7802850848
 Адрес: г. Санкт-Петербург, Вн. Тер. г. Муниципальный округ Светлановское, Аллея
 Академика Лихачева, д. 7, стр. 1, помещ. 43Н, каб. № 12
 Телефон: +7 (812) 649-77-69
 Web-сайт: www.ekan.spb.ru
 E-mail: info@ekan.spb.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

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

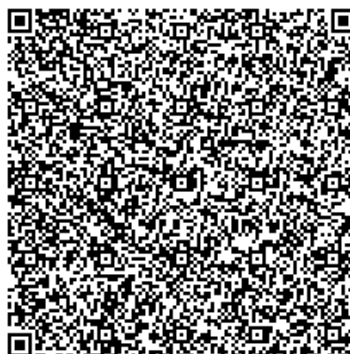
Телефон: (812) 251-76-01

Факс: (812) 713- 01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311541.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» ноября 2023 г. № 2524

Регистрационный № 90590-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Сигнализаторы загазованности оксидом углерода СЗ-2ДВ

Назначение средства измерений

Сигнализаторы загазованности оксидом углерода СЗ-2ДВ (далее – сигнализаторы) предназначены для непрерывного автоматического контроля концентрации оксида углерода (угарный газ, далее – СО) в воздухе рабочей зоны помещений и выдачи сигнала, соответствующего обнаруженной концентрации, на промышленных предприятиях и в помещениях коммунально-бытового назначения.

Описание средства измерений

Сигнализаторы представляют собой стационарные автоматические приборы непрерывного действия.

Принцип действия сигнализаторов основан на преобразовании концентрации газа в электрический сигнал: сигнализаторы должны обнаруживать содержания оксида углерода в окружающем воздухе и формировать выходные сигналы в соответствии с логикой работы.

Способ отбора пробы – диффузионный.

Условные обозначения и наименования исполнений сигнализаторов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Условные обозначения и наименования исполнений сигнализаторов.

Условное обозначение	Наименование исполнения	Тип датчика
ЯБКЮ.421453.002-15	СЗ-2ДВ-420/24	электрохимический
ЯБКЮ.421453.002-17	СЗ-2ДВ-485/24	

Сигнализаторы исполнения СЗ-2ДВ-485/24 обеспечивают выдачу цифровых сигналов по интерфейсу RS-485 (с протоколом MODBUS), исполнения СЗ-2ДВ-420/24 – унифицированного аналогового токового сигнала (4-20) мА.

Конструктивно сигнализаторы выполнены в виде единого конструктивного блока в корпусе взрывозащищенного исполнения.

Общий вид сигнализаторов приведен на рисунке 1.

Знак поверки может наноситься в виде наклейки (пломбы с изображением знака поверки) в месте, указанном на рисунке 2 - на обратной стороне пломбирующей от несанкционированных действий наклейки после выхода из производства (за сгибом). Заводские номера в виде цифрового обозначения, состоящие из арабских цифр, наносятся ударным способом на маркировочную табличку в месте, указанном на рисунке 2.

Пломбирование от несанкционированных действий предусмотрено с помощью пломбирующей наклейки. Места обозначены на рисунке 2.

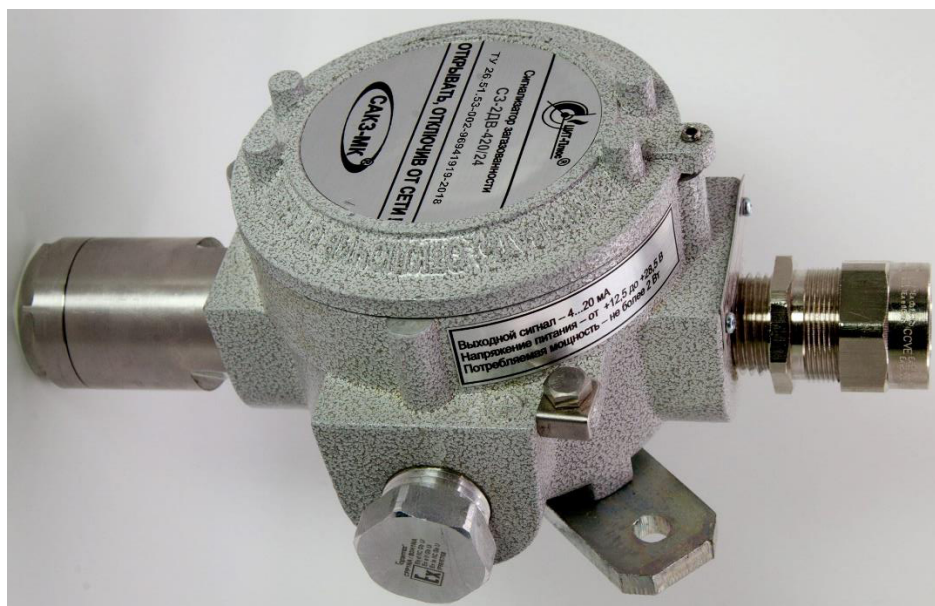


Рисунок 1 – Общий вид сигнализаторов

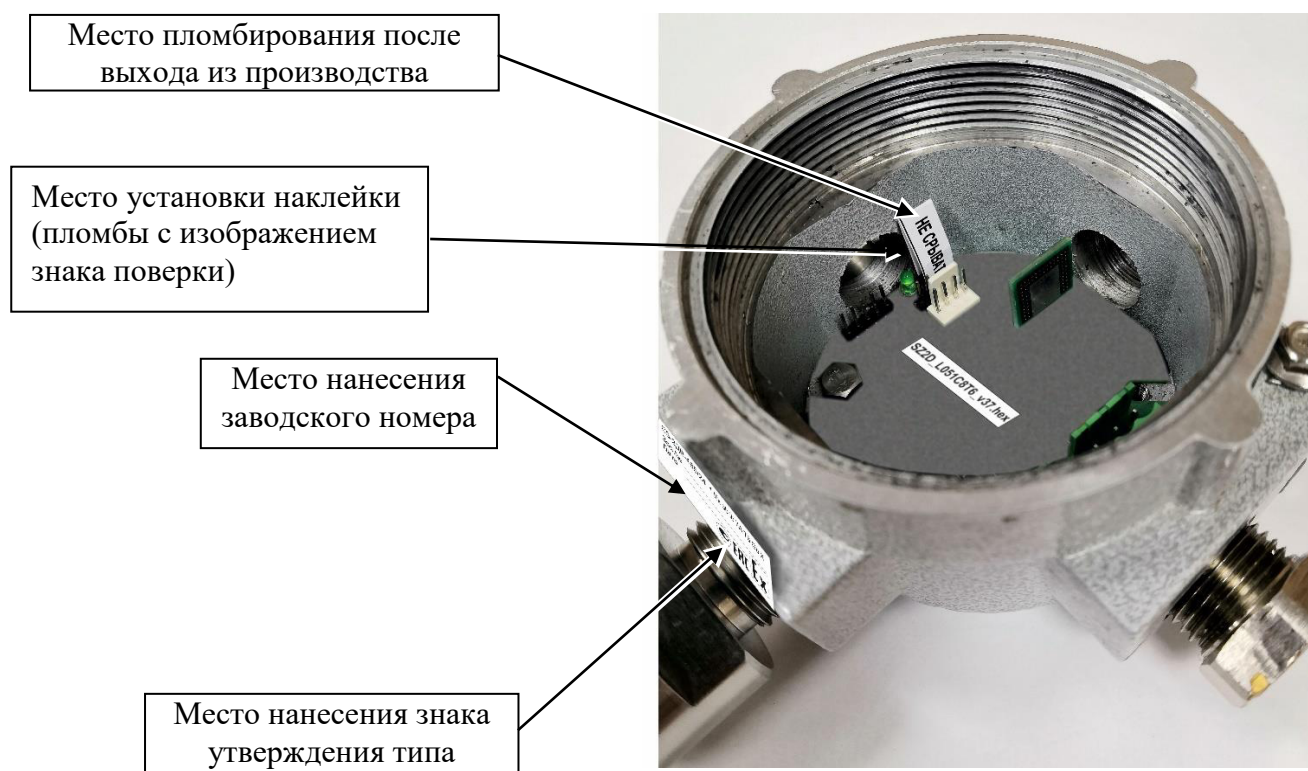


Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера, знака утверждения типа, знака поверки и пломбирующей наклейки

Программное обеспечение

Сигнализаторы имеют встроенное программное обеспечение (далее – ПО), разработанное изготовителем специально для непрерывного автоматического контроля концентрации определяемых компонентов в воздухе.

Встроенное ПО сигнализаторов является метрологически значимым и обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- обработку измерительной информации от первичного измерительного преобразователя (датчика);
 - формирование унифицированного аналогового токового сигнала (4-20) мА для исполнения СЗ-2ДВ-420/24;
 - формирование выходного сигнала в формате цифрового интерфейса связи для исполнения СЗ-2ДВ-485/24.
 - проведение настройки сигнализатора;
- Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014.
- Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Наименование параметра или характеристики	Значение
Идентификационное наименование ПО	SZ2D_L051C8T6_v37.hex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	37
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование параметра или характеристики	Значение
Диапазон измерений концентрации СО, мг/м ³	от 0 до 200
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности, мг/м ³ : Δд, в диапазоне от 0 до 50 мг/м ³ включ.	±5
Δд, в диапазоне св. 50 до 200 мг/м ³	±25
Время установления рабочего режима (время прогрева), с, не более	230
Время задержки сигнала (время установления показаний, Т ₉₀), с, не более	60

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	200×150×90
Масса, кг, не более	3,0
Допустимое сопротивление нагрузки в цепи выходного сигнала постоянного тока при напряжении питания 24 В, Ом	500
Диапазон напряжений питания постоянного тока, В	от 12,5 до 25,2
Максимальная потребляемая мощность, Вт, не более	3
Условия эксплуатации: Температура окружающей среды, °С: Относительная влажность воздуха (при температуре 25 °С), %, не более Атмосферное давление, кПа	от -10 до +50 98 от 86 до 106,7
Маркировка взрывозащиты	1Ex db ib IIA T6 Gb X
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP 65
Средний срок службы, лет	12
Средняя наработка до отказа, ч	30000

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку методом термотрансферной печати, на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорт типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Сигнализатор загазованности оксидом углерода СЗ-2ДВ	в соответствии с заказом	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ЯБКЮ.421453.002-xx РЭ	1 экз.
Паспорт	ЯБКЮ.421453.002-xx ПС	1 экз.
Монтажный комплект	—	1 к-т

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» руководства по эксплуатации:

- ЯБКЮ.421453.002-15 РЭ «Сигнализатор загазованности оксидом углерода СЗ-2ДВ-420/24»;
- ЯБКЮ.421453.002-17 РЭ «Сигнализатор загазованности оксидом углерода СЗ-2ДВ-485/24».

Нормативные 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»;

ТУ 26.51.53-002-96941919-2018 Сигнализаторы загазованности оксидом углерода типа СЗ-2. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Центр Инновационных Технологий-Плюс» (ООО «ЦИТ-Плюс»)
ИНН 6452927377

Юридический адрес: 410019, Саратовская обл., г. Саратов, мкрн. 1-й им. Пугачева Е.И., д. 44Б

Тел./Факс: (8452) 64-32-13, 64-92-82, 69-32-23

Web сайт: <http://www.cit-td.ru>

E-mail: info@cit-td.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Центр Инновационных Технологий-Плюс» (ООО «ЦИТ-Плюс»)
ИНН 6452927377

Адрес: 410019, Саратовская обл., г. Саратов, мкрн. 1-й им. Пугачева Е.И., д. 44Б

Тел./Факс: (8452) 64-32-13, 64-92-82, 69-32-23

Web сайт: <http://www.cit-td.ru>

E-mail: info@cit-td.ru

Испытательный центр

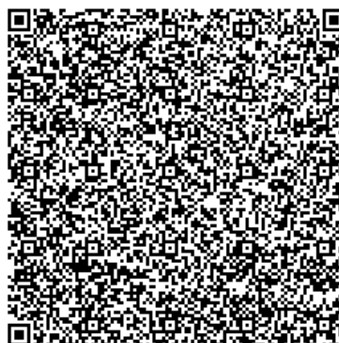
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. I, ком. 28

Телефон: + 7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312126.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» ноября 2023 г. № 2524

Регистрационный № 90591-23

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС

Назначение средства измерений

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС (далее – резервуары) предназначены для измерения объема, а также приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары изготовлены в следующих модификациях: РВС-400, РВС-3000 и представляют собой стальные вертикальные конструкции цилиндрической формы со стационарной крышей без понтона наземного расположения с номинальными вместимостями 400 и 3000 м³ соответственно.

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью и нефтепродуктом до произвольного уровня, соответствующих определенным объемам (вместимостям), приведенных в градуировочных таблицах резервуаров.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки, расположенные в нижней части резервуара.

Заводские номера в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесены на цилиндрическую стенку резервуаров аэрографическим способом.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

К резервуарам данного типа относятся резервуары РВС-400 зав.№№ 72, 73, РВС-3000 зав.№№ 9, 10, расположенные на территории АО «ННК-Хабаровский нефтеперерабатывающий завод» по адресу: Хабаровский край, г. Хабаровск, ул. Металлистов, 17.

Общий вид резервуаров с указанием места нанесения заводских номеров приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров вертикальных стальных цилиндрических PVC с указанием места нанесения заводских номеров

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 - Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
Модификация	PVC-400	PVC-3000
Номинальная вместимость, м ³	400	3000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (геометрический метод), %	±0,20	±0,15
Средний срок службы, лет, не менее	30	
Условия эксплуатации:		
- температура окружающего воздуха, °C	от -60 до +50	
- атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 2 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар вертикальный стальной цилиндрический	РВС	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 7 паспорта.

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 объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости».

Правообладатель

Акционерное общество «Нефтебаза «Красный Яр» (АО «Нефтебаза «Красный Яр»)
ИНН 5433162963

Юридический адрес: 630533, Новосибирская обл., Новосибирский р-н, п. Красный Яр

Телефон: +7 (383) 294-23-48, +7 (383) 294-24-42

Факс: +7(383) 294-22-47

E-mail: info@rezervuar.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтебаза «Красный Яр» (АО «Нефтебаза «Красный Яр»)
ИНН 5433162963

Адрес: 630533, Новосибирская обл., Новосибирский р-н, п. Красный Яр

Телефон: +7 (383) 294-23-48, +7 (383) 294-24-42

Факс: +7(383) 294-22-47

E-mail: info@rezervuar.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью фирма «Метролог»
(ООО фирма «Метролог»)

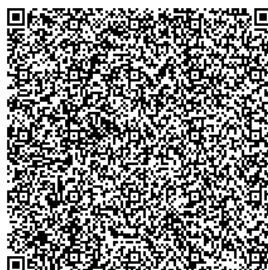
Юридический адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 8 Марта, д.13, оф. 33

Адрес местонахождения: 420043, Республика Татарстан, г.Казань, ул. Вишневского, д. 26а, каб. №19

Телефон: +7(843) 513-30-75

E-mail: metrolog-kazan@mail.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312275.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» ноября 2023 г. № 2524

Регистрационный № 90592-23

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВСП-2000

Назначение средства измерений

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВСП-2000 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема, а также приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары представляют собой стальные вертикальные конструкции цилиндрической формы со стационарной крышей и понтоном наземного расположения.

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью и нефтепродуктом до произвольного уровня, соответствующих определенным объемам (вместимостям), приведенных в градуировочных таблицах резервуаров.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки, расположенные в нижней части резервуара.

Заводские номера в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесены на цилиндрическую стенку резервуаров аэрографическим способом.

Нанесение знака поверки и пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и градуировочную таблицу.

К резервуарам данного типа относятся резервуары с заводскими номерами 11, 12, расположенные на территории АО «ННК-Хабаровский нефтеперерабатывающий завод» по адресу: Хабаровский край, г. Хабаровск, ул. Металлистов, 17.

Общий вид резервуаров с указанием места нанесения заводских номеров приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров вертикальных стальных цилиндрических РВСП-2000 с указанием места нанесения заводских номеров

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 - Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Тип резервуаров	РВСП-2000
Номинальная вместимость, м ³	2000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (геометрический метод), %	±0,20
Средний срок службы, лет, не менее	30
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -60 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 2 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар вертикальный стальной цилиндрический	РВСП-2000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 7 паспорта.

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 объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости».

Правообладатель

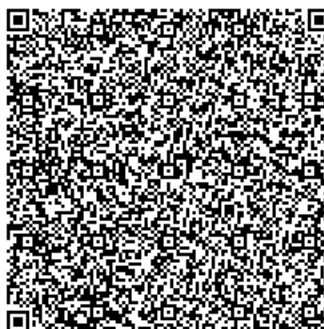
Акционерное общество «Нефтебаза «Красный Яр» (АО «Нефтебаза «Красный Яр»)
ИНН 5433162963
Адрес: 630533, Новосибирская обл., Новосибирский р-н, п. Красный Яр
Телефон: +7 (383) 294-23-48, +7 (383) 294-24-42
Факс: +7(383) 294-22-47
E-mail: info@rezervuar.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтебаза «Красный Яр» (АО «Нефтебаза «Красный Яр»)
ИНН 5433162963
Адрес: 630533, Новосибирская обл., Новосибирский р-н, п. Красный Яр
Телефон: +7 (383) 294-23-48, +7 (383) 294-24-42
Факс: +7(383) 294-22-47
E-mail: info@rezervuar.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью фирма «Метролог»
(ООО фирма «Метролог»)
Юридический адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 8 Марта, д.13, оф. 33
Адрес местонахождения: 420043, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Вишневского, д. 26а, каб. №19
Телефон: +7(843) 513-30-75
E-mail: metrolog-kazan@mail.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312275.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» ноября 2023 г. № 2524

Регистрационный № 90583-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС

Назначение средства измерений

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС (далее – резервуары) предназначены для измерения объема, а также приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары изготовлены в следующих модификациях: РГС-25, РГС-50, РГС-60, РГС-75 и представляют собой стальные горизонтальные конструкции цилиндрической формы наземного расположения с номинальными вместимостями 25, 50, 60 и 75 м³ соответственно, заводские номера и типы днищ резервуаров представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Модификации, заводские номера и типы днищ резервуаров

Модификации	Заводские номера	Типы днищ
РГС-25	12	Конические
РГС-25	13	Плоские
РГС-50	1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 11, 14	Конические
РГС-60	7, 9	Конические
РГС-75	10	Конические

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью и нефтепродуктом до произвольного уровня, соответствующих определенным объемам (вместимостям), приведенных в градуировочных таблицах резервуаров.

Резервуары оборудованы дыхательным и предохранительным клапанами, люком замерным для эксплуатации и приемо-раздаточными патрубками для приема и отпуска нефти и нефтепродукта.

По наружной поверхности резервуар РГС-25 № 13 теплоизолирован слоем минеральной ваты и покрыт оцинкованным листом. Теплоизоляция перед началом работ по поверке частично демонтируется для открытия доступа проведения геометрических измерений параметров резервуара.

Заводские номера в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесены на днища резервуаров аэрографическим способом.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

К резервуарам данного типа относятся резервуары, расположенные по адресу: Республика Саха (Якутия), Нижнеколымский улус (район), с. Колымское, территория склада ГСМ ДЭС с. Колымское, Нижнеколымский РЭС.

Общий вид резервуаров с указанием места нанесения заводских номеров приведены на рисунках 1-2.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров горизонтальных стальных цилиндрических РГС с указанием места нанесения заводских номеров



Рисунок 2 – Общий вид резервуаров горизонтальных стальных цилиндрических РГС с указанием места нанесения заводских номеров

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
Модификация	РГС-25	РГС-50	РГС-60	РГС-75
Номинальная вместимость, м ³	25	50	60	75
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуаров (геометрический метод), %	±0,25			
Средний срок службы, лет, не менее	50			
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -55 до +50 от 84,0 до 106,7			

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический	РГС	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 9 паспорта.

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 объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости».

Правообладатель

Акционерное общество «Сахаэнерго» (АО «Сахаэнерго»)

ИНН: 1435117944

Юридический адрес: 678400, Республика Саха (Якутия), Булунский улус, п. Тикси, ул. Морская, д. 5, к. 1

Телефон: +7 (4112) 21-01-15, 49-74-21

E-mail: mail@sakhaenergo.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Сахаэнерго» (АО «Сахаэнерго»)

ИНН: 1435117944

Юридический адрес: 678400, Республика Саха (Якутия), Булунский улус, п. Тикси, ул. Морская, д. 5, к. 1

Адрес места осуществления деятельности: 677001, Республика Саха (Якутия), г. Якутск, пер. Энергетиков, д. 2

Телефон: +7 (4112) 21-01-15, 49-74-21

E-mail: mail@sakhaenergo.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью фирма «Метролог»
(ООО фирма «Метролог»)

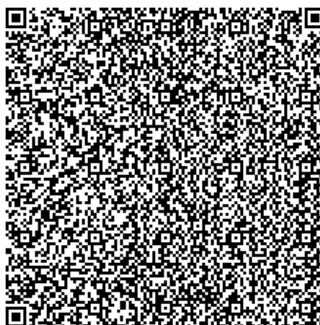
Юридический адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 8 Марта, д.13, оф. 33

Адрес местонахождения: 420043, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Вишневского, д. 26а, каб. №19

Телефон: +7(843) 513-30-75

E-mail: metrolog-kazan@mail.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312275.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» ноября 2023 г. № 2524

Регистрационный № 90584-23

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-50

Назначение средства измерений

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-50 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема, а также приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары представляют собой стальные горизонтальные конструкции цилиндрической формы с плоскими днищами наземного расположения.

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью и нефтепродуктом до произвольного уровня, соответствующих определенным объемам (вместимостям), приведенных в градуировочных таблицах резервуаров.

Резервуары оборудованы дыхательным и предохранительным клапанами, люком замерным для эксплуатации и приемо-раздаточными патрубками для приема и отпуска нефти и нефтепродукта.

Заводские номера в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесены на днища резервуаров аэрографическим способом.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

К резервуарам данного типа относятся резервуары с заводскими номерами 1, 2, расположенные по адресу: Республика Саха (Якутия), Момский улус (район), с. Хонуу, территория склада ГСМ МАГЭК с. Хонуу, Момский РЭС.

Общий вид резервуаров с указанием места нанесения заводских номеров приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров горизонтальных стальных цилиндрических РГС-50 с указанием места нанесения заводских номеров

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Тип резервуаров	РГС-50
Номинальная вместимость, м ³	50
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуаров (геометрический метод), %	±0,25
Средний срок службы, лет, не менее	50
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -55 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 2 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический	РГС-50	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 8 паспорта.

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 объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости».

Правообладатель

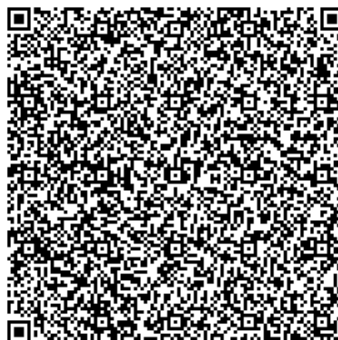
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоСпецРемонт» (ООО «ЭСР»)
ИНН: 1435172110
Юридический адрес: 142784 г. Москва, п. Московский, д. Румянцево, стр. 2, блок Г
Телефон: +7 (495) 269-08-12
E-mail: info@energo-sr.pro

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоСпецРемонт» (ООО «ЭСР»)
ИНН: 1435172110
Юридический адрес: 142784 г. Москва, поселение Московский, д. Румянцево, стр. 2, блок Г
Адрес места осуществления деятельности: 123290, г. Москва, 1-й Магистральный тупик, д. 11, стр. 1
Телефон: +7 (495) 269-08-12
E-mail: info@energo-sr.pro

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью фирма «Метролог»
(ООО фирма «Метролог»)
Юридический адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 8 Марта, д.13, оф. 33
Адрес местонахождения: 420043, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Вишневского, д. 26а, каб. №19
Телефон: +7(843) 513-30-75
E-mail: metrolog-kazan@mail.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312275.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» ноября 2023 г. № 2524

Регистрационный № 90585-23

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС

Назначение средства измерений

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС (далее – резервуары) предназначены для измерения объема, а также приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары изготовлены в следующих модификациях: РГС-10, РГС-20, РГС-50 и представляют собой стальные горизонтальные конструкции цилиндрической формы наземного расположения с номинальными вместимостями 10, 20 и 50 м³ соответственно, заводские номера и типы днищ резервуаров представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Модификации, заводские номера и типы днищ резервуаров

Модификации	Заводские номера	Типы днищ
РГС-10	6	Плоские
РГС-20	2, 3	Конические
РГС-50	1, 4, 5	Усеченно-конические

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью и нефтепродуктом до произвольного уровня, соответствующих определенным объемам (вместимостям), приведенных в градуировочных таблицах резервуаров.

Резервуары оборудованы дыхательным и предохранительным клапанами, люком замерным для эксплуатации и приемо-раздаточными патрубками для приема и отпуска нефти и нефтепродукта.

Заводские номера в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесены на днища резервуаров аэрографическим способом.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

К резервуарам данного типа относятся резервуары, расположенные по адресу: Республика Саха (Якутия), Момский улус (район), с. Чумпу-Кытыл (Тебюлях), территория склада ГСМ ДЭС с. Тебюлях, Момский РЭС.

Общий вид резервуаров с указанием места нанесения заводских номеров приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров горизонтальных стальных цилиндрических РГС с указанием места нанесения заводских номеров

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Модификация	РГС-10	РГС-20	РГС-50
Номинальная вместимость, м ³	10	20	50
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуаров (геометрический метод), %	±0,25		
Средний срок службы, лет, не менее	50		
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -55 до +50 от 84,0 до 106,7		

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический	РГС	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 9 паспорта.

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 объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости».

Правообладатель

Акционерное общество «Сахаэнерго» (АО «Сахаэнерго»)

ИНН: 1435117944

Юридический адрес: 678400, Республика Саха (Якутия), Булунский улус, п. Тикси, ул. Морская, д. 5, к. 1

Телефон: +7 (4112) 21-01-15, 49-74-21

E-mail: mail@sakhaenergo.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Сахаэнерго» (АО «Сахаэнерго»)

ИНН: 1435117944

Юридический адрес: 678400, Республика Саха (Якутия), Булунский улус, п. Тикси, ул. Морская, д. 5, к. 1

Адрес места осуществления деятельности: 677001, Республика Саха (Якутия), г. Якутск, пер. Энергетиков, д. 2

Телефон: +7 (4112) 21-01-15, 49-74-21

E-mail: mail@sakhaenergo.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью фирма «Метролог» (ООО фирма «Метролог»)

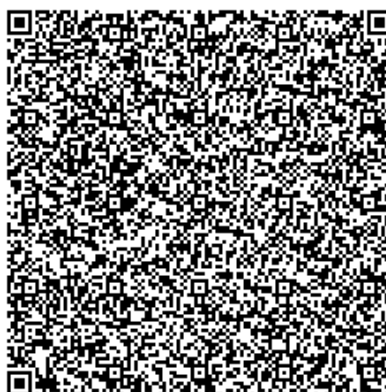
Юридический адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 8 Марта, д.13, оф. 33

Адрес местонахождения: 420043, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Вишневского, д. 26а, каб. №19

Телефон: +7(843) 513-30-75

E-mail: metrolog-kazan@mail.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312275.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» ноября 2023 г. № 2524

Регистрационный № 90586-23

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар вертикальный стальной цилиндрический РВС-400

Назначение средства измерений

Резервуар вертикальный стальной цилиндрический РВС-400 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема, а также приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуар представляет собой стальную вертикальную конструкцию цилиндрической формы со стационарной крышей без понтона.

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтью и нефтепродуктом до произвольного уровня, соответствующего определенному объему (емкости), приведенного в градуировочной таблице резервуара.

Резервуар оборудован дыхательным и предохранительным клапанами, люком замерным для эксплуатации и приемо-раздаточными патрубками для приема и отпуска нефти и нефтепродукта.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен на цилиндрическую стенку резервуара аэрографическим способом.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

К резервуару данного типа относится резервуар с заводским номером 8, расположенный по адресу: Республика Саха (Якутия), Олекминский улус (район), с. Саняхтах, территория берегового склада ГСМ ДЭС с. Саняхтах, Олекминский РЭС.

Общий вид резервуара приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара вертикального стального цилиндрического
РВС-400

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Тип резервуара	РВС-400
Номинальная вместимость, м ³	400
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (геометрический метод), %	±0,20
Средний срок службы, лет, не менее	50
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -55 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 2 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар вертикальный стальной цилиндрический	РВС-400	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 7 паспорта.

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 объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости».

Правообладатель

Акционерное общество «Сахаэнерго» (АО «Сахаэнерго»)

ИНН: 1435117944

Юридический адрес: 678400, Республика Саха (Якутия), Булунский улус, п. Тикси, ул. Морская, д. 5, к. 1

Телефон: +7 (4112) 21-01-15, 49-74-21

E-mail: mail@sakhaenergo.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Сахаэнерго» (АО «Сахаэнерго»)

ИНН: 1435117944

Юридический адрес: 678400, Республика Саха (Якутия), Булунский улус, п. Тикси, ул. Морская, д. 5, к. 1

Адрес места осуществления деятельности: 677001, Республика Саха (Якутия), г. Якутск, пер. Энергетиков, д. 2

Телефон: +7 (4112) 21-01-15, 49-74-21

E-mail: mail@sakhaenergo.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью фирма «Метролог»
(ООО фирма «Метролог»)

Юридический адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 8 Марта, д.13, оф. 33

Адрес местонахождения: 420043, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Вишневского, д. 26а, каб. №19

Телефон: +7(843) 513-30-75

E-mail: metrolog-kazan@mail.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312275.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» ноября 2023 г. № 2524

Регистрационный № 90587-23

Лист № 1
Всего листов 28

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы мониторинга аналитические газоизмерительные АГИС-М

Назначение средства измерений

Системы мониторинга аналитические газоизмерительные АГИС-М (далее – системы АГИС-М) предназначены для непрерывного измерения концентраций взрывоопасных газов и паров горючих жидкостей (в том числе паров нефтепродуктов) в местах их возможных появлений, объёмной доли и массовой концентрации токсичных газов, кислорода в воздухе рабочей зоны или технологических газовых средах, на территориях промышленных объектов в качестве постов дистанционного контроля, с последующей обработкой, передачей, отображением и хранением измерительной информации, сигнализацией превышения установленных пороговых значений и выполнения заложенных алгоритмов управления.

Описание средства измерений

Системы мониторинга аналитические газоизмерительные АГИС-М представляют собой многоканальные измерительные системы, сконфигурированные в соответствии с требованиями проектной документации на конкретный промышленный объект.

Системы АГИС-М комплектуются первичными измерительными преобразователями с сенсорами следующих типов:

- термокаталитический (ТК), принцип действия которого основан на термохимической реакции горючих газов с кислородом воздуха на поверхности катализатора чувствительного элемента с выделением тепла и изменением электрического сопротивления сенсора;
- оптический (ИК), принцип действия которого основан на избирательном поглощении газами энергии в инфракрасной области спектра;
- электрохимический (ЭХ), принцип действия которого основан на возникновении ЭДС на электродах сенсора при химической реакции с определяемыми газами;
- фотоионизационный (ФИ), принцип действия которого основан на УФ ионизации аналита с измерением тока ионизированных ионов.

Принцип действия системы основан на определении блоками первичных измерительных преобразователей (далее – БПП) концентраций детектируемых газов, преобразовании величин в унифицированные выходные сигналы с дальнейшей их обработкой и реализации измерительных, вычислительных, логических операций на базе аппаратно-программного комплекса АГИС-М (далее – БВП), которые при соединении образуют ряд измерительных каналов (далее – ИК). ИК системы выполняет законченную функцию от измерения концентрации определяемого компонента до отображения результатов измерений на графической панели оператора. При построении аналоговых ИК системы используются БПП (таблица № 1) с универсальным токовым выходом 4-20 мА и соответствующие аналоговые модули ввода в составе системы АГИС-М. При построении цифровых ИК системы используется БПП с цифровым выходом RS-485 и соответствующие цифровые модули ввода в составе системы.

Перечень БПП, применяемых в составе системы АГИС-М в зависимости от конфигурации, приведён в таблице 1.

Таблица 1- Перечень БПП, применяемых в составе системы АГИС-М в зависимости от конфигурации

№п.п.	Наименование, модель	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	Газоанализаторы «ЭЛЬГАЗ-500»	88099-23
2	Газоанализаторы «ЭЛЬГАЗ-400»	76020-19
3	Газоанализаторы «ЭЛЬГАЗ-300»	76020-19

Состав аппаратно-программного комплекса системы АГИС-М конфигурируется в зависимости от требований технического задания и приведён в таблице 2.

Таблица 2- Состав аппаратно-программного комплекса системы АГИС-М в зависимости от конфигурации

№п.п.	Наименование, модель	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	Регистраторы видеографические ЭЛИМЕТРО-ВиЭР-104К	49921-12
2	Модули ввода-вывода ЭЛИМЕТРО-MBV-02	62495-15
3	Контроллеры СН-1 "СОНЕТ"	24910-13
4	Устройства программного управления "TREI-5B"	31404-08

Исполнение систем АГИС-М, в зависимости от требований технического задания на систему, определяется конфигурацией и количеством аналоговых и цифровых ИК.

В зависимости от конфигурации системы в состав могут входить вспомогательные блоки, обеспечивающие дополнительные функциональные характеристики, которые не связаны непосредственно с измерениями (ИБП, исполнительные устройства и т.д.).

Заводской номер систем АГИС-М, нанесенный термотрансферным методом, отображается на несъемном пленочном шильдике. Заводской номер систем АГИС-М имеет цифровое обозначение. Шильдик фиксируется вдоль поверхности основания корпуса систем и доступен для обзора.

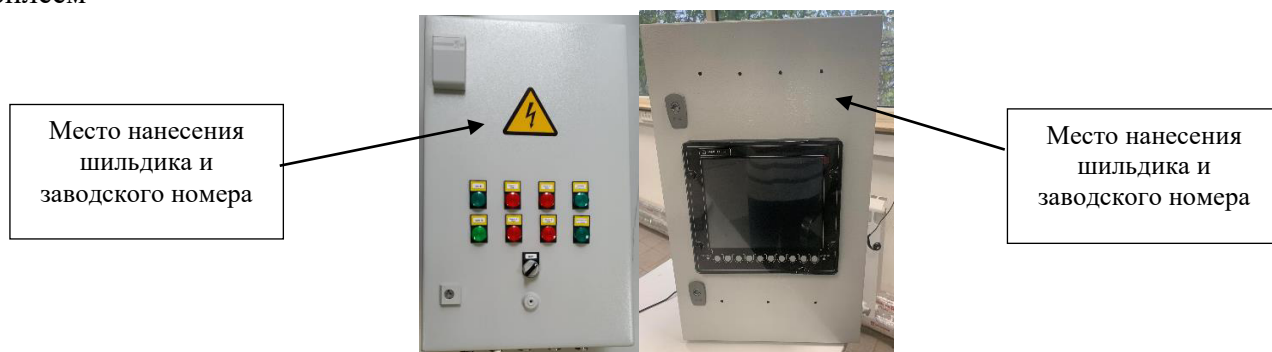
Конструктивно системы АГИС-М выполнены в виде напольного (навесного) шкафа с установленными внутри на DIN-рейках составными частями (модулями), элементами индикации и управления на передней панели. Общий вид системы представлен на рисунке 1. Возможно изготовление систем АГИС-М в минимальной и максимальной комплектации. Минимальная и максимальная комплектация систем АГИС-М различаются габаритными размерами, массой и потребляемой мощностью. Возможно изготовление систем АГИС-М как с встроенным экраном (рисунок 1 б и 1 г), так и без встроенного экрана (рисунок 1 а и 1

в). Для систем АГИС-М без экрана просмотр информации возможен через персональный компьютер. Форма шильдика представлена на рисунке 2.



а) в максимальной комплектации без дисплея
дисплеем

б) в максимальной комплектации с



в) в минимальной комплектации без дисплея;

г) в минимальной комплектации с дисплеем

Рисунок 1 – Общий вид системы АГИС-М

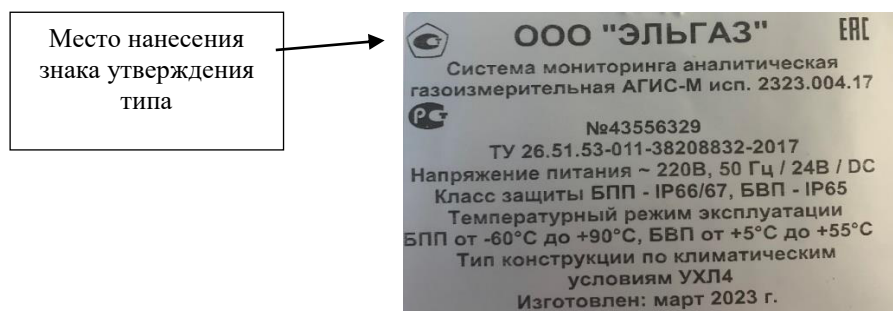


Рисунок 2 - Шильдик системы АГИС-М

Система АГИС-М производит приём сигналов от БПП, имеющих аналоговый (токовый 4-20 мА) или цифровой выходы (RS-485), и обработку измеряемых данных. Также система АГИС-М обеспечивает:

- обработку и отображение измеряемых БПП концентраций определяемого компонента на встроенном экране;
- передачу информации в системы управления верхнего уровня по каналам передачи данных;

- формирование команд для управления исполнительными устройствами системы промышленной безопасности;
- регистрацию и архивирование сообщений;
- диагностику и общее управление системы.

БПП устанавливаются в зоне измерения концентрации определяемых компонентов и подключаются к БВП системы АГИС-М, размещённой в безопасной зоне.

Пломбирование систем АГИС-М не предусмотрено. Конструкцией БПП предусмотрена пломбировка корпуса от несанкционированного доступа путем наклейки специальной пломбы на одно из винтовых соединений корпуса. Допускаются другие способы пломбирования, обеспечивающие защиту от несанкционированного доступа.

Нанесение знака поверки на корпус системы не предусмотрено.

Программное обеспечение

Системы АГИС-М имеют встроенное программное обеспечение (ПО), которое состоит из следующих программных решений:

- встроенное ПО применяемых контроллеров (Recorder_FW, Sonata, CoDeSys, UnimodPRo) обеспечивает сбор и обработку измерительной информации, полученной от БПП.

- встроенное ПО MasterScada обеспечивает взаимодействие составных частей системы АГИС-М.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО СИ и измеренные данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений.

Влияние встроенного ПО учтено при нормировании метрологических характеристик системы АГИС-М.

Идентификационные данные программного обеспечения систем АГИС-М приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО в зависимости от конфигурации системы.

Идентификационные данные (признаки)	Значение	Значение	Значение	Значение
Идентификационное наименование ПО	Recorder_FW	Sonata	UnimodPRo	MasterScada
Идентификационные данные контроллера	«Элметро»	«Сонет»	«TREI-5»	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.00	не ниже r12000	не ниже 1.0	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО	C82EA63D	-	0x6D3C	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	-	CRC16	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 – Метрологические характеристики систем АГИС-М и газоанализаторов (БПП) «ЭЛЬГАЗ-500» с электрохимическими (ЭХ) сенсорами

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента, млн ⁻¹ / (мг/м ³); объемная доля, %		Пределы основной допускаемой погрешности	
			приведенной ¹⁾ , %	относительной, %
Азота диоксид (NO ₂)	от 0 до 20,0 (от 0 до 38,3)	от 0 до 3,0 включ. (от 0 до 5,74 вкл.)	±20	–
		св. 3,0 до 20,0 (св. 5,74 до 38,3)	–	±20
	от 0 до 100 (от 0 до 191)	от 0 до 10,0 включ. (от 0 до 19,12 включ.)	±20	–
		св. 10,0 до 100 (св. 19,12 до 191)	–	±20
Азота оксид (NO)	от 0 до 30,0 (от 0 до 37,4)	от 0 до 5,0 включ. (от 0 до 6,24 включ.)	±20	–
		св. 5,0 до 30,0 (св. 6,24 до 37,4)	–	±20
	от 0 до 300 (от 0 до 374)	от 0 до 30,0 включ. (от 0 до 37,4 включ.)	±20	–
		св. 30,0 до 300 (св. 37,4 до 374)	–	±20
Аммиак (NH ₃)	от 0 до 100 (от 0 до 70,8)	от 0 до 10,0 включ. (от 0 до 7,08 включ.)	±20	–
		св. 10,0 до 100 (св. 7,08 до 70,8)	–	±20
	от 0 до 300 (от 0 до 212)	от 0 до 30 включ. (от 0 до 21,2 включ.)	±15	–
		св. 30 до 300 (св. 21,2 до 212)	–	±15
	от 0 до 500 (от 0 до 354)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 35,4 включ.)	±15	–
		св. 50 до 500 (св. 35,4 до 354)	–	±15
	от 0 до 1000 (от 0 до 708)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 70,8 включ.)	±15	–
		св. 100 до 1000 (св. 70,8 до 708)	–	±15
Водород (H ₂)	от 0 до 1000 (от 0 до 83,7)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 8,38 включ.)	±10	–
		св. 100 до 1000 (св. 8,38 до 83,7)	–	±10
	от 0 до 20000 (от 0 до 1676)	от 0 до 1000 включ. (от 0 до 83,7 вкл.)	±5	–
		св. 1000 до 20000 (св. 83,7 до 1676)	–	±5
Водород фтористый (HF)	от 0 до 10,0 (от 0 до 8,31)	от 0 до 1,0 включ. (от 0 до 0,83 включ.)	±20	–

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента, млн ⁻¹ / (мг/м ³); объемная доля, %		Пределы основной допускаемой погрешности	
			приведенной ¹⁾ , %	относительной, %
			св. 1,0 до 10,0 (св. 0,83 до 8,31)	–
Водород хлористый (HCl)	от 0 до 20,0 (от 0 до 30,3)	от 0 до 4,0 включ. (от 0 до 6,06 включ.)	±20	–
		св. 4,0 до 20,0 (св. 6,06 до 30,3)	–	±20
Кислород (O ₂)	от 0 до 5,0	от 0 до 1,0	±5	–
		св. 1,0 до 5,0	–	±5
	от 0 до 30,0	от 0 до 1,0 включ.	±5	–
		св. 1,0 до 30	–	±5
	от 0 до 100	от 0 до 10,0	±5	–
		от 10,0 до 100	–	±5
Метанол (CH ₃ OH) Метиловый спирт	от 0 до 20,0 (от 0 до 26,6)	от 0 до 4,0 включ. (от 0 до 5,34 включ.)	±20	–
		св. 4,0 до 20,0 (св. 5,34 до 26,6)	–	±20
	от 0 до 50 (от 0 до 66,6)	от 0 до 10,0 вкл. (от 0 до 13,3 вкл.)	±20	–
		св. 10,0 до 50 (св. 13,3 до 66,6)	–	±20
	от 0 до 100 (от 0 до 133)	от 0 до 10,0 включ. (от 0 до 13,3 включ.)	±20	–
		св. 10,0 до 100 (св. 13,3 до 133)	–	±20
	от 0 до 300 (от 0 до 399)	от 0 до 30 включ. (от 0 до 39,9 включ.)	±20	–
		св. 30 до 300 (св. 39,9 до 399)	–	±20
	от 0 до 1000 (от 0 до 1332)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 133 включ.)	±20	–
		св. 100 до 1000 (св. 133 до 1332)	–	±20
Метилмеркаптан (CH ₃ SH)	от 0 до 10,0 (от 0 до 20,0)	от 0 до 1,0 включ. (от 0 до 2,0 включ.)	±20	–
		св. 1,0 до 10,0 (св. 2,0 до 20,0)	–	±20
Сероводород (H ₂ S)	от 0 до 7,1 (от 0 до 10,0)	от 0 до 2,1 включ. (от 0 до 3,0 включ.)	±15	–
		св. 2,1 до 7,1 (св. 3,0 до 10,1)	–	±15
	от 0 до 10,0 (от 0 до 14,17)	от 0 до 3,0 включ. (от 0 до 4,25 включ.)	±15	–
		св. 3,0 до 10,0 (св. 4,25 до 14,2)	–	±15
	от 0 до 21,2 (от 0 до 30,0)	от 0 до 7,1 включ., (от 0 до 10,1 вкл.)	±10	–

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента, млн ⁻¹ / (мг/м ³); объемная доля, %		Пределы основной допускаемой погрешности	
			приведенной ¹⁾ , %	относительной, %
Сероводород (H ₂ S)	от 0 до 30,0 (от 0 до 42,5)	св. 7,1 до 21,2 (св. 10,1 до 30,0)	–	±10
		от 0 до 5,0 включ. (от 0 до 7,08 включ.)	±15	–
	от 0 до 50 (от 0 до 70,8)	св. 5,0 до 30,0 (св. 7,08 до 42,5)	–	±15
		от 0 до 10,0 включ. (от 0 до 14,2 включ.)	±15	–
	от 0 до 100 (от 0 до 142)	св. 10,0 до 50 (св. 14,2 до 70,8)	–	±15
		от 0 до 10,0 включ. (от 0 до 14,2 включ.)	±10	–
	от 0 до 300 (от 0 до 425)	св. 10,0 до 100 (св. 14,2 до 142)	–	±10
		от 0 до 30 включ. (от 0 до 42,5 включ.)	±10	–
	от 0 до 1000 (от 0 до 1416)	св. 30 до 300 (св. 42,5 до 425)	–	±10
		от 0 до 100 включ. (от 0 до 142 включ.)	±10	–
		св. 100 до 1000 (св. 142 до 1416)	–	±10
Серы диоксид (SO ₂)	от 0 до 10,0 (от 0 до 26,6)	от 0 до 3,0 включ. (от 0 до 7,99 включ.)	±15	–
		св. 3,0 до 10,0 (св. 7,99 до 26,6)	–	±15
	от 0 до 30,0 (от 0 до 79,9)	от 0 до 5,0 включ. (от 0 до 13,3 включ.)	±15	–
		св. 5,0 до 30,0 (св. 13,3 до 79,9)	–	±15
	от 0 до 100 (от 0 до 266)	от 0 до 10,0 включ., (от 0 до 26,6 вкл.)	±15	–
		св. 10,0 до 100 (св. 26,6 до 266)	–	±15
	от 0 до 300 (от 0 до 799)	от 0 до 30,0 включ. (от 0 до 79,9 включ.)	±10	–
		св. 30,0 до 300 (св. 79,9 до 799)	–	±10
	от 0 до 1000 (от 0 до 2663)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 266 включ.)	±10	–
		св. 100 до 1000 (св. 266 до 2663)	–	±10
Углерода оксид (CO)	от 0 до 50 (от 0 до 58,2)	от 0 до 10,0 включ. (от 0 до 11,6 включ.)	±20	–
		св. 10,0 до 50 (св. 11,6 до 58,2)	–	±20
	от 0 до 85,9 (от 0 до 100)	от 0 до 10,0 включ. (от 0 до 11,6 включ.)	±20	–

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента, млн ⁻¹ / (мг/м ³); объемная доля, %		Пределы основной допускаемой погрешности	
			приведенной ¹⁾ , %	относительной, %
Углерода оксид (CO)		св. 10,0 до 85,9 (св. 11,6 до 100)	–	±20
	от 0 до 300 (от 0 до 349)	от 0 до 30 включ (от 0 до 34,9 включ.)	±10	–
		св. 30 до 300 (св. 34,9 до 349)	–	±10
	от 0 до 1000 (от 0 до 1164)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 116 включ.)	±10	–
		св. 100 до 1000 (св. 116 до 1164)	–	±10
	от 0 до 5000 (от 0 до 5822)	от 0 до 500 включ. (от 0 до 582 включ.)	±10	–
		св. 500 до 5000 (св. 582 до 5822)	–	±10
	Формальдегид (H ₂ CO)	от 0 до 20,0 (от 0 до 25,2)	от 0 до 0,5 включ. (от 0 до 0,63 включ.)	±20
св. 0,5 до 20,0 (св. 0,63 до 25,2)			–	±20
Хлор (Cl ₂)	от 0 до 10,0 (от 0 до 29,5)	от 0 до 1,0 включ. (от 0 до 2,95 включ.)	±20	–
		св. 1,0 до 10,0 (св. 2,95 до 29,5)	–	±20
	от 0 до 30,0 (от 0 до 88,5)	от 0 до 5,0 включ. (от 0 до 14,8 включ.)	±20	–
		св. 5,0 до 30,0 (св. 14,8 до 88,5)	–	±20
Этанол (C ₂ H ₅ OH) (этиловый спирт)	от 0 до 600 (от 0 до 1149)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 192 включ.)	±20	–
		св. 100 до 600 (св. 192 до 1149)	–	±20
	от 0 до 1800 (от 0 до 3447)	от 0 до 300 включ., (от 0 до 574 включ.)	±20	–
		св. 300 до 1800 (св. 574 до 3447)	–	±20
	от 0 до 3500 (от 0 до 6703)	от 0 до 500 включ., (от 0 до 958 включ.)	±20	–
		св. 500 до 3500 (св. 958 до 6703)	–	±20
Этилмеркаптан (C ₂ H ₅ SH)	от 0 до 10,0 (от 0 до 25,8)	от 0 до 1,0 включ., (от 0 до 2,58 включ.)	±20	–
		св. 1,0 до 10,0 (св. 2,58 до 25,8)	–	±20
1) Приведенная погрешность нормирована к верхнему значению диапазона измерений				

Таблица 5 – Метрологические характеристики систем АГИС-М и газоанализаторов (БПП) «ЭЛЬГАЗ-500» с оптическими (ИК) сенсорами

Определяемый компонент	Диапазон показаний концентрации определяемого компонента, % НКПР (объемная доля, %)	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента % НКПР (объемная доля, %)	Пределы основной допускаемой погрешности	
			абсолютной, % НКПР (объемная доля, %)	относительной, %
Метан (CH ₄)	от 0 до 100 (от 0 до 4,4)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 2,2 включ.)	± 3 (± 0,13)	–
		св. 50 до 100 (св. 2,2 до 4,4)	–	±5
Метан (CH ₄)	от 0 до 100	от 0 до 10,0 включ.	±0,5	–
		св. 10,0 до 100	–	±5
Пропан (C ₃ H ₈)	от 0 до 100 (от 0 до 1,7)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,85 включ.)	±3 (±0,05)	–
		св. 50 до 100 (св. 0,85 до 1,7)	–	±5
	от 0 до 100	от 0 до 10,0 включ.	±0,3	–
		св. 10 до 100	–	±5
Акрилонитрил (C ₃ H ₃ N)	от 0 до 100 (от 0 до 2,8)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 1,4 включ.)	±5 (±0,14)	–
		св. 50 до 100 (св. 1,4 до 2,8)	–	±10
Ацетилен (C ₂ H ₂)	от 0 до 100 (от 0 до 2,3)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 1,15 включ.)	±5 (±0,12)	–
		св. 50 до 100 (св. 1,15 до 2,3)	–	±10
Ацетон (2-пропанон) (C ₃ H ₆ O)	от 0 до 100 (от 0 до 2,5)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 1,25 включ.)	±5 (±0,13)	–
		св. 50 до 100 (св. 1,25 до 2,5)	–	±10
Ацетонитрил (C ₂ H ₃ N)	от 0 до 100 (от 0 до 3,0)	от 0 до 50 вкл. (от 0 до 1,5 вкл.)	±5 (±0,15)	–
		св. 50 до 100 (св. 1,5 до 3,0)	–	±10
Бензол (C ₆ H ₆)	от 0 до 100 (от 0 до 1,2)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,6 включ.)	±5 (±0,06)	–
		св. 50 до 100 (св. 0,6 до 1,2)	–	±10
1,3-бутадиен (дивинил) (C ₄ H ₆)	от 0 до 100 (от 0 до 1,4)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,7 включ.)	±5 (±0,07)	–
		св. 50 до 100 (св. 0,7 до 1,4)	–	±10
н-Бутан (C ₄ H ₁₀)	от 0 до 100 (от 0 до 1,4)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,7 включ.)	±3 (±0,04)	–
		св. 50 до 100 (св. 0,7 до 1,4)	–	±10

Определяемый компонент	Диапазон показаний концентрации определяемого компонента, % НКПР (объемная доля, %)	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента % НКПР (объемная доля, %)	Пределы основной допускаемой погрешности	
			абсолютной, % НКПР (объемная доля, %)	относительной, %
1-бутен (C ₄ H ₈)	от 0 до 100 (от 0 до 1,6)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,8 включ.)	±5 (±0,08)	–
		св. 50 до 100 (св. 0,8 до 1,6)	–	±10
Винилхлорид (C ₂ H ₃ Cl)	от 0 до 100 (от 0 до 3,6)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 1,8 включ.)	±5 (±0,18)	–
		св. 50 до 100 (св. 1,8 до 3,6)	–	±10
н-Гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 100 (от 0 до 1,0)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,5 включ.)	±3 (±0,03)	–
		св. 50 до 100 (св. 0,5 до 1,0)	–	±10
н-Гептан (C ₇ H ₁₆)	от 0 до 100 (от 0 до 0,85)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,425 включ.)	±3 (±0,02)	–
		св. 50 до 100 (св. 0,425 до 0,85)	–	±10
Диметиловый эфир(C ₂ H ₆ O)	от 0 до 100 (от 0 до 2,7)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 1,35 включ.)	±5 (±0,14)	–
		св. 50 до 100 (св. 1,35 до 2,7)	–	±10
Диметиламин (C ₂ H ₇ N)	от 0 до 100 (от 0 до 2,8)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 1,4 включ.)	±5 (±0,14)	–
		св. 50 до 100 (св. 1,4 до 2,8)	–	±10
1,2-дихлорэтан (C ₂ H ₄ Cl ₂)	от 0 до 100 (от 0 до 6,2)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 3,1 включ.)	±5 (±0,31)	–
Диэтиловый эфир (C ₄ H ₁₀ O)	от 0 до 100 (от 0 до 1,7)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,85 вкл.)	±5 (±0,09)	–
		св. 50 до 100 (св. 0,85 до 1,7)	–	±10
Изобутан (i-C ₄ H ₁₀)	от 0 до 100 (от 0 до 1,3)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,65 включ.)	±3 (±0,04)	–
		св. 50 до 100 (св. 0,65 до 1,3)	–	±10
Изопентан (i-C ₅ H ₁₂)	от 0 до 100 (от 0 до 1,3)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,65 включ.)	±3 (±0,04)	–
		св. 50 до 100 (св. 0,65 до 1,3)	–	±10

Определяемый компонент	Диапазон показаний концентрации определяемого компонента, % НКПР (объемная доля, %)	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента % НКПР (объемная доля, %)	Пределы основной допускаемой погрешности	
			абсолютной, % НКПР (объемная доля, %)	относительной, %
Изопропиловый спирт (i-C ₃ H ₇ OH) (изопропанол)	от 0 до 100 (от 0 до 2,0)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 1,0 включ.)	±5 (±0,1)	–
Метанол (CH ₃ OH)	от 0 до 100 (от 0 до 6,0)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 3,0 включ.)	±5 (±0,3)	–
		св. 50 до 100 (св. 3,0 до 6,0)	–	±10
Метилмеркаптан (CH ₃ SH)	от 0 до 100 (от 0 до 4,1)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 2,05 включ.)	±5 (±0,21)	–
		св. 50 до 100 (св. 2,05 до 4,1)	–	±10
Метилтрет-бутиловый эфир МТБЭ (C ₅ H ₁₂ O)	от 0 до 100 (от 0 до 1,5)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,75 включ.)	±5 (±0,08)	–
		св. 50 до 100 (св. 0,75 до 1,5)	–	±10
Метилэтилкетон (C ₄ H ₈ O)	от 0 до 100 (от 0 до 1,5)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,75 включ.)	±5 (±0,08)	–
		св. 50 до 100 (св. 0,75 до 1,5)	–	±10
н-Нонан (C ₉ H ₂₀)	от 0 до 100 (от 0 до 0,7)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,35 включ.)	±5 (±0,04)	–
н-Октан (C ₈ H ₁₈)	от 0 до 100 (от 0 до 0,8)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,4 включ.)	±5 (±0,04)	–
Пары Бензина ²⁾³⁾	от 0 до 100	от 0 до 50	±5	–
Пары керосина ²⁾⁴⁾	от 0 до 100	от 0 до 50	±5	–
Пары дизельного топлива ²⁾⁵⁾	от 0 до 100	от 0 до 50	±5	–
н-Пентан (C ₅ H ₁₂)	от 0 до 100 (от 0 до 1,1)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,55 включ.)	±3 (±0,03)	–
		св. 50 до 100 (св. 0,55 до 1,1)	–	±10
Пропилен (C ₃ H ₆)	от 0 до 100 (от 0 до 2,0)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 1,0 включ.)	±5 (±0,1)	–
		св. 50 до 100 (св. 1,0 до 2,0)	–	±10
Пропилена оксид (C ₃ H ₆ O)	от 0 до 100 (от 0 до 1,9)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,95 включ.)	±5 (±0,1)	–
		св. 50 до 100 (св. 0,95 до 1,9)	–	±10
СхНу — Сумма углеводородов	от 0 до 100 (от 0 до 4,4)	от 0 до 50 включ. (от 0,0 до 2,2)	±3 (±0,13)	–

Определяемый компонент	Диапазон показаний концентрации определяемого компонента, % НКПР (объемная доля, %)	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента % НКПР (объемная доля, %)	Пределы основной допускаемой погрешности	
			абсолютной, % НКПР (объемная доля, %)	относительной, %
по метану		св. 50 до 100 (св. 2,2 до 4,4)	–	±10
СхНу — Сумма углеводородов по пропану	от 0 до 100 (от 0 до 1,7)	от 0 до 50 (от 0,0 до 0,85)	±3 (±0,05)	–
		св. 50 до 100 (св. 0,85 до 1,7)	–	±10
СхНу — Сумма углеводородов по гексану	от 0 до 100 (от 0 до 1,0)	от 0 до 50 включ. (от 0,0 до 0,5)	±3 (±0,03)	–
		св. 50 до 100 (св. 0,5 до 1,0)	–	±10
Толуол (C ₇ H ₈) (Метилбензол)	от 0 до 100 (от 0 до 1,0)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,5 включ.)	±5 (±0,05)	–
		св. 50 до 100 (св. 0,5 до 1,0)	–	±10
Углерода диоксид (CO ₂)	от 0 до 2,5	от 0 до 0,5 включ.	±0,05	–
		св. 0,5 до 2,5	–	± 10
	от 0 до 5	от 0 до 1,0 включ.	±0,2	–
		св. 1,0 до 5,0	–	± 10
	от 0 до 100	от 0 до 10 включ.	± 2	–
		св. 10 до 100	–	±10
Хлорбензол (C ₆ H ₅ Cl)	от 0 до 100 (от 0 до 1,3)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,65 включ.)	±5 (±0,07)	–
Циклогексан (C ₆ H ₁₂)	от 0 до 100 (от 0 до 1,0)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,5 включ.)	±5 (±0,05)	–
		св. 50 до 100 (св. 0,5 до 1,0)	–	±10
Циклопентан (C ₅ H ₁₀)	от 0 до 100 (от 0 до 1,4)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,7 включ.)	±5 (±0,07)	–
		св. 50 до 100 (св. 0,7 до 1,4)	–	±10
Циклопропан (C ₃ H ₆)	от 0 до 100 (от 0 до 2,4)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 1,2 включ.)	±5 (±0,12)	–
		св. 50 до 100 (св. 1,2 до 2,4)	–	±10
Этан (C ₂ H ₆)	от 0 до 100 (от 0 до 2,4)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 1,2 включ.)	±3 (±0,07)	–
		св. 50 до 100 (св. 1,2 до 2,4)	–	±10
Этанол (C ₂ H ₅ ОН)	от 0 до 100 (от 0 до 3,1)	от 0 до 50 (от 0 до 1,55)	±5 (±0,16)	–
		св. 50 до 100 (св. 1,55 до 3,1)	–	±10
Этилмеркаптан	от 0 до 100	от 0 до 50 включ.	±5 (±0,14)	

Определяемый компонент	Диапазон показаний концентрации определяемого компонента, % НКПР (объемная доля, %)	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента % НКПР (объемная доля, %)	Пределы основной допускаемой погрешности	
			абсолютной, % НКПР (объемная доля, %)	относительной, %
(C ₂ H ₅ SH)	(от 0 до 2,8)	(от 0 до 1,4 включ.		
		св. 50 до 100 (св. 1,4 до 2,8)	–	±10
Этилацетат (C ₄ H ₈ O ₂)	от 0 до 100 (от 0 до 2,0)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 1,0 включ.	±5 (±0,1)	–
		св. 50 до 100 (св. 1,0 до 2,0)	–	±10
Этилбензол (C ₈ H ₁₀)	от 0 до 100 (от 0 до 0,8)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 0,4 включ.	±5 (±0,04)	–
Этилен (C ₂ H ₄)	от 0 до 100 (от 0 до 2,3)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 1,15 включ.)	±5 (±0,12)	–
		св. 50 до 100 (св. 1,15 до 2,3)	–	±10
Этиленоксид (C ₂ H ₄ O)	от 0 до 100 (от 0 до 2,6)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 1,3 включ.)	±5 (±0,13)	–
		св. 50 до 100 (св. 1,3 до 2,6)	–	±10
Значение НКПР для определяемых компонентов по ГОСТ 31610.20-1-2020;				
1) – бензин, керосин и дизельное топливо являются смесью углеводородов, поэтому калибруются по конкретной марке топлива, с указанием марки в паспорте на прибор;				
Значения НКПР для паров нефтепродуктов указаны в соответствии с национальными стандартами на нефтепродукты конкретного вида:				
2) – пары бензина по ГОСТ 32513-2013, ГОСТ Р 51866-2002; ГОСТ 1012-2013;				
3) – пары керосина по ГОСТ Р 52050-2006;				
4) – пары дизельного топлива по ГОСТ 305-2013, ГОСТ 32511-2013.				

Таблица 6 – Метрологические характеристики систем АГИС-М и газоанализаторов (БПП) «ЭЛЬГАЗ-500» с термokatалитическими (ТК) сенсорами

Определяемый компонент	Диапазон показаний концентрации определяемого компонента, % НКПР (объемная доля, %)	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента, % НКПР (объемная доля, %)	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности, % НКПР (объемная доля, %)
Водород (H ₂)	от 0 до 100 (от 0 до 4,0)	от 0 до 1,00	±0,2
		от 0 до 50 (от 0 до 2,0)	±3 (±0,12)
Метан (CH ₄)	от 0 до 100 (от 0 до 4,4)	от 0 до 1,00	±0,2
		от 0 до 57 (от 0 до 2,5)	±3 (±0,13)
Пропан (C ₃ H ₈)	от 0 до 100 (от 0 до 1,7)	от 0 до 50 (от 0 до 0,85)	±3 (±0,05)
Акрилонитрил (C ₃ H ₃ N)	от 0 до 100 (от 0 до 2,8)	от 0 до 50 (от 0 до 1,4)	±5 (±0,14)
Ацетилен (C ₂ H ₂)	от 0 до 100 (от 0 до 2,3)	от 0 до 50 (от 0 до 1,15)	±5 (±0,12)

Определяемый компонент	Диапазон показаний концентрации определяемого компонента, % НКПР (объемная доля, %)	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента, % НКПР (объемная доля, %)	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности, % НКПР (объемная доля, %)
Ацетон (C ₃ H ₆ O)	от 0 до 100 (от 0 до 2,5)	от 0 до 50 (от 0 до 1,25)	±5 (±0,13)
Ацетонитрил (C ₂ H ₃ N)	от 0 до 100 (от 0 до 3,0)	от 0 до 50 (от 0 до 1,5)	±5 (±0,15)
Бензол (C ₆ H ₆)	от 0 до 100 (от 0 до 1,2)	от 0 до 50 (от 0 до 0,6)	±5 (±0,06)
1,3-Бутадиен (C ₄ H ₆)	от 0 до 100 (от 0 до 1,4)	от 0 до 50 (от 0 до 0,7)	±5 (±0,07)
н-Бутан (C ₄ H ₁₀)	от 0 до 100 (от 0 до 1,4)	от 0 до 50 (от 0 до 0,7)	±3 (±0,04)
1-Бутен (C ₄ H ₈)	от 0 до 100 (от 0 до 1,6)	от 0 до 50 (от 0 до 0,8)	±5 (±0,08)
Винилхлорид (C ₂ H ₃ Cl)	от 0 до 100 (от 0 до 3,6)	от 0 до 50 (от 0 до 1,8)	±5 (±0,18)
н-Гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 100 (от 0 до 1,0)	от 0 до 50 (от 0 до 0,5)	±3 (±0,03)
н-Гептан (C ₇ H ₁₆)	от 0 до 100 (от 0 до 0,85)	от 0 до 50 (от 0 до 0,425)	±3 (±0,03)
Диметиловый эфир (C ₂ H ₆ O)	от 0 до 100 (от 0 до 2,7)	от 0 до 50 (от 0 до 1,35)	±5 (±0,14)
Диметиламин (C ₂ H ₇ N)	от 0 до 100 (от 0 до 2,8)	от 0 до 50 (от 0 до 1,4)	±5 (±0,14)
1,2-Дихлорэтан (C ₂ H ₄ Cl ₂)	от 0 до 100 (от 0 до 6,2)	от 0 до 50 (от 0 до 3,1)	±5 (±0,31)
Диэтиловый эфир (C ₄ H ₁₀ O)	от 0 до 100 (от 0 до 1,7)	от 0 до 50 (от 0 до 0,85)	±5 (±0,09)
Изобутан (i-C ₄ H ₁₀)	от 0 до 100 (от 0 до 1,3)	от 0 до 50 (от 0 до 0,65)	±3 (±0,04)
Изопентан (i-C ₅ H ₁₂)	от 0 до 100 (от 0 до 1,3)	от 0 до 50 (от 0 до 0,65)	±3 (±0,03)
Изопропиловый спирт (i-C ₃ H ₇ OH)	от 0 до 100 (от 0 до 2,0)	от 0 до 50 (от 0 до 1,0)	±5 (±0,1)
Метанол (CH ₃ OH)	от 0 до 100 (от 0 до 6,0)	от 0 до 50 (от 0 до 3,0)	±5 (±0,3)
Метилмеркаптан (CH ₃ SH)	от 0 до 100 (от 0 до 4,1)	от 0 до 50 (от 0 до 2,05)	±5 (±0,21)
Метилтрет-бутиловый эфир МТБЭ (C ₅ H ₁₂ O)	от 0 до 100 (от 0 до 1,5)	от 0 до 50 (от 0 до 0,75)	±5 (±0,08)
Метиэтилкетон МЭК (C ₄ H ₈ O)	от 0 до 100 (от 0 до 1,5)	от 0 до 50 (от 0 до 0,75)	±5 (±0,08)
н-Нонан (C ₉ H ₂₀)	от 0 до 100 (от 0 до 0,7)	от 0 до 50 (от 0 до 0,35)	±5 (±0,04)
н-Октан (C ₈ H ₁₈)	от 0 до 100 (от 0 до 0,8)	от 0 до 50 (от 0 до 0,4)	±5 (±0,04)
Пары Бензина ²⁾³⁾	от 0 до 100	от 0 до 50	±5
Пары Керосина ²⁾⁴⁾	от 0 до 100	от 0 до 50	±5
Пары дизельного топлива ^{2) 5)}	от 0 до 100	от 0 до 50	±5
н-Пентан (C ₅ H ₁₂)	от 0 до 100 (от 0 до 1,1)	от 0 до 50 (от 0 до 0,55)	±3 (±0,03)
Пропилен (C ₃ H ₆)	от 0 до 100 (от 0 до 2,0)	от 0 до 50 (от 0 до 1,0)	±5 (±0,1)
Пропилена оксид (C ₃ H ₆ O)	от 0 до 100 (от 0 до 1,9)	от 0 до 50 (от 0 до 0,95)	±5 (±0,1)
C _x H _y — Сумма углеводородов по метану	от 0 до 100 (от 0 до 4,4)	от 0 до 57 (от 0 до 2,5)	±3 (±0,13)
C _x H _y — Сумма	от 0 до 100	от 0 до 50	±3 (±0,05)

Определяемый компонент	Диапазон показаний концентрации определяемого компонента, % НКПР (объемная доля, %)	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента, % НКПР (объемная доля, %)	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности, % НКПР (объемная доля, %)
углеводородов по пропану	(от 0 до 1,7)	(от 0 до 0,85)	
C _x H _y — Сумма углеводородов по гексану	от 0 до 100 (от 0 до 1,0)	от 0 до 50 (от 0 до 0,5)	±3 (±0,03)
Толуол (C ₇ H ₈)	от 0 до 100 (от 0 до 1,0)	от 0 до 50 (от 0 до 0,5)	±5 (±0,05)
Хлорбензол (C ₆ H ₅ Cl)	от 0 до 100 (от 0 до 1,3)	от 0 до 50 (от 0 до 0,65)	±5 (±0,07)
Циклогексан (C ₆ H ₁₂)	от 0 до 100 (от 0 до 1,0)	от 0 до 50 (от 0 до 0,5)	±5 (±0,05)
Циклопентан (C ₅ H ₁₀)	от 0 до 100 (от 0 до 1,4)	от 0 до 50 (от 0 до 0,7)	±5 (±0,07)
Циклопропан (C ₃ H ₆)	от 0 до 100 (от 0 до 2,4)	от 0 до 50 (от 0 до 1,2)	±5 (±0,12)
Этан (C ₂ H ₆)	от 0 до 100 (от 0 до 2,4)	от 0 до 50 (от 0 до 1,2)	±3 (±0,07)
Этанол (C ₂ H ₅ OH)	от 0 до 100 (от 0 до 3,1)	от 0 до 50 (от 0 до 1,55)	±5 (±0,16)
Этилмеркаптан (C ₂ H ₅ SH)	от 0 до 100 (от 0 до 2,8)	от 0 до 50 (от 0 до 1,4)	±5 (±0,14)
Этилацетат (C ₄ H ₈ O ₂)	от 0 до 100 (от 0 до 2,0)	от 0 до 50 (от 0 до 1,0)	±5 (±0,1)
Этилбензол (C ₈ H ₁₀)	от 0 до 100 (от 0 до 0,8)	от 0 до 50 (от 0 до 0,4)	±5 (±0,04)
Этилен (C ₂ H ₄)	от 0 до 100 (от 0 до 2,3)	от 0 до 50 (от 0 до 1,15)	±5 (±0,12)
Этиленоксид (C ₂ H ₄ O)	от 0 до 100 (от 0 до 2,6)	от 0 до 50 (от 0 до 1,3)	±5 (±0,13)
¹⁾ – Значение НКПР для определяемых компонентов по ГОСТ 31610.20-1-2020; ²⁾ – бензин, керосин и дизельное топливо являются смесью углеводородов, поэтому калибруются по конкретной марке топлива, с указанием марки в паспорте на прибор; ³⁾ – Значения НКПР для паров нефтепродуктов указаны в соответствии с национальными стандартами на нефтепродукты конкретного вида: ⁴⁾ – пары бензина по ГОСТ 32513-2013, ГОСТ Р 51866-2002; ГОСТ 1012-2013; ⁵⁾ – пары керосина по ГОСТ Р 52050-2006; ⁶⁾ – пары дизельного топлива по ГОСТ 305-2013, ГОСТ 32511-2013.			

Таблица 7 – Метрологические характеристики систем АГИС-М и газоанализаторов (БПП) «ЭЛЬГАЗ-500» с фотоионизационными (ФИ) сенсорами.

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента, млн ⁻¹		Пределы допускаемой основной погрешности	
			приведенной ¹⁾ , %	относительной, %
Изобутилен (i-C ₄ H ₈)	от 0 до 40		±20	–
	от 0 до 2000	от 0 до 100 включ.	±20	–
		св. 100 до 2000	–	±20
Ацетон (C ₃ H ₆ O)	от 0 до 200		±20	–
	от 0 до 2000	от 0 до 200 включ.	±20	–

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента, млн ⁻¹		Пределы допускаемой основной погрешности	
			приведенной ¹⁾ , %	относительной, %
		св. 200 до 2000	–	±20
Бензол (C ₆ H ₆)	от 0 до 20		±20	–
	от 0 до 1000	от 0 до 100 включ.	±20	–
		св. 100 до 1000	–	±20
Толуол (C ₇ H ₈)	от 0 до 20		±20	–
	от 0 до 1000	от 0 до 100 включ.	±20	–
		св. 100 до 1000	–	±20
Ксилол (C ₈ H ₁₀)	от 0 до 20		±20	–
	от 0 до 1000	от 0 до 100 включ.	±20	–
		св. 100 до 1000	–	±20
Этилацетат (C ₄ H ₈ O ₂)	от 0 до 200		±20	–
	от 0 до 8000	от 0 до 200 включ.	±20	–
		св. 200 до 8000	–	±20
Пары углеводородов (по изобутилену)	от 0 до 40		±20	–
	от 0 до 2000	от 0 до 100 включ.	±20	–
		св. 100 до 2000	–	±20
Пары бензина ^{2) 3)}	от 0 до 2000	от 0 до 100 включ.	±20	–
		св. 100 до 2000	–	±20
Пары керосина ^{2) 4)}	от 0 до 2000	от 0 до 100 включ.	±20	–
		св. 100 до 2000	–	±20
Пары топлива дизельного ^{2) 5)}	от 0 до 2000	от 0 до 100 включ.	±20	–
		св. 100 до 2000	–	±20

¹⁾ приведенная погрешность нормирована к верхнему значению диапазона измерений;
- Значения НКПР для паров нефтепродуктов указаны в соответствии с национальными стандартами на нефтепродукты конкретного вида;

²⁾ – бензин, керосин и дизельное топливо являются смесью углеводородов, поэтому калибруются по конкретной марке топлива, с указанием марки в паспорте на прибор;

³⁾ – пары бензина по ГОСТ 32513-2013, ГОСТ Р 51866-2002; ГОСТ 1012-2013;

⁴⁾ – пары керосина по ГОСТ Р 52050-2006;

⁵⁾ – пары дизельного топлива по ГОСТ 305-2013, ГОСТ 32511-2013.

Таблица 8 – Метрологические характеристики систем АГИС-М с газоанализаторами (БПП) «ЭЛЬГАЗ-300» и «ЭЛЬГАЗ-400» с электрохимическими (ЭХ) сенсорами

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента	Пределы основной допускаемой погрешности	
		приведенной ¹⁾ , %	относительной, %

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы основной допускаемой погрешности	
			приведенной ¹⁾ , %	относительной, %
Азота диоксид (NO ₂)	от 0 до 30 мг/м ³	от 0 до 1 мг/м ³ включ.	±20	–
		св. 1 до 30 мг/м ³	–	±20
	от 0 до 500 мг/м ³	от 0 до 50 мг/м ³ включ.	±20	–
		св. 50 до 500 мг/м ³	–	±20
Азота оксид (NO)	от 0 до 50 мг/м ³	от 0 до 5 мг/м ³ включ.	±15	–
		св. 5 до 50 мг/м ³	–	±15
	от 0 до 1000 мг/м ³	от 0 до 50 мг/м ³ включ.	±10	–
		св. 50 до 1000 мг/м ³	–	±10
Аммиак (NH ₃)	от 0 до 100 мг/м ³	от 0 до 1 мг/м ³ включ.	±20	–
		св. 1 до 100 мг/м ³	–	±20
	от 0 до 500 мг/м ³	от 0 до 20 мг/м ³ включ.	±15	–
		св. 20 до 500 мг/м ³	–	±15
	от 0 до 1500 мг/м ³	от 0 до 100 мг/м ³ включ.	±15	–
		св. 100 до 1500 мг/м ³	–	±15
Водород хлористый (HCl)	от 0 до 30 мг/м ³	от 0 до 5 мг/м ³ включ.	±25	–
		св. 5 до 30 мг/м ³	–	±25
Кислород (O ₂)	от 0 до 1 об. д., %	от 0 до 1 об. д., %	±5	–
	от 0 до 30 об. д., %	от 0 до 10 об. д., % включ.	±5	–
		св. 10 до 30 об. д., %	–	±5
	от 1 до 100 об. д., %	от 1 до 100 об. д., %	–	±5
Метанол (CH ₃ OH)	от 0 до 20 мг/м ³	от 0 до 5 мг/м ³ включ.	±20	–
		св. 5 до 20 мг/м ³	–	±20
	от 0 до 50 мг/м ³	от 0 до 5 мг/м ³ включ.	±20	–
		св. 5 до 50 мг/м ³	–	±20
	от 0 до 200 мг/м ³	от 0 до 10 мг/м ³ включ.	±20	–
		св. 10 до 200 мг/м ³	–	±20
	от 0 до 1000 мг/м ³	от 0 до 100 мг/м ³ включ.	±20	–

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента	Пределы основной допускаемой погрешности	
		приведенной ¹⁾ , %	относительной, %
	св. 100 до 1000 мг/м ³	–	±20
Сероводород(H ₂ S)	от 0 до 10 мг/м ³	от 0 до 3 мг/м ³ включ.	±20
		св. 3 до 10 мг/м ³	–
	от 0 до 30 мг/м ³	от 0 до 3 мг/м ³ включ.	±10
		св. 3 до 30 мг/м ³	–
	от 0 до 200 мг/м ³	от 0 до 10 мг/м ³ включ.	±10
		св. 10 до 200 мг/м ³	–
Серы диоксид(SO ₂)	от 0 до 10 мг/м ³	от 0 до 1 мг/м ³ включ.	±15
		св. 1 до 10 мг/м ³	–
	от 0 до 30 мг/м ³	от 0 до 1 мг/м ³ включ.	±10
		св. 1 до 30 мг/м ³	–
	от 0 до 300 мг/м ³	от 0 до 10 мг/м ³ включ.	±10
		св. 10 до 300 мг/м ³	–
Углерода оксид (CO)	от 0 до 20 мг/м ³	от 0 до 1 мг/м ³ включ.	±20%
		св. 1 до 20 мг/м ³	–
	от 0 до 300 мг/м ³	от 0 до 10 мг/м ³ включ.	±10
		св. 10 до 300 мг/м ³	–
	от 0 до 1000 мг/м ³	от 0 до 100 мг/м ³ включ.	±10
		св. 100 до 1000 мг/м ³	–
	от 0 до 5000 мг/м ³	от 0 до 100 мг/м ³ включ.	±20
		св. 100 до 5000 мг/м ³	–
Формальдегид (H ₂ CO)	от 0 до 30 мг/м ³	от 0 до 0,5 мг/м ³ включ.	±20
		св. 0,5 до 30 мг/м ³	–
Хлор (Cl ₂)	от 0 до 5 мг/м ³	от 0 до 0,5 мг/м ³ включ.	±10
		св. 0,5 до 5 мг/м ³	–
	от 0 до 30 мг/м ³	от 0 до 3 мг/м ³ включ.	±10
		св. 3 до 30 мг/м ³	–

Определяемый компонент	Диапазон измерений концентрации определяемого компонента		Пределы основной допускаемой погрешности	
			приведенной ¹⁾ , %	относительной, %
	от 0 до 100 мг/м ³	от 0 до 10 мг/м ³ включ.	±10	–
		св. 10 до 100 мг/м ³	–	±10

¹⁾ – приведенная погрешность нормирована к верхнему значению диапазона измерений;
 - по дополнительному заказу возможна поставка газоанализаторов отградуированных в единицах измерений объемной доли млн⁻¹. Пересчет результатов измерений, выраженных, в единицах массовой концентрации мг/м³, в объемные доли, млн⁻¹ осуществляется автоматически для условий 20 °С и 101,3 кПа;

Таблица 9 - Метрологические характеристики систем АГИС-М с газоанализаторами (БПП) «ЭЛЬГАЗ-300» и «ЭЛЬГАЗ-400» с оптическими сенсорами

Определяемый компонент	Диапазон показаний объемной доли определяемого компонента	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Пределы основной допускаемой погрешности	
			абсолютной	относительной, %
Метан (CH ₄)	от 0 до 4,4 %об.д. (от 0 до 100 %НКПР)	от 0 до 2,2 % об.д.включ. (от 0 до 50 % НКПРвключ.)	±0,1 % об.д. (±3 % НКПР)	–
		(св. 2,2 до 4,4 %об.д.) св. 50 до 100 % НКПР	–	±10
	от 1 до 100 % об.д.	от 1 до 100 % об.д.	±1 % об.д.	–
Этан (C ₂ H ₆)	от 0 до 2,5 %об.д. (от 0 до 100 %НКПР)	от 0 до 1,25 % об.д. (от 0 до 50 % НКПР)	±0,075 % об.д. (±3 % НКПР)	–
Пропан (C ₃ H ₈)	от 0 до 1,7 %об.д. (от 0 до 100 %НКПР)	от 0 до 0,85 % об.д.включ. (от 0 до 50 % НКПРвключ.)	±0,05 % об.д. (±3 % НКПР)	–
		св. 0,85 до 1,7 % об.д. (св. 50 до 100 %НКПР)	–	±10
	от 1 до 100 % об.д.	от 1 до 100 % об.д.	±1 % об.д.	–
Бутан (C ₄ H ₁₀)	от 0 до 1,4 %об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,7 % об.д. (от 0 до 50 % НКПР)	±0,04 % об.д. (±3 % НКПР)	–
Изобутан(i-C ₄ H ₁₀)	от 0 до 1,3 %об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,65 % об.д. (от 0 до 50 % НКПР)	±0,04 % об.д. (±3 % НКПР)	–
Пентан (C ₅ H ₁₂)	от 0 до 1,4 %об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,7 % об.д. (от 0 до 50 % НКПР)	±0,04 % об.д. (±3 % НКПР)	–
Изопентан(i-C ₅ H ₁₂)	от 0 до 1,4 %об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,7 % об.д. (от 0 до 50 % НКПР)	±0,042 % об.д. (±3 % НКПР)	–
Гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 1,0 %об.д. (от 0 до 100% НКПР)	от 0 до 1,0 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	±0,03 % об.д. (±3 % НКПР)	–

Определяемый компонент	Диапазон показаний объемной доли определяемого компонента	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Пределы основной допускаемой погрешности	
			абсолютной	относительной, %
Нонан (C ₉ H ₂₀)	от 0 до 0,7 %об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,7 % об.д. (от 0 до 50 % НКПР)	±0,02 % об.д. (±3 % НКПР)	—
Этилен (C ₂ H ₄)	от 0 до 2,3 %об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 1,15 % об.д. (от 0 до 50 % НКПР)	±0,07 % об.д. (±3 % НКПР)	—
Пропилен(C ₃ H ₆)	от 0 до 2,0 %об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 1,0 % об.д. (от 0 до 50 % НКПР)	±0,07 % об.д. (±3 % НКПР)	—
Ацетон (C ₃ H ₆ O)	от 0 до 2,5 %об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 1,25 % об.д. (от 0 до 50 % НКПР)	±0,08 % об.д. (±3 % НКПР)	—
Бензол (C ₆ H ₆)	от 0 до 1,2 %об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,6 % об.д. (от 0 до 50 % НКПР)	±0,04% об.д. (±3 % НКПР)	—
Толуол (C ₇ H ₈)	от 0 до 1,1 %об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,55 % об.д. (от 0 до 50 % НКПР)	±0,03 % об.д. (±3 % НКПР)	—
Метанол(CH ₃ OH)	от 0 до 6,0 %об.д. (от 0 до 100% НКПР)	от 0 до 3,0 % об.д. (от 0 до 50 % НКПР)	±0,2 % об.д. (±3 % НКПР)	—
Этанол (C ₂ H ₅ OH)	от 0 до 3,1 % об.д. (от 0 до 100% НКПР)	от 0 до 0,78 % об. д. (от 0 до 25 % НКПР)	±0,1 % об.д. ±3 % НКПР	—
		от 0 до 1,55 % об. д.(от 0 до 50 % НКПР)	±0,1 % об.д. ±3 % НКПР	—
Бензин ²⁾³⁾	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	—
Дизельное топливо ²⁾⁴⁾	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	—
Керосин ²⁾⁵⁾	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	—
Сумма углеводовСН	от 0 до 1,7 %об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,85 % об.д. включ. (от 0 до 50 % НКПР включ.)	±0,05 % об.д. (±3 % НКПР)	—
		св. 0,85 до 1,7 % об.д. (св. 50 до 100 %НКПР)	—	±10

Определяемый компонент	Диапазон показаний объемной доли определяемого компонента	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Пределы основной допускаемой погрешности	
			абсолютной	относительной, %
Диоксид углерода (CO ₂)	от 0 до 5 % об.д.	от 0 до 2,5 % об.д.	±0,13% об.д.	–
		св.2,5 до 5 % об.д.	–	±10
	от 0 до 100 % об.д.	от 0 до 5 % об.д.	±0,3 % об.д.	–
		св.5 до 100 % об.д.	–	±10

¹⁾ – значение НКПР для определяемых компонентов по ГОСТ 30852.19-2002;

²⁾ – бензин керосин и дизельное топливо являются смесью углеводородов, поэтому калибруются по конкретной марке топлива, с указанием марки в паспорте на прибор;

³⁾ – пары бензина по ГОСТ Р 51313-99, ГОСТ Р 51866-2002; ГОСТ 1012-2013;

⁴⁾ – пары керосина по ГОСТ Р 52050-2006;

⁵⁾ – пары дизельного топлива по ГОСТ 305-2013, ГОСТ 32511-2013.

Таблица 10 – Метрологические характеристики систем АГИС-М с газоанализаторами (БПП) «ЭЛЬГАЗ-300» и «ЭЛЬГАЗ-400» с термокаталитическими сенсорами

Определяемый компонент	Диапазон показаний объемной доли определяемого компонента	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Предельная допустимая абсолютная погрешность
Водород (H_2)	от 0 до 1,00 % об.д.	от 0 до 1,00 % об.д.	$\pm 0,01$ % об.д.
	от 0 до 4,0 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР ¹⁾)	от 0 до 2,0 % об. д.(от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,1$ % об.д. (± 3 % НКПР)
Метан (CH_4)	от 0 до 4,4 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 2,2 % об.д. (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,1$ % об.д. (± 3 % НКПР)
Этан (C_2H_6)	от 0 до 2,5 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 1,25 % об.д. (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,075$ % об.д. (± 3 % НКПР)
Пропан (C_3H_8)	от 0 до 1,0 % об.д.	от 0 до 1,0 % об.д.	$\pm 0,01$ % об.д.
	от 0 до 1,7 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,85 % об.д. (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,05$ % об.д. (± 3 % НКПР)
Бутан (C_4H_{10})	от 0 до 1,4 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,7 % об.д. (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,04$ % об.д. (± 3 % НКПР)
Изобутан ($i-C_4H_{10}$)	от 0 до 1,3 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,65 % об.д. (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,04$ % об.д. (± 3 % НКПР)
Пентан (C_5H_{12})	от 0 до 1,4 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,7 % об.д. (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,04$ % об.д. (± 3 % НКПР)
Изопентан ($i-C_5H_{12}$)	от 0 до 1,4 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,7 % об.д. (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,04$ % об.д. (± 3 % НКПР)
Гексан (C_6H_{14})	от 0 до 1,0 % об.д. (от 0 до 100% НКПР)	от 0 до 0,5 % об.д. (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,03$ % об.д. (± 3 % НКПР)
Нонан (C_9H_{20})	от 0 до 0,7 % об.д. (от 0 до 100% НКПР)	от 0 до 0,35 % об.д. (от 0 до 50% НКПР)	$\pm 0,02$ % об.д. (± 3 % НКПР)
Этилен (C_2H_4)	от 0 до 2,3 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 1,15 % об.д. (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,07$ % об.д. (± 3 % НКПР)
Пропилен (C_3H_6)	от 0 до 2 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 1,0 % об.д. (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,07$ % об.д. (± 3 % НКПР)
Ацетон (C_3H_6O)	от 0 до 2,5 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 1,25 % об.д. (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,08$ % об.д. (± 3 % НКПР)
Бензол (C_6H_6)	от 0 до 1,2 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,6 % об.д. (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,04$ % об.д. (± 3 % НКПР)
Толуол (C_7H_8)	от 0 до 1,1 % об.д. (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,55 % об.д. (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,03$ % об.д. (± 3 % НКПР)
Метанол (CH_3OH)	от 0 до 6,0 % об.д. (от 0 до 100% НКПР)	от 0 до 3,0 % об.д. (от 0 до 50% НКПР)	$\pm 0,2$ % об.д. (± 3 % НКПР)
Этанол (C_2H_5OH)	от 0 до 3,1 % об. д. (от 0 до 100% НКПР)	от 0 до 0,78 % об. д. (от 0 до 25% НКПР)	$\pm 0,1$ % об.д. ± 3 % НКПР
	от 0 до 3,1 % об. д. (от 0 до 100% НКПР)	от 0 до 1,55 % об. д. (от 0 до 50% НКПР)	$\pm 0,1$ % об.д. ± 3 % НКПР
Бензин ²⁾³⁾	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	± 5 % НКПР
Дизельное топливо ²⁾⁴⁾	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	± 5 % НКПР
Керосин ²⁾⁵⁾	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР	± 5 % НКПР

Определяемый компонент	Диапазон показаний объемной доли определяемого компонента	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Пределы основной допускаемой абсолютной погрешности
Сумма углеводородов СН	от 0 до 1,0 % об.д. (от 0 до 100% НКПР)	от 0 до 0,5 % об.д. (от 0 до 50% НКПР)	±0,03 % об.д. (±3 % НКПР)
	от 0 до 1,7 % об.д. (от 0 до 100% НКПР)	от 0 до 0,85 % об.д. (от 0 до 50% НКПР)	±0,05 % об.д. (±3 % НКПР)
¹⁾ – значение НКПР для определяемых компонентов по ГОСТ 30852.19-2002. ²⁾ – бензин, керосин и дизельное топливо являются смесью углеводородов, поэтому калибруются по конкретной марке топлива, с указанием марки в паспорте на прибор; ³⁾ – пары бензина по ГОСТ Р 51313-99, ГОСТ Р 51866-2002; ГОСТ 1012-2013 ⁴⁾ – пары керосина по ГОСТ Р 52050-2006; ⁵⁾ – пары дизельного топлива по ГОСТ 305-2013, ГОСТ 32511-2013.			

Таблица 11 – Метрологические характеристики систем АГИС-М с газоанализаторами (БПП) «ЭЛЬГАЗ-300» и «ЭЛЬГАЗ-400» с фотоионизационными сенсорами

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Пределы основной допускаемой приведенной погрешности ¹⁾ %
Изобутилен (i-C ₄ H ₈)	от 0 до 40 млн ⁻¹	±20
	от 0 до 2000 млн ⁻¹	±20
Ацетон (C ₃ H ₆ O)	от 0 до 200 млн ⁻¹	±20
	от 0 до 2000 млн ⁻¹	±20
Бензол (C ₆ H ₆)	от 0 до 20 млн ⁻¹	±20
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	±20
Толуол (C ₇ H ₈)	от 0 до 20 млн ⁻¹	±20
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	±20
Ксилол (C ₈ H ₁₀)	от 0 до 20 млн ⁻¹	±20
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	±20
Этилацетат (C ₄ H ₈ O ₂)	от 0 до 200 млн ⁻¹	±20
	от 0 до 8000 млн ⁻¹	±20
Пары углеводородов СН	от 0 до 40 млн ⁻¹	±20
	от 0 до 2000 млн ⁻¹	±20
Пары бензина ²⁾	от 0 до 2000 млн ⁻¹	±20
Пары керосина ³⁾	от 0 до 2000 млн ⁻¹	±20
Пары топлива дизельного ⁴⁾	от 0 до 2000 млн ⁻¹	±20
Пары углеводородов нефти ⁵⁾	от 0 до 2000 млн ⁻¹	±20

¹⁾ – приведенная погрешность нормирована к верхнему значению диапазона измерений; ²⁾ – пары бензина по ГОСТ Р 51313-99, ГОСТ Р 51866-2002; ГОСТ 1012-2013 ³⁾ – пары керосина по ГОСТ Р 52050-2006; ⁴⁾ – пары дизельного топлива по ГОСТ 305-2013, ГОСТ 32511-2013; ⁵⁾ – пары нефти по ГОСТ Р 51858-2002. - по дополнительному заказу возможна поставка газоанализаторов отградуированных в единицах измерений массовой концентрации мг/м ³ . Пересчет результатов измерений, выраженных в объемных долях, млн ⁻¹ , в единицы массовой концентрации, мг/м ³ , осуществляется автоматически для условий 20 °C и 101,3 кПа;

Таблица 12 – Дополнительные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу диапазона измерений погрешности преобразования входного сигнала в показания на дисплее системы АГИС-М	± 0,2
Пределы допускаемой дополнительной погрешности газоанализатора при изменении температуры окружающей среды на каждые 10 °C в диапазоне условий эксплуатации, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	± 0,5
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения относительной влажности окружающей среды в диапазоне условий эксплуатации на каждые 10 % относительно нормальных условий измерений ¹⁾ , в долях от предела допускаемой основной погрешности	± 0,5
Предел вариации выходного сигнала в долях от предела допускаемой основной погрешности	0,5
¹⁾ - нормальные условия измерений (температура окружающего воздуха от 15°C до 25 °C; относительная влажность окружающего воздуха от 30 % до 80 %; атмосферное давление от 98,0 до 104,6 кПа)	

Таблица 13 – Основные технические характеристики систем АГИС-М

Наименование характеристики	Значение
Номинальное время срабатывания ИК системы АГИС-М (от уровня 0,1 до уровня 0,9 при скачкообразном изменении ДВК метана от нулевого уровня до максимального) с оптическим (ИК) сенсором, Т ₉₀ , с, не более:	10
Номинальное время срабатывания ИК системы АГИС-М, Т ₉₀ , с, не более:	
- с оптическим (ИК) сенсором, ДВК газов и паров, кроме метана;	15
- с термokatалитическим (ТК) сенсором;	10
- с электрохимическим сенсором (ЭХ) (кроме кислорода);	45
- с электрохимическим сенсором (ЭХ) (кислород);	30
- с фотоионизационным (ФИ) сенсором.	60
Диапазон настройки предупредительного и аварийного порогов срабатывания сигнализации, % диапазона измерений	от 5 до 95
Параметры электрического питания:	
Напряжение переменного тока от внешнего источника, В	220 ± 22
Частота переменного тока, Гц	50 ± 1
Потребляемая мощность, В·А, не более:	
- минимальная;	300
- максимальная;	1500
Входные и выходные сигналы ¹⁾ :	

Наименование характеристики	Значение
- цифровой: - аналоговый токовый, мА - дискретные, А	RS485, CAN2.0, Ethernet, HART от 4 до 20 до 32
Максимальные габаритные размеры блока БВП системы АГИС-М (высота×ширина×длина), мм	2400×1200×1200
Минимальные габаритные размеры блока БВП системы АГИС-М (высота×ширина×длина), мм	250×300×250
Масса блока БВП системы АГИС-М с максимальными габаритными размерами, кг, не более:	500
Масса блока БВП системы АГИС-М с минимальными габаритными размерами, кг, не более:	10
Условия эксплуатации для блока БВП системы АГИС-М:	
атмосферное давление, кПа	от 96 до 104
относительная влажность (без конденсации), %	от 30 до 98
температура окружающей среды, °С	от + 5 до + 55 ²⁾
Средняя наработка до отказа, ч	120 000
Средний срок службы, лет	25 ³⁾
Степень защиты блока БВП системы АГИС-М по ГОСТ 14254-2015	IP65
¹⁾ – в зависимости от конфигурации системы АГИС-М; ²⁾ – по специальному заказу возможно изготовление системы в шкафу для эксплуатации при температуре от -50 °С до + 55 °С; ³⁾ – при условии проведения заводом-изготовителем капитального ремонта с полным восстановлением ресурса блоков БВП и БПП.	

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации, паспорт системы АГИС-М и на шильдик системы.

Комплектность средства измерений

Таблица 14 – Комплектность систем АГИС-М

Наименование	Обозначение	Количество
Система мониторинга аналитическая газоизмерительная (конфигурация системы, в т.ч. количество БВП и БПП определяется техническим заданием)	АГИС-М	1 шт.
Паспорт	ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	РЭ 2253.001.37	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.
Документация на компоненты системы	-	1 комплект

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации РЭ 2253.001.37 (раздел 1 «Описание и принцип работы системы мониторинга аналитической газоизмерительной АГИС-М»).

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»;

ГОСТ IEC 60079-29-1-2013 Взрывоопасные среды. Часть 29-1. Газоанализаторы. Требования к эксплуатационным характеристикам газоанализаторов горючих газов;

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

ГОСТ Р МЭК 61207-1-2009 «Газоанализаторы. Выражение эксплуатационных характеристик. Часть 1. Общие положения»;

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

ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»;

ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;

ТУ 26.51.53-011-38208832-2017 Системы мониторинга аналитические газоизмерительные АГИС-М. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭльГаз» (ООО «ЭльГаз»)

ИНН 7723823538

Юридический адрес: 117105, г. Москва, ул. Шоссе Варшавское, д. 17, стр. 3

Тел.: +7 (495) 128-00-60; Факс: +7 (499) 643-83-75

Сайт: www.elgascompany.ru;

E-mail: info@elgascompany.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭльГаз» (ООО «ЭльГаз»)

ИНН 7723823538

Юридический адрес: 117105, г. Москва, ул. Шоссе Варшавское, д. 17, стр. 3

Адрес места осуществления деятельности: 123308, г. Москва, пр-кт Маршала Жукова, д. № 4, стр. 1, эт. 3, помещ. 10

Сайт: www.elgascompany.ru;

E-mail: info@elgascompany.com

Испытательный центр

Акционерное общество «Головной центр стандартизации, метрологии и сертификации в химическом комплексе «Центрохимsert» (АО «Центрохимsert»)

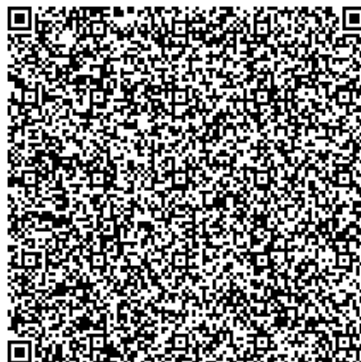
Адрес юридический: 129226, г. Москва, ул. Сельскохозяйственная, д. 12А

Адрес почтовый: 129226, г. Москва, ул. Сельскохозяйственная, д. 12А

Тел. (факс): +7 (499) 750-21-51

E-mail: chemsert@yandex.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30081-12.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» ноября 2023 г. № 2524

Регистрационный № 90588-23

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Солемеры нефти автоматические лабораторные САН-Л

Назначение средства измерений

Солемеры нефти автоматические лабораторные САН-Л предназначены для измерений массовой концентрации хлористых солей (NaCl) в нефти и пробах воды (далее – солесодержание).

Описание средства измерений

Принцип действия солемеров нефти автоматических лабораторных САН-Л (далее солемеров) основан на измерении активной составляющей электрической проводимости водной вытяжки солей из нефти, измерении температуры водной вытяжки и пересчете измеренного значения проводимости с учетом температуры, соотношения объемов нефти и воды, использованных при получении вытяжки, и параметров датчика в эквивалентное солесодержание хлористого натрия (NaCl) в нефти.

Солемеры имеют две модификации: САН-Л - солемеры нефти автоматические лабораторные и САН-ЛВ - солемеры воды автоматические лабораторные переносные. Модификация САН-ЛВ предназначена для измерений солесодержания (NaCl) в пробах воды различного происхождения.

Обе модификации солемеров предназначены для измерений параметров сходных измеряемых сред – водных растворов солей, они имеют идентичную измерительную часть, состоящую из первичного преобразователя (датчика) и вторичного преобразователя (блока обработки информации), соединенных сигнальным кабелем.

Датчик имеет пластиковый корпус, верхняя часть которого образует стакан для налива измеряемой жидкости, в нижней части находится электронная плата первичного преобразования. На дне стакана размещены три плоскопараллельных электрода, образующих чувствительный элемент для измерения проводимости и цифровой термометр в водонепроницаемом корпусе.

Корпус блока обработки информации и датчика может быть выполнен в различных цветовых исполнениях.

Блок обработки информации конструктивно состоит из пластикового корпуса, внутри которого размещена печатная плата с электронными элементами. На верхней поверхности корпуса расположен жидкокристаллический дисплей и клавиатурная панель. На задней торцевой поверхности расположены разъемы сигнального кабеля, кабеля питания, выключатель внешнего питания и выключатель питания от внутренней батареи (для модификации САН-ЛВ).

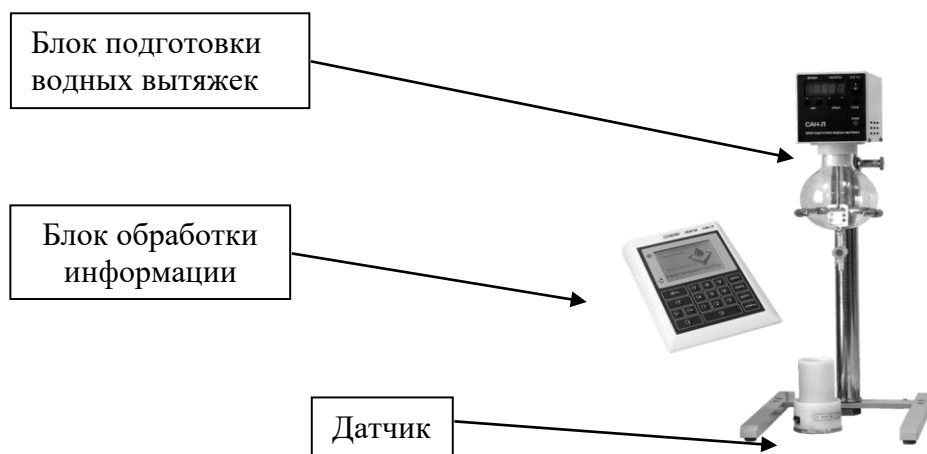


Рисунок 1 – Общий вид солемера САН-Л



Рисунок 2 – Общий вид солемера САН-ЛВ

Общий вид солемеров САН-Л и САН-ЛВ со всеми компонентами, входящими в эти модификации, показан на рисунках 1 и 2. На передней панели блока обработки информации солемеры обозначаются как «Солемер нефти САН-Л» и «Солемер воды САН-ЛВ». Отличия модификаций солемеров САН-Л и САН-ЛВ состоят в различном наборе сервисных устройств. Для модификации САН-Л таким устройством является блок подготовки водных вытяжек. В комплект модификации САН-ЛВ входит черпак для зачерпывания измеряемой жидкости и налива ее в датчик, транспортировочный бокс и кабель для подключения к бортовой сети автомобиля. Блок подготовки водных вытяжек предназначен для выделения из нефти содержащихся в ней солей и перевода их в состояние водного раствора. Он имеет размещенный на штативе корпус, в котором установлен электродвигатель с системой управления скоростью вращения и временем перемешивания пробы. На передней панели корпуса размещена клавиатура для задания параметров перемешивания и светодиодный дисплей для их визуализации. Вал электродвигателя с лопаткой для перемешивания опущен в закрепленную ниже на штативе специальную делительную воронку, в которую заливается проба нефти с добавленной дистиллированной водой.



Место пломбирования

Знак утверждения типа

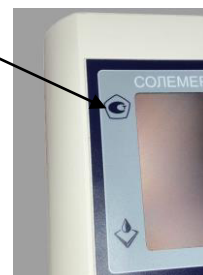


Рисунок 3 – Схема пломбирования

Рисунок 4 – Место нанесения знака утверждения типа

Места нанесения заводских номеров



Рисунок 5а – Заводской номер на блоке обработки информации



Рисунок 5б – Заводской номер на датчике



Рисунок 5в – Заводской номер блока подготовки водных вытяжек

Заводские номера имеют цифровой формат. Заводской номер солемеров наносится на заднюю торцевую поверхность блока обработки информации типографским методом в виде индивидуального стикера (рисунок 5а) и дублируется на шильдике, закрепленном на датчике, методом ударного клеймления (рисунок 5б). Заводской номер блока подготовки водных вытяжек наносится на шильде, закрепленном на задней панели корпуса, методом ударного клеймления (рисунок 5в). Блок подготовки водных вытяжек является взаимозаменяемой составной частью, его заводской номер в паспорте не указывается.

Пломба в виде наклейки наносится изготовителем на заднюю панель блока обработки информации (рисунок 3).

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) является встроенным. Идентификационные данные встроенного ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование	Ver03
Номер версии (идентификационный номер)	023
Цифровой идентификатор	0xDABB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16

Встроенное ПО защищено от несанкционированного изменения пломбировочной наклейкой на корпусе блока обработки (рисунок 3), препятствующей доступу к электронной схеме прибора. ПО исключает возможность модификации или удаления данных через интерфейсы пользователя. Доступ к градуировочным коэффициентам защищен посредством пароля. Конструкция СИ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО СИ и измерительную информацию. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» согласно Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
Диапазон измерений солесодержания, мг/дм ³	от 0 до 2000			
Пределы допускаемой абсолютной погрешности, мг/дм ³	Поддиапазон измерений солесодержания, мг/дм ³			
	от 0 до 50 включ.	св. 50 до 200 включ.	св. 200 до 1000 включ.	св. 1000 до 2000
	±1,5	±3,0	±12,5	±32,0

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	Модификации солемеров	
	САН-Л	САН-ЛВ
Диапазон вычисляемого солесодержания, мг/дм ³	от 0 до 200000	
Габаритные размеры, мм, не более - датчика (диаметр × высота) - блока обработки информации (Д×Ш×В) - блока подготовки водных вытяжек (Д×Ш×В) - транспортировочного бокса (Д×Ш×В) - черпака (Д×Ш×В)	65×110 210×150×80 310×230×570 - -	65×110 210×150×80 - 600×350×250 200×120×150
Масса, кг, не более - датчика - блока обработки информации - блока подготовки водных вытяжек	0,25 0,7 4,5	0,25 0,7 -
Параметры измеряемой среды: - температура, °С	от +15 до +35	от +15 до +35
Количество сохраняемых записей измерений	-	100
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от +15 до +35 80 от 84 до 106,7	от +15 до +35 80 от 84 до 106,7
Обработка результатов измерений	автоматическая	автоматическая
Представление результатов измерений	в цифровом виде	в цифровом виде
Напряжение питания, В	переменное 230±23	переменное 230±23,

Наименование характеристики	Значение	
	Модификации солемеров	
	САН-Л	САН-ЛВ
		постоянное 12±1,2 4 элемента типа АА
Потребляемая мощность, Вт, не более		
- блока обработки информации	6	6
- блока подготовки водных вытяжек	35	-
Средняя наработка до отказа, ч	15000	
Средний срок службы, лет	10	

Знак утверждения типа

наносится в верхней левой части лицевой панели блока обработки информации методом шелкографии (рисунок 4) и в верхнем левом углу титульного листа руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплект поставки должен соответствовать таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование изделия	Обозначение	Количество, шт.
Солемеры нефти автоматические лабораторные модификация САН-Л		
Блок обработки информации	САН-Л.03.00.000	1
Блок подготовки водных вытяжек	САН-Л.02.00.000	1
Датчик	САН-Л.01.00.000	1
Кабель сигнальный	САН-Л.04.00.000	1
Кабель питания 230 В	САН-Л.05.00.000	1
Руководство по эксплуатации	САН-Л.00.00.000 РЭ	1
Методика поверки	-	1
Солемеры нефти автоматические лабораторные модификация САН-ЛВ		
Блок обработки информации	САН-ЛВ.01.00.000	1
Датчик	САН-Л.01.00.000	1
Кабель сигнальный	САН-Л.04.00.000	1
Кабель питания 230 В	САН-Л.05.00.000	1
Кабель питания 12 В	САН-Л.06.00.000	1
Транспортировочный бокс	САН-Л.07.00.000	1
Черпак	САН-Л.08.00.000	1
Руководство по эксплуатации	САН-Л.00.00.000 РЭ	1
Методика поверки	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «ОПИСАНИЕ РАБОТЫ СОЛЕМЕРОВ» руководства по эксплуатации САН-Л.00.00.000 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ТУ 4215-005-43717286-2023 «Солемеры нефти автоматические лабораторные САН-Л. Технические условия».

Правообладатель

Акционерное общество Научно-производственное предприятие
«Нефтесервисприбор» (АО НПП «Нефтесервисприбор»)
ИНН 6450941930
Юридический адрес: 410038, г. Саратов, 2-й Соколовогорский пр-д, д. 2
Телефон: +7 (8452) 751599, факс +7 (8452) 751866
Web-сайт: nsp-sar.ru
E-mail: gva@nsp-sar.ru

Изготовитель

Акционерное общество Научно-производственное предприятие
«Нефтесервисприбор» (АО НПП «Нефтесервисприбор»)
ИНН 6450941930
Адрес: 410038, г. Саратов, 2-й Соколовогорский пр-д, д. 2
Телефон: +7 (8452) 751599, факс +7 (8452) 751866
Web-сайт: nsp-sar.ru
E-mail: gva@nsp-sar.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний им. Б.А.Дубовикова в Саратовской области» (ФБУ «Саратовский ЦСМ им. Б.А.Дубовикова»)
Адрес: 410065, г. Саратов, ул. Тверская, д. 51 А
Телефон: (8452) 63-26-09
Факс: (8452) 63-24-26
Web-сайт: www.sarcsm.ru
E-mail: scsm@gosmera.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310663.

