

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» февраля 2024 г. № 292

Регистрационный № 91222-24

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Влагомеры INSOL-903

Назначение средства измерений

Влагомеры INSOL-903 (далее – влагомеры) предназначены для измерений объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов, движущихся в потоке по трубопроводам добывающих скважин, внутренней и внешней систем перекачки нефти и нефтепродуктов на различных технологических установках.

Описание средства измерений

Принцип действия влагомеров основан на поглощении энергии микроволнового излучения в зависимости от диэлектрической проницаемости среды, протекающей вдоль стержня влагомера. Передатчик влагомера излучает импульсы по погруженному в измеряемую среду волноводу, часть энергии излученных импульсов отражается от всех границ раздела жидкостей с различной диэлектрической проницаемостью и возвращается по волноводу в приемник влагомера.

Конструктивно влагомеры состоят из электронного блока и волновода, которые соединены между собой.

Электронный блок влагомера представляет собой корпус с электроникой, который состоит из генератора измерительных частот с диапазоном перестройки от 10 до 900 МГц, с шагом 1 МГц и устройства измерения уровня сигнала генератора. Высокочастотный сигнал, распространяясь по волноводу, отражается от всех границ раздела пропорционально изменению диэлектрической проницаемости, а также замедляет или увеличивает скорость распространения в зависимости от значения диэлектрической проницаемости среды.

Измерительный алгоритм, основанный на использовании методов цифровой обработки сигналов, установленный в приборе, позволяет получить и выдать измеренные значения объемного влагосодержания в аналоговом виде (4 - 20 мА) и (или) цифровом кодированном сигнале (по интерфейсу RS485 и/или Ethernet) и (или) визуально с использованием интерфейса электронного блока.

Общий вид влагомеров приведен на рисунке 1. Пломбирование влагомеров от несанкционированного доступа к местам настройки и от вмешательства в процессе измерений производится пломбированием свинцовой пломбой места кабельного ввода и места соединения корпуса и измерительного блока влагомера.

Маркировка влагомеров, содержащая информацию о заводском номере влагомера, наносится методом шелкографии на информационной табличке, прикрепляемому к корпусу взрывозащитной оболочки электронного блока (рисунок 2). Заводские номера имеют цифровое обозначение.

Нанесение знака поверки на влагомеры не предусмотрено.

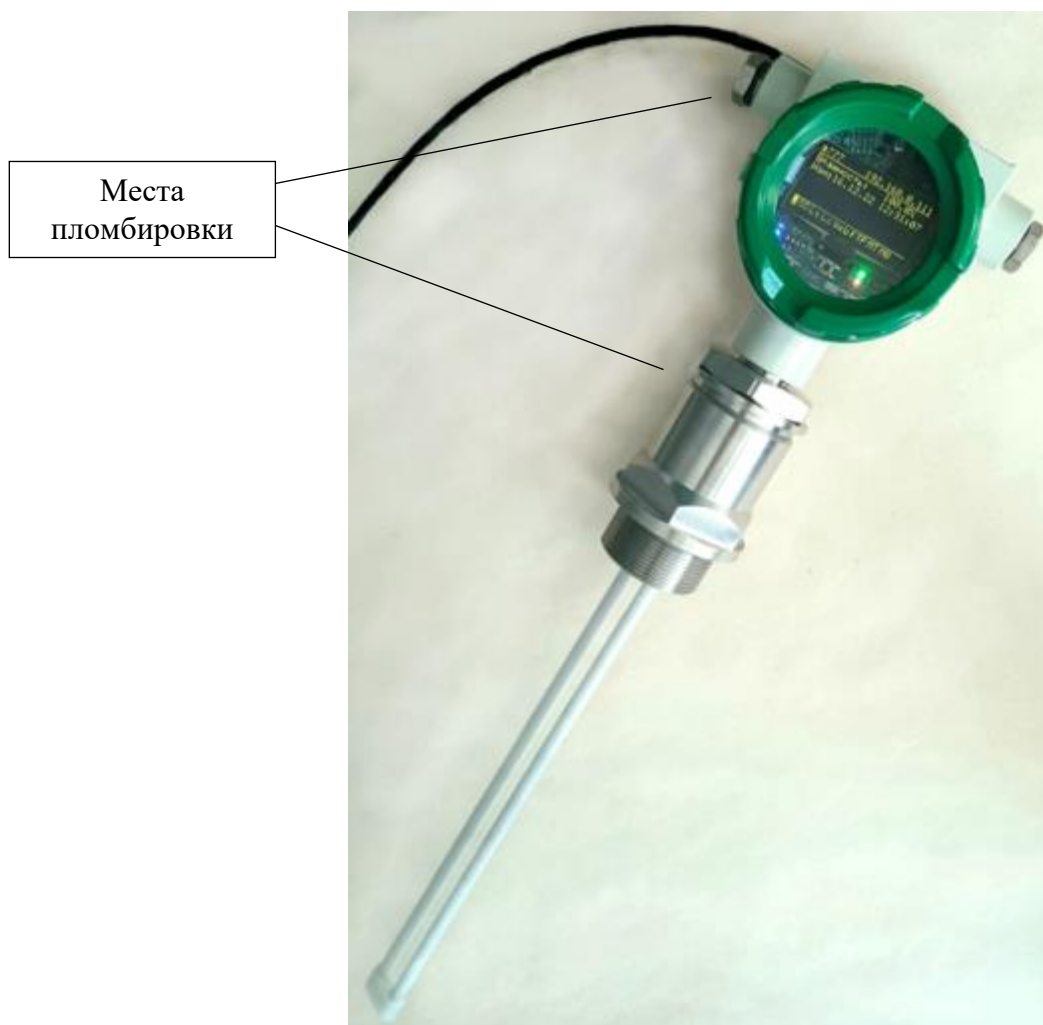


Рисунок 1 – Общий вид влагомеров с указанием мест пломбировки

Влагомеры INSOL-903		
Дата выпуска	ООО «ИНСОЛ»	 
	Сертификат соответствия	
Модель		
Зав. номер		
$\text{--- } ^\circ\text{C} < T_{\text{окр}} < \text{--- } ^\circ\text{C}$		
Открывать, отключив от сети!		
г. Уфа, ул. Кировоградская, д.36/2		

Рисунок 2 – Общий вид информационной таблички на корпусе влагомера

Программное обеспечение

является встроенным, устанавливается в энергонезависимую память при изготовлении. В процессе эксплуатации данное программное обеспечение не может быть изменено, так как пользователь не имеет к нему доступа.

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» защиты программного обеспечения и измерительной информации по Р 50.2.077-2014. Нормирование метрологических характеристик влагомеров проведено с учетом того, что программное обеспечение является неотъемлемой частью влагомеров и не является метрологически значимым. Доступ к настройкам влагомера защищен посредством пароля. Идентификационные данные встроенного программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	-
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.15.3
Цифровой идентификатор программного обеспечения	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики влагомеров

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемной доли воды, %	от 0,01 до 99,9
Пределы допускаемой абсолютной погрешности, %, в поддиапазонах: от 0,01 до 50 вкл. св. 50 до 99,9	$\pm 0,4$ $\pm 1,5$

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Характеристика	Значение
Длина чувствительного элемента (волновода), мм, не более	750
Температура контролируемой среды, °C	от 0 до + 100
Напряжение питания, В	24 или 48
Потребляемая мощность, Вт, не более	7
Масса корпуса, кг, не более	10
Габаритные размеры, мм, не более: - ширина - высота - длина	300 300 1000
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP66
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - атмосферное давление, кПа, не менее - влажность окружающей среды при температуре 35 °C, %, не более	от - 50 до + 55 60 98

Характеристика	Значение
Срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	90 000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорт типографским способом.

Комплектность средства измерений

приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Влагомер	INSOL-903	1 шт.
Кабельные вводы		1 шт.
Паспорт	INSOL90X.01.00.000 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	INSOL903.01.00.000 РЭ	1 экз.
Методика поверки		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.5 руководства по эксплуатации INSOL903.01.00.000 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 8.614-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов;

ТУ 26.51.53.120-004-06157257.2021 Влагомер INSOL-903. Технические условия.

Правообладатель

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

ИНН 0274922832

Юридический адрес: 450001, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Кировоградская, д. 36/2

Телефон: +7 (347) 246-60-24

E-mail: info@insol.su

Web-сайт: www.insolsoft.ru

Изготовитель

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

ИНН 0274922832

Адрес: 450001, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Кировоградская, д. 36/2

Телефон: +7 (347) 246-60-24

E-mail: info@insol.su

Web-сайт: www.insolsoft.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-
исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР - филиал
ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Адрес: 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7А

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

Телефон: +7 (843) 272-70-62. Факс: +7 (843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы многоканальные Авангард G4P

Назначение средства измерений

Газоанализаторы многоканальные Авангард G4P (далее – газоанализаторы) предназначены для измерений концентраций горючих газов, объемной доли кислорода, токсичных и вредных газов и паров летучих органических соединений в воздухе рабочей зоны и подачи предупредительной сигнализации о достижении установленных пороговых значений.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализаторов определяется типом используемого сенсора:

- термokatалитический (ТК) основан на тепловых эффектах протекающих химических реакций;
- электрохимический (ЭХ) основан на изменении электрических параметров электродов, находящихся в контакте с электролитом, в присутствии определяемого газа;
- оптический (инфракрасный) (ИК) основан на поглощении молекулами определяемого газа энергии светового потока в инфракрасной области спектра;
- фотоионизационный (ФИД) основан на ионизации молекул органических и неорганических веществ фотонами высокой энергии.

Газоанализаторы представляют собой автоматические портативные, индивидуальные, многоканальные приборы непрерывного действия, которые предназначены для одновременного измерения концентрации от 1 до 5 определяемых компонентов.

Газоанализаторы состоят из пластикового корпуса, в котором могут быть установлены от одного до четырех сменных сенсоров, микропроцессор, устройство сигнализации и блок аккумуляторов. Встроенный микропроцессор управляет всем процессом измерений и преобразует электрические сигналы сенсоров в показания на дисплее. На лицевой панели корпуса размещены: жидкокристаллический дисплей, сигнальные лампы, служащие для оповещения о состоянии атмосферы и газоанализатора, динамик для оповещения о состоянии атмосферы и газоанализатора, гнездо сенсоров, кнопочная клавиатура (три кнопки).

Способ отбора пробы – принудительный с помощью встроенного насоса (по умолчанию), либо диффузионный.

Газоанализаторы обеспечивают выполнение следующих функций:

- непрерывное измерение концентрации определяемого компонента и отображение измеренных значений на дисплее;
- автоматическая или принудительная градуировка нуля;
- самодиагностика при включении и во время работы;
- сигнализация (звуковая, световая, вибрация) при выходе за установленные пороги;
- сохранение в энергонезависимой памяти архива значений содержания определяемого компонента по каждому измерительному каналу, даты и времени измерения значений;

- диффузионный забор пробы воздуха (в отсутствии подключенного насоса);
- непрерывный забор пробы воздуха при включении встроенного электронасоса на расстоянии до 30 м от места забора;
- передача данных на ПК при помощи USB-кабеля;
- передача данных по Bluetooth на смартфон, персональный контроллер или ПК в режиме реального времени (опционально).
- передача данных по LoRa на смартфон, персональный контроллер или ПК в режиме реального времени (опционально).

Газоанализаторы имеют жидкокристаллический монохромный цифровой дисплей с подсветкой, обеспечивающий отображение:

- результатов измерений содержания определяемых компонентов;
- текущих дат и времени;
- уровень заряда аккумуляторов;
- три порога аварийной сигнализации;
- меню пользователя;
- даты калибровки сенсоров;
- активности пользователя;
- состояния насоса;
- состояния беспроводной связи.

Общий вид газоанализаторов приведен на рисунке 1.

Пломбирование и нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, наносится типографским способом на идентификационную табличку (рисунок 2), наклеенную на заднюю панель газоанализаторов.



Рисунок 1 – Общий вид газоанализаторов многоканальных Авангард G4P

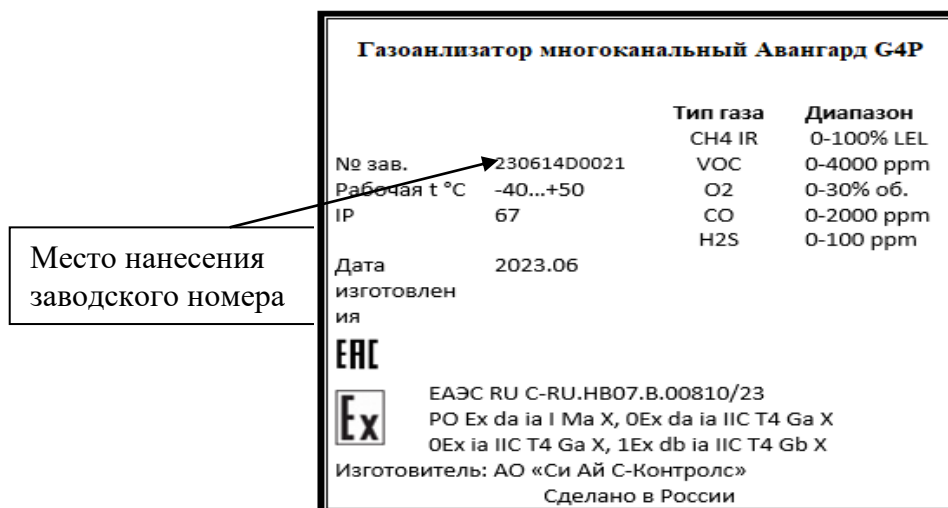


Рисунок 2 – Идентификационная табличка

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют встроенное программное обеспечение (ПО). ПО осуществляет следующие функции:

- расчет содержания определяемого компонента;
- отображение результатов измерений на цифровом дисплее;
- самодиагностика;
- сравнение измеренных значений содержания определяемых компонентов с установленными пороговыми значениями и выдача сигнала о достижении этих уровней;
- проведение градуировки газоанализатора;
- контроль целостности программных кодов ПО, калибровочных констант;
- контроль внутренних параметров газоанализатора;
- память данных / журнал событий.

Газоанализаторы обеспечивают срабатывание сигнализации по трем порогам:

- звуковым сигналом;
- светодиодным индикатором;
- вибрационным сигналом тревоги;
- отображением на дисплее символов, обозначающих пороги срабатывания.

Уровень защиты ПО «средний» 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.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Avangard firmware
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	v1.2.6
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики газоанализаторов приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Определяемый компонент	Тип сенсора	Диапазон измерений ¹⁾²⁾ объемной доли (%), до взрывоопасной концентрации, % НКПР, определяемого компонента (массовой концентрации, мг/м ³)	Пределы допускаемой погрешности, приведенной к ВПИ (верхнему пределу измерений), %	Время установления показаний Т _{0,9} , с, не более
Сероводород (H ₂ S)	ЭХ	от 0 до 200 млн ⁻¹ (от 0 до 286,6 мг/м ³)	±5	20
Оксид углерода (CO)	ЭХ	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 1 176 мг/м ³)	±3	20
Кислород (O ₂)	ЭХ	от 0 до 30 %	±3	15
Цианистый водород (HCN)	ЭХ	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 1135,3 мг/м ³)	±2	120
Диоксид азота (NO ₂)	ЭХ	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 38,64 мг/м ³)	±2	25
Аммиак (NH ₃)	ЭХ	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 71,53 мг/м ³)	±2	90
Диоксид серы (SO ₂)	ЭХ	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 53,8 мг/м ³)	±2	45
Фосфин (PH ₃)	ЭХ	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 28,2 мг/м ³)	±2	60
Формальдегид (H ₂ CO)	ЭХ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 12,6 мг/м ³)	±5	120
Метантиол (CH ₃ SH)	ЭХ	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 19,96 мг/м ³)	±2	40
Метан (CH ₄)	ИК	от 0 до 5 %	±3	30
		от 0 до 4,4 %	±3	
Пропан (C ₃ H ₈)	ИК	от 0 до 2 %	±3	30
Метан (CH ₄)	ТК	от 0 до 100 % НКПР	±5	12
Пропан (C ₃ H ₈)	ТК	от 0 до 100 % НКПР	±5	5
Бутан (C ₄ H ₁₀)	ТК	от 0 до 100 % НКПР	±5	5
Бензол (C ₆ H ₆)	ФИД	от 0 до 6000 млн ⁻¹ (от 0 до 19 683,6 мг/м ³)	±15	3
Толуол (C ₇ H ₈)	ФИД	от 0 до 6000 млн ⁻¹ (от 0 до 23 219,4 мг/м ³)	±15	3
Стирол (C ₈ H ₈)	ФИД	от 0 до 6000 млн ⁻¹ (от 0 до 26 245,8 мг/м ³)	±15	3
Ксилол (C ₈ H ₁₀)	ФИД	от 0 до 6000 млн ⁻¹ (от 0 до 26426,2 мг/м ³)	±15	3
Сумма углеводородов C _x H _y (поверочный компонент i-C ₄ H ₈)	ФИД	от 0 до 6000 млн ⁻¹ (от 0 до 14139,72 мг/м ³)	±15	3
Пары нефтепродуктов (по Изобутилену (i-C ₄ H ₈))	ФИД	от 0 до 6000 млн ⁻¹ (от 0 до 14139,72 мг/м ³)	±15	3

Определяемый компонент	Тип сенсора	Диапазон измерений ¹⁾²⁾ объемной доли (% , млн ⁻¹), до взрывоопасной концентрации, % НКПР, определяемого компонента (массовой концентрации, мг/м ³)	Пределы допускаемой погрешности, приведенной к ВПИ (верхнему пределу измерений), %	Время установления показаний Т _{0,9} , с, не более
Пары бензина ³⁾ (по Изобутилену (i-C ₄ H ₈))	ФИД	от 0 до 6000 млн ⁻¹ (от 0 до 14139,72 мг/м ³)	±15	3
Пары дизельного топлива ⁴⁾ (по Изобутилену (i-C ₄ H ₈))	ФИД	от 0 до 6000 млн ⁻¹ (от 0 до 14139,72 мг/м ³)	±15	3
Пары керосина ⁵⁾ (по Изобутилену (i-C ₄ H ₈))	ФИД	от 0 до 6000 млн ⁻¹ (от 0 до 14139,72 мг/м ³)	±15	3
Изобутилен (i-C ₄ H ₈)	ФИД	от 0 до 6000 млн ⁻¹ (от 0 до 14139,72 мг/м ³)	±15	3

¹⁾ Пересчет значений объемной доли X, млн⁻¹, в массовую концентрацию C, мг/м³, проводят по формуле: $C = X \cdot M / V_m$, где C – массовая концентрация компонента, мг/м³; M – молярная масса компонента, г/моль; V_m – молярный объем газа-разбавителя - воздуха, равный 24,06, при условиях (20 °C и 101,3 кПа по ГОСТ 12.1.005-88), дм³/моль;
²⁾ Значения НКПР для горючих газов и паров в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020;
³⁾ Пары бензина по ГОСТ Р 51313-99, ГОСТ Р 51866-2002; ГОСТ 1012-2013;
⁴⁾ Пары дизельного топлива по ГОСТ 305-2013, ГОСТ 32511-2013;
⁵⁾ Пары керосина по ГОСТ Р 52050-2006

Таблица 3 – Дополнительные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды от -40 °C до +15 °C включ. и св. +25 °C до +50 °C на каждые 10 °C, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±0,5

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время прогрева, мин, не более	1
Габаритные размеры (Д×Ш×В), мм, не более	157×84,5×58,5
Масса, кг, не более (включая батарею и внешний фильтр)	0,365
Напряжение питания, В	3,7 ± 0,5
Время непрерывной работы без подзарядки аккумулятора, ч, не менее	20
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность (без образования конденсата), % - атмосферное давление, кПа	от -40 до +50 от 0 до 90 от 86 до 106

Наименование характеристики	Значение
Маркировка взрывозащиты С термокаталитическим, электрохимическим сенсором С оптическим, электрохимическим сенсором С фотоионизационным, электрохимическим сенсором	PO Ex da ia I Ma X 0Ex da ia IIC T4 Ga X 1Ex db ia IIC T4 Gb X 0Ex ia IIC T4 Ga X
Защита от внешних воздействий по ГОСТ 14254-2015	IP67
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	10000
Средний срок службы, лет, не менее	15

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность поставки газоанализаторов приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплект поставки газоанализаторов

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор многоканальный	Авангард G4P	1 шт.
Кредл (устройство для зарядки и считывания информации с ГА)	-	1 шт.
220В/1А адаптер питания	-	1 шт.
USB-кабель	-	1 шт.
Внешний фильтр	-	1 шт.
Калибровочный адаптер	-	1 шт.
Алюминиевый транспортировочный кейс	-	1 шт.
Паспорт газоанализатора	-	1 экз.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3.1 «Методы измерений» документа «Газоанализаторы многоканальные Авангард G4P. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Приказ Росстандарта от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

ГОСТ Р 52350.29.1-2010 «Газоанализаторы. Общие технические требования и методы испытаний газоанализаторов горючих газов»;

ГОСТ IEC 60079-29-1-2013 «Газоанализаторы. Требования к эксплуатационным характеристикам газоанализаторов горючих газов»;

ГОСТ 24032-80 «Приборы шахтные газоаналитические. Общие технические требования. Методы испытаний»;

ТУ 26.51.53-001-46813010-2022 «Газоанализаторы многоканальные Авангард G4P. Технические условия».

Правообладатель

Акционерное общество «Си Ай С-Контролс» (АО «Си Ай С-Контролс»)

ИНН 7701159497

Юридический адрес: 117105, г. Москва, Варшавское ш., д. 1, стр. 1-2

Телефон: +7 (495) 269-74-01; 269-74-02

E-mail: info@cis-controls.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Си Ай С-Контролс» (АО «Си Ай С-Контролс»)

ИНН 7701159497

Адрес: 117105, г. Москва, Варшавское ш., д. 1, стр. 1-2

Телефон: 8 (495) 269-74-01; 269-74-02

E-mail: info@cis-controls.ru

Испытательный центр

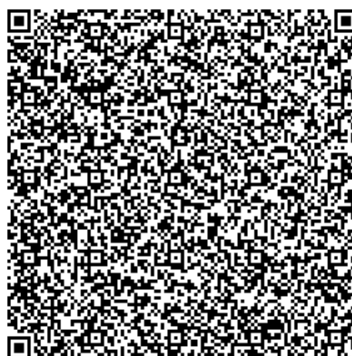
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ» (ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

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.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Спирометры SPIROVIT SP-1 G2

Назначение средства измерений

Спирометры SPIROVIT SP-1 G2 (далее по тексту – спирометры) предназначены для измерений расхода и объема воздуха, вдыхаемого и выдыхаемого человеком.

Описание средства измерений

Принцип действия спирометров основан на измерении скорости воздушного потока ультразвуковым доплеровским методом. В состав датчика спирометрии входят два ультразвуковых излучателя-приемника, расположенных под углом 45° к измерительному каналу определенного диаметра.

Ультразвуковой сигнал, который идет по направлению воздушного потока, ускоряется, а который идет против воздушного потока, замедляется. На основании этих данных можно определить скорость воздушного потока, а зная диаметр трубки потока и скорость потока, можно определить объем. Измеренные показатели объема и потока позволяют определить состояние функции внешнего дыхания пациента.

Конструктивно спирометры состоят из датчика спирометрии и спирометра. Сигнал от датчика спирометрии проходит через усилитель и поступает на вход аналого-цифрового преобразователя, где преобразуется в цифровой код и через интерфейс подается для обработки в спирометр, в котором осуществляется регистрация, хранение и обработка полученной информации по заданной программе.

Нанесение знака поверки на спирометры не предусмотрено.

Пломбирование спирометров от несанкционированного доступа не предусмотрено.

Заводской номер состоит из цифрового обозначения и наносится на обратную часть корпуса на шильд методом печати.

Общий вид спирометров представлен на рисунке 1. Место нанесения знака утверждения типа и заводского номера представлено на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид спирометров SPIROVIT SP-1 G2

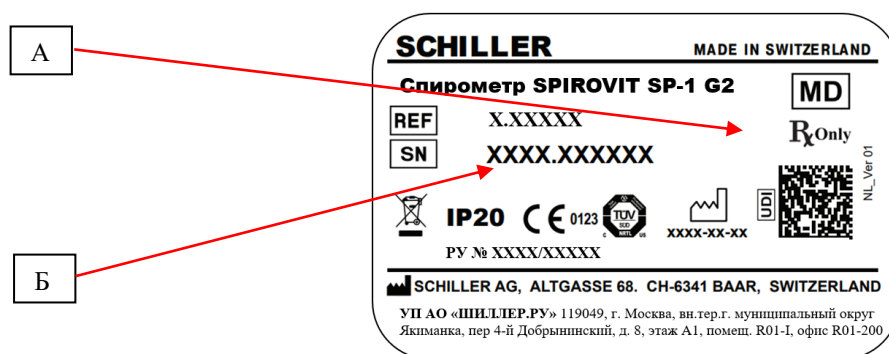


Рисунок 2 – Место нанесения знака утверждения типа (А) и заводского номера (Б)

Программное обеспечение

Программное обеспечение, установленное на спирометре, предназначено для управления, считывания и сохранения результатов измерений, изменения настроек и параметров спирометрических тестов. Программное обеспечение защищено от преднамеренных и непреднамеренных изменений.

Влияние программного обеспечения не приводит к выходу метрологических характеристик за пределы допускаемых значений. Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Конструкция средств измерений исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний объёма вдыхаемого (выдыхаемого) воздуха, л	от 0 до 20,0
Диапазон измерений объёма вдыхаемого (выдыхаемого) воздуха, л	от 0,2 до 8,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объёма вдыхаемого (выдыхаемого) воздуха, %	±3
Диапазон показаний объемного расхода вдыхаемого (выдыхаемого) воздуха, л/с	от 0 до 18,0
Диапазон измерений объемного расхода вдыхаемого (выдыхаемого) воздуха, л/с	от 0,4 до 12,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода вдыхаемого (выдыхаемого) воздуха, %	±5

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (ширина×высота×глубина), мм, не более	285×189×61
Масса спирометра, кг, не более	1,94
Питание: – напряжение, В – частота, Гц	от 100 до 240 50/60
Рабочие условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность воздуха, % – атмосферное давление, гПа	от +15 до +35 от 30 до 80 от 800 до 1060

Знак утверждения типа

наносится на шильд на обратную часть корпуса и (или) на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность спирометров

Наименование	Обозначение	Количество
Спирометр	SPIROVIT SP-1 G2	1 шт.
Датчик спирометрический	SpiroScout SP plus	1 шт.
Калибровочный насос ¹⁾	-	1 шт.
Дыхательная трубка одноразовая	ScoutTube	50 шт.
Носовой зажим	-	50 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Примечание		
¹⁾ – поставляется по отдельному заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 6 «Проведение регистрации» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 50444-2020 «Приборы, аппараты и оборудование медицинские. Общие технические требования»;

Стандарт предприятия «Спирометры SPIROVIT SP-1 G2».

Правообладатель

«SCHILLER AG», Швейцария

Адрес: Altgasse 68, 6341 Baar, Switzerland

Телефон: +41 41 766 42 42

E-mail: sale@schiller.ch

Изготовитель

«SCHILLER AG», Швейцария

Адрес: Altgasse 68, 6341 Baar, Switzerland

Телефон: +41 41 766 42 42

E-mail: sale@schiller.ch

Испытательный центр

Акционерное общество «Независимый институт испытаний медицинской техники» (АО «НИИМТ»)

Адрес: 115459, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 42

Телефон: +7 (495) 669-30-39, 410-69-05,

E-mail: niimt2@niimt2.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30035-12.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-5000

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-5000 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуаров – стальные вертикальные цилиндрические, номинальной вместимостью 5000 м³.

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью или нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуары представляют собой наземные вертикально расположенные стальные сосуды, состоящие из цилиндрической стенки, днища и крыши.

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

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

Резервуары РВС-5000 с заводскими номерами 11, 12 расположены на территории НПС «Калейкино» по адресу: Республика Татарстан, Альметьевский район.

Общий вид резервуаров РВС-5000 представлен на рисунках 1, 2.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВС-5000 №11



Рисунок 2 – Общий вид резервуара РВС-5000 №12

Пломбирование резервуаров РВС-5000 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	5000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (геометрический метод), %	±0,10

Т а б л и ц а 2 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
Температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +50
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	50

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 3- Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-5000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 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 расходов жидкости».

Правообладатель

Акционерное общество «Новокузнецкий завод резервуарных металлоконструкций имени Н.Е.Крюкова» (АО «НЗРМК им. Н.Е.Крюкова»)

ИНН 4221002780

Юридический адрес: 654033, Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк, ул. Некрасова (Кузнецкий р-н), д. 28

Телефон/ факс: +7 (3843) 35-66-99/ (3843) 35-66-82

Web-сайт: www.nzrmk.ru

E-mail: mrk@nzrmk.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Новокузнецкий завод резервуарных металлоконструкций имени Н.Е.Крюкова» (АО «НЗРМК им. Н.Е.Крюкова»)

ИНН 4221002780

Адрес: 654033, Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк, ул. Некрасова (Кузнецкий р-н), д. 28

Телефон/ факс: +7 (3843) 35-66-99/ (3843) 35-66-82

Web-сайт: www.nzrmk.ru

E-mail: mrk@nzrmk.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, оф. 51

Телефон: +7 9372834420

Факс +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312640.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы МУЛЬТИСЕНС-35

Назначение средства измерений

Анализаторы МУЛЬТИСЕНС-35 (далее – анализаторы) предназначены для автоматического непрерывного измерения концентрации газовых компонентов в отходящих промышленных газах и технологических потоках, выбросах промышленных предприятий.

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов основан на следующих методах:

- 1) для определения всех компонентов (кроме кислорода) - оптический инфракрасный абсорбционный, основанный на инфракрасной спектроскопии с преобразованием Фурье, который включает платформу для оптических измерений, высокопроизводительные компоненты интерферометра и стабильный источник инфракрасного излучения, который позволяет иметь превосходное спектральное разрешение и хорошую воспроизводимость;
- 2) для определения кислорода – циркониевый.

Конструктивно анализаторы представляют собой приборы непрерывного действия в стационарном исполнении. Перечень определяемых компонентов и диапазоны измерений определяются при заказе. Анализаторы состоят из одного блока, который представляет собой корпус с размещенными внутри функциональными частями: электронный модуль, измерительная обогреваемая ячейка, НМІ панель, источник ИК, термостат, интерферометр, детектор. Корпус анализаторов изготовлен из металлических покрашенных листов.

Для передачи измерительной информации и дополнительной информации о дате, времени и состоянии анализаторов используется стандартный интерфейс RS-232, RS-485. На лицевой панели анализаторов расположен дисплей.

В составе систем анализаторы имеют блок пробоподготовки с двухуровневым фильтром и клапаном продувки, предназначенный для очистки анализируемой газовой пробы от пыли, а также обогреваемую линию подачи анализируемого газа. Настройка прибора может проводиться как в автоматическом, так и в ручном режиме с использованием поверочных газовых смесей и нулевых газов (синтетический воздух, для канала кислорода – азот).

Способ отбора пробы – экстрактивный.

Результаты измерений содержания компонентов могут быть представлены в млн⁻¹ (ppm), %, мг/м³.

Функционально анализаторы обеспечивают:

- непрерывное автоматическое измерение концентрации газов в воздухе;
- автоматическую либо принудительную установку нуля;
- самодиагностику при включении и во время работы;
- защиту от помех водяного пара и CO₂;
- запись событий и измеренных значений во внутреннюю память с сохранением;

– выдачу цифровых сигналов по интерфейсам RS-232, RS-485 (с протоколом MODBUS);

– выдачу токовых сигналов от 4 до 20 мА.

Общий вид анализаторов приведен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на анализаторы не предусмотрено. Анализаторы имеют серийные номера, которые в виде буквенно-цифрового обозначения наносятся на шильдик анализаторов методом гравировки. Шильдик (рисунок 2) фиксируется на задней панели анализаторов с помощью винтов. Пломбирование от несанкционированного доступа не предусмотрено.



Рисунок 1 - Общий вид анализаторов МУЛЬТИСЕНС-35



Рисунок 2 – Шильдик анализаторов МУЛЬТИСЕНС-35

Программное обеспечение

Анализаторы имеют встроенное программное обеспечение (ПО). ПО осуществляет следующие функции:

- измерение содержания определяемых компонентов;
- отображение результатов измерений на дисплее анализатора;
- передача результатов измерений по интерфейсу связи с ПК;
- выдачу информации по цифровым каналам связи.

Влияние встроенного программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик анализаторов.

Анализаторы имеют защиту встроенного программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений. Уровень защиты - средний по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер)* ПО	VA2. 0. 0. 0
Цифровой идентификатор ПО	-
* Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения должен быть не ниже указанного в таблице.	

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики анализаторов приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Измерительный канал (определяемый компонент)	Диапазон измерений ¹⁾		Пределы допускаемой погрешности, %	
	массовой концентрации, мг/м ³	объемной доли, %	приведенной ²⁾	относительной
Оксид углерода (CO)	от 0 до 75 включ.	-	±5	-
	св. 75 до 500	-	-	±5
	от 0 до 100 включ.	-	±5	-
	св. 100 до 1000	-	-	±5
	от 0 до 1000 включ.	-	±5	-
	св. 1000 до 5000	-	-	±5
	от 0 до 10000 включ.	-	±3	-
	св. 10000 до 60000	-	-	±3
	-	от 0 до 100	±3	
Диоксид серы (SO ₂)	от 0 до 75	-	±10	-
	от 0 до 75 включ.	-	±10	-
	св. 75 до 500	-	-	±10
	от 0 до 100 включ.	-	±8	-
	св. 100 до 1000	-	-	±8
	от 0 до 1000 включ.	-	±6	-
	св. 1000 до 5000	-	-	±6
	от 0 до 2000 включ.	-	±5	-
	св. 2000 до 10000	-	-	±5
	-	от 0 до 1,0 включ.	±4	-
	-	св. 1,0 до 10	-	±4
	-	от 0 до 10 включ.	±3	-
	-	св. 10 до 20	-	±3
	-	от 0 до 100	±3	

Измерительный канал (определяемый компонент)	Диапазон измерений ¹⁾		Пределы допускаемой погрешности, %	
	массовой концентрации, мг/м ³	объемной доли, %	приведенной ²⁾	относительной
Оксид азота (NO)	от 0 до 50	-	±10	-
	от 0 до 50 включ.	-	±10	-
	св. 50 до 200	-	-	±10
	от 0 до 100 включ.	-	±8	-
	св. 100 до 1000	-	-	±8
	от 0 до 1000 включ.	-	±6	-
	св. 1000 до 7000	-	-	±6
	от 0 до 1000 включ.	-	±6	-
	св. 1000 до 10000	-	-	±6
	-	от 0 до 100	±6	
Аммиак (NH ₃)	от 0 до 30	-	±15	-
	от 0 до 50 включ.	-	±10	-
	св. 50 до 200	-	-	±10
	от 0 до 100 включ.	-	±8	-
	св. 100 до 500	-	-	±8
	-	от 0 до 20	±8	
	-	от 0 до 100	±8	
Диоксид азота (NO ₂)	от 0 до 50	-	± 10	-
	от 0 до 50 включ.	-	±10	-
	св. 50 до 200	-	-	±10
	от 0 до 100 включ.	-	±8	-
	св. 100 до 1000	-	-	±8
	от 0 до 1000 включ.	-	±6	-
	св. 1000 до 5000	-	-	±6
	от 0 до 1000 включ.	-	±6	-
	св. 1000 до 10000	-	-	±6
	-	от 0 до 100	±6	
Заись азота (N ₂ O)	от 0 до 50	-	± 8	-
	от 0 до 50 включ.	-	±8	-
	св. 50 до 200	-	-	±8
	от 0 до 100 включ.	-	±6	-
	св. 100 до 1000	-	-	±6
	от 0 до 1000 включ.	-	±5	-
	св. 1000 до 5000	-	-	±5
	от 0 до 1000 включ.	-	±5	-
	св. 1000 до 10000	-	-	±5
	-	от 0 до 100	±5	

Измерительный канал (определяемый компонент)	Диапазон измерений ¹⁾		Пределы допускаемой погрешности, %	
	массовой концентрации, мг/м ³	объемной доли, %	приведенной ²⁾	относительной
Метан (CH ₄)	от 0 до 50 включ.	-	±8	-
	св. 50 до 200	-	-	±8
	от 0 до 100 включ.	-	±6	-
	св. 100 до 1000	-	-	±6
	от 0 до 1000 включ.	-	±5	-
	св. 1000 до 5000	-	-	±5
	-	от 0 до 40	±5	
	-	от 0 до 100	±5	
Фтороводород (HF)	от 0 до 20 включ.	-	±15	-
	св. 20 до 50	-	-	±15
	от 0 до 20 включ.	-	±15	-
	св. 20 до 100	-	-	±15
	от 0 до 100 включ.	-	±10	-
	св. 100 до 500	-	-	±10
	от 0 до 100 включ.	-	±10	-
	св. 100 до 1000	-	-	±10
	-	от 0 до 100	±10	
Хлороводород (HCl)	0 до 20 включ.	-	±15	-
	св. 20 до 50	-	-	±15
	0 до 20 включ.	-	±15	-
	св. 20 до 100	-	-	±15
	0 до 100 включ.	-	±10	-
	св. 100 до 500	-	-	±10
	0 до 200 включ.	-	±10	-
	св. 200 до 1600	-	-	±10
	от 0 до 5000	-	±10	
	-	от 0 до 100	±10	
Сумма углеводородов (в пересчете на пропан или гексан)	от 0 до 50 включ.	-	±8	-
	св. 50 до 200	-	-	±8
	от 0 до 100 включ.	-	±6	-
	св. 100 до 1000	-	-	±6
	от 0 до 1000 включ.	-	±5	-
	св. 1000 до 5000	-	-	±5
Диоксид углерода (CO ₂)	-	от 0 до 5 включ.	±5	-
	-	св. 5 до 20	-	±5
	-	от 0 до 20 включ.	±5	-
	-	св. 20 до 50	-	±5
	-	от 0 до 50 включ.	±5	-
	-	св. 50 до 100	-	±5
Кислород (O ₂)	-	от 0 до 5 включ.	±5	-
	-	св. 5 до 100	-	±5
Пары воды (H ₂ O)	-	0 до 10 включ.	±10	-
	-	св. 10 до 40	-	±10

Измерительный канал (определяемый компонент)	Диапазон измерений ¹⁾		Пределы допускаемой погрешности, %	
	массовой концентрации, мг/м ³	объемной доли, %	приведенной ²⁾	относительной
Сероводород (H ₂ S)	0 до 200 включ.	-	±10	-
	св. 200 до 2000	-	-	±10
	-	от 0 до 30	±10	
	-	от 0 до 100	±10	
¹⁾ Фактические диапазоны измерений и определяемые компоненты определяются при заказе и указываются в паспорте на анализатор. При заказе диапазона измерений с верхним значением 2-го поддиапазона измерений, отличным от приведенных в таблице, выбирают тот диапазон измерений, который включает это верхнее значение. ²⁾ Приведенная погрешность нормирована к верхнему пределу диапазона измерений.				

Таблица 3 – Дополнительные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время установления показаний T _{0,9} , с, не более	90
Предел допускаемой вариации показаний, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	0,5
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды от -10 °С до +15 °С включ. и св. +25 °С до +35 °С на каждые 10 °С в пределах условий эксплуатации относительно нормальных условий, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±0,3

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	220±22
- частота переменного тока, Гц	50±1
Потребляемая мощность, В·А, не более	1200
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	647×483×222
Масса, кг, не более	30
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С:	от -10 до +35
- относительная влажность, %, не более	90
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка до отказа (при доверительной вероятности P=0,95), ч, не менее	40000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность поставки анализаторов приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплект поставки анализаторов

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор	МУЛЬТИСЕНС-35	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2.2 «Технический принцип» документа «Анализаторы МУЛЬТИСЕНС-35. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

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

Приказ Росстандарта от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

Приказ Росстандарта от 15 декабря 2021 г. № 2885 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений влажности газов и температуры конденсации углеводородов;

ТУ 26.51.53-028-94291860-2023 «Анализаторы МУЛЬТИСЕНС-35, анализаторы СПЕКТР-35, анализаторы ТОМАН-35. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «ГКС» (ООО НПП «ГКС»)

ИНН 1655107067

Юридический адрес: 420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Тази Гиззата, д. 3

Телефон: +7(843) 221 7000

E-mail: mail@nppgks.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «ГКС» (ООО НПП «ГКС»)

ИНН 1655107067

Адрес: 420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Тази Гиззата, д. 3

Телефон: +7(843) 221 7000

E-mail: mail@nppgks.com

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 «02» февраля 2024 г. № 292

Регистрационный № 91227-24

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Белебеевский молочный комбинат»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Белебеевский молочный комбинат» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctional двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер ООО «РН-Энерго» (далее-сервер ИВК), программный комплекс (ПК) «Энергосфера», автоматизированные рабочие места (АРМ), устройство синхронизации времени (УСВ), источник точного времени (ИТВ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 активной и реактивной электрической энергии, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ИВК, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации с сервера ИВК в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ производится по каналу связи с протоколом ТСР/Р сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая обеспечивает поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени УСВ-3, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер ИВК периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3, и при расхождении ± 1 с и более сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени сервера ИВК осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раз в сутки). При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК на величину более чем ± 1 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще 1 раза в сутки.

Журналы событий счетчиков и сервера ИВК отражают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер 001 АИИС КУЭ нанесен на маркировочную табличку типографским способом в виде цифрового кода, которая крепится на корпус АРМ. Дополнительно заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера». Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО ПК «Энергосфера» соответствует уровню – "высокий" в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 35 кВ Белебей, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.12	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 200/5 Рег.№ 22192-07	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3, рег. № 64242-16/Сервер ИВК
2	ПС 35 кВ Белебей, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.22	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 300/5 Рег. 22192-07	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 10000/100 Рег. 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
3	ШРС-38-03 0,4 кВ Насосная, КЛ-0,4 кВ	ТТН-Ш Кл. т. 0,5S 100/5 Рег. 75345-19	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	
4	ВРУ-0,4 кВ Жилой дом №70, СШ 0,4 кВ, Ввод 1	ТТИ-30 Кл. т. 0,5S 200/5 Рег. 81837-21		ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	
5	ВРУ-0,4 кВ Жилой дом №76, СШ 0,4 кВ, Ввод 1	ТТН-Ш Кл. т. 0,5S 100/5 Рег. 75345-19	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСВ на аналогичный утвержденного типа.
3. Допускается замена сервера ИВК без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, $\pm (\delta) \%$	Границы погрешности в рабочих условиях, $\pm (\delta) \%$
1	2	3	4
1	Активная Реактивная	1,1 2,7	3,0 5,1
2	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,1 5,1
3-5	Активная Реактивная	0,9 2,3	3,0 5,1
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU), $(\pm) \text{ с}$			5
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии (получасовая). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3. Границы погрешности результатов измерений приведены: – для нормальных условий: при $\cos \varphi = 0,9$ и силе тока равной 100 % от $I_{1 \text{ ном}}$; – для рабочих условий: при $\cos \varphi = 0,8$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $+5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+30 \text{ }^{\circ}\text{C}$, а также силе тока равной 1(2) % от $I_{1 \text{ ном}}$ для ИИК, содержащих ТТ класса точности 0,5S, и 5 % от $I_{1 \text{ ном}}$ для ИИК, содержащих ТТ класса точности 0,5.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	5
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ - частота, Гц температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	от 95 до 105 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от $+21$ до $+25$
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ для ИИК 1-2 - ток, % от $I_{\text{ном}}$ для ИИК 3-5 - коэффициент мощности $\cos \varphi$ - частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, $^{\circ}\text{C}$ температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, $^{\circ}\text{C}$ температура окружающей среды в месте расположения серверов, $^{\circ}\text{C}$	от 90 до 110 от 5 до 120 от 1 до 120 от 0,5_{инд.} до 1_{емк} от 49,6 до 50,4 от -45 до $+40$ от $+5$ до $+30$ от $+15$ до $+25$
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭТ-4ТМ.03.01 ПСЧ-4ТМ.05МК.16 - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 165000 2

Продолжение таблицы 4

1	2
УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	45000 2 70000 1
Глубина хранения информации: Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- в журнале событий сервера ИВК:
 - параметрирования;
 - коррекции времени.
- коррекции времени в сервере ИВК.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность АИИС КУЭ

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	8
	ТТН-Ш	6
Трансформатор напряжения	ТТИ-30	4
	НАМИТ-10-2	6
	НАМИ-10	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.01	1
	ПСЧ-4ТМ.05МК.16	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ООО «РН-Энерго»	Сервер ИВК	1
Документация		
Формуляр	ФО26.51/262/23	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Белебеевский молочный комбинат». МВИ 26.51/262/23, аттестованном ООО «Энерготестконтроль», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560 от 03.08.2018.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;

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

Правообладатель

Акционерное Общество «Белебеевский Орден «Знак Почета» Молочный Комбинат»
(АО «Белебеевский молочный комбинат»)

ИНН 0255000046

Юридический адрес: 452000, Республика Башкортостан, р-н Белебеевский, г. Белебей,
ул. Восточная, д. 78

Телефон: 8 (34786) 5-90-29

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «КУРС»

(ООО «КУРС»)

ИНН 0278133451

Юридический адрес: 450006, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Ленина, д. 156,
к. цок. эт. №1, помещ. 12

Тел. 8 (347) 216-36-10

E-mail: kursufa@gmail.com

Испытательный центр

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

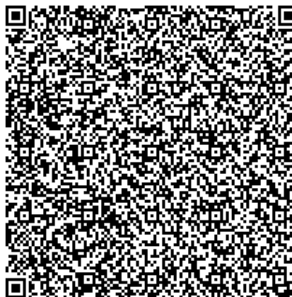
ИНН 9705008559

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, помещ. 1

Телефон: (910) 403 02 89

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» февраля 2024 г. № 292

Регистрационный № 91228-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти на нефтестабилизационном производстве Отрадный АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти на нефтестабилизационном производстве Отрадный АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКН) предназначена для оперативного учета нефти, перекачиваемой с объекта НСП г. Отрадный ЦППН №3.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (далее – СРМ). Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей СРМ поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («OCTOPUS-L») (далее – ИВК), который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН и эксплуатационными документами на ее компоненты.

Конструктивно СИКН состоит из блока измерительных линий (далее – БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК) и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из одной рабочей измерительной линии (далее – ИЛ) и одной контрольно-резервной ИЛ.

БИК выполняет функции определения текущих показателей качества нефти и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012 через пробозаборное устройство.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: ИВК, осуществляющие сбор измерительной информации и формирование отчетных данных; два автоматизированных рабочих места оператора на базе программного обеспечения (ПО) «ПЕТРОЛСОФТ(С)» (основное и резервное) (далее – АРМ оператора), оснащенные средствами отображения, управления и печати.

В состав СИКН входят следующие СИ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный №)), приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Состав СИКН

Наименование СИ	Регистрационный №
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	45115-16
Преобразователи давления измерительные КМ35	71088-18
Термопреобразователи сопротивления ТПС	71718-18
Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-Л»)	76279-19
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-10

В состав СИКН входят показывающие СИ давления, температуры и расхода в БИК, применяемые для контроля технологических режимов работы СИКН.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерений массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры (°С), давления (МПа) и объемной доли воды (%) в нефти;
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- контроль метрологических характеристик (КМХ) СРМ, установленного на рабочей ИЛ, по СРМ на контрольно-резервной ИЛ;
- автоматический и ручной отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчётов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защиту информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящие в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования СИ в соответствии с требованиями их описаний типа, или МИ 3002-2006 или технологической инструкции СИКН.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Заводской № 223012 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на шильд-табличку рамы СИКН.

Программное обеспечение

СИКН реализовано в ИВК и в АРМ оператора, оснащенные средствами отображения, управления и печати. Идентификационные данные (ПО) СИКН приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИВК	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	SIKNS.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.000	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	E4430874	6D9BC51DEFD3787E2D 45FD36725C32AA
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	MD5

Уровень защиты ПО СИКН от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует «высокому» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 62 до 1080
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$

Т а б л и ц а 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть
Характеристики измеряемой среды:	
- избыточное давление измеряемой среды, МПа	от 0,1 до 1,0
- температура измеряемой среды, °С	от 0 до +50
- кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, мм ² /с	от 5 до 35
- плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³	от 830 до 890
- массовая доля воды, %, не более	1,0
- массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
- массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °С	от -40 до +40
- атмосферное давление, кПа	от 99,1 до 101,325
Режим работы СИ	непрерывный

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист технологической инструкции СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти на нефтестабилизационном производстве Отрядный АО «Самаранефтегаз»	—	1
Технологическая инструкция СИКН	—	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти на нефтестабилизационном производстве Отрядный АО «Самаранефтегаз», ФР.1.29.2023.45716.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Юридический адрес: 443071, г. Самара, Волжский пр-кт, д. 50

Телефон: +7 (846) 333-02-32

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Адрес: 443071, г. Самара, Волжский пр-кт, д. 50

Телефон: +7 (846) 333-02-32

Испытательный центр

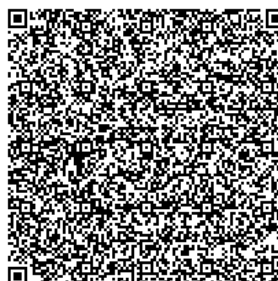
Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Телефон: +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-68-78

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» февраля 2024 г. № 292

Регистрационный № 91229-24

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная количества нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля), направленного на переработку ЭЛОУ АВТ-3, 5, 6, КТУ ГПВГ ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»

Назначение средства измерений

Система измерительная количества нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля), направленного на переработку ЭЛОУ АВТ-3, 5, 6, КТУ ГПВГ ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» (далее – ИС), предназначена для измерений массы брутто, массы нетто, температуры и давления нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля).

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на измерении, преобразовании и обработке контроллерами измерительными FloBoss S600+ (регистрационный № 64224-16 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ)) входных цифровых сигналов, поступающих по измерительным каналам (далее – ИК) от первичных измерительных преобразователей массового расхода (массы) и избыточного давления.

Конструктивно ИС состоит из:

- девяти измерительных линий (далее – ИЛ), на которых установлены первичные измерительные преобразователи;
- системы обработки информации (далее – СОИ), в состав которой входят контроллеры измерительные FloBoss S600+.

ИС осуществляет измерение массы брутто, массы нетто, температуры и давления нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля) следующим образом:

- первичные измерительные преобразователи преобразуют текущие значения массы брутто, температуры и давления нефтяного сырья в цифровые сигналы (HART);
- контроллеры измерительные FloBoss S600+ на основе измерений массы брутто, температуры и давления нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля), а также полученных из базы данных лабораторной системы значений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей, рассчитывает массу нетто нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля).

Состав первичных измерительных преобразователей, входящих в состав ИС, приведен в таблице 1

Таблица 1 – Состав первичных измерительных преобразователей, входящих в состав ИС

Наименование	Регистрационный номер в ФИФОЕИ
Расходомеры массовые Promass (первичный преобразователь расхода Promass F с электронным преобразователем 83) (далее – Promass F83)	15201-11
Расходомеры массовые Promass (модификации Promass 300) (первичный преобразователь расхода Promass F с электронным преобразователем Promass 300) (далее – Promass F300)	68358-17
Расходомеры массовые Promass (первичный преобразователь расхода Promass F с электронным преобразователем Promass 200) (далее – Promass F200)	57484-14
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (датчик массового расхода CMF300 с преобразователем 2700) (далее – Micro Motion CMF300)	13425-06
Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ* (модификация EJX (серия А), модель 530) (далее – EJX 530А)	59868-15

Состав ИК ИС приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК ИС

Наименование ИЛ (измеряемая среда)	Наименование ИК	Измерительный компонент ИС	Комплексный компонент ИС
УТ-0121 (нефть)	ИК массы	Promass F83	Контроллеры измерительные FloBoss S600+
	ИК температуры		
	ИК давления	EJX 530А	
УТ-2008а (нефть)	ИК массы	Promass F300	
	ИК температуры		
	ИК давления	EJX 530А	
УТ-2008b (нефть)	ИК массы	Promass F300	
	ИК температуры		
	ИК давления	EJX 530А	
FT-1018 (нефть)	ИК массы	Promass F200	
	ИК температуры		
	ИК давления	EJX 530А	
УТ-61 (нефть)	ИК массы	Promass F300	
	ИК температуры		
	ИК давления	EJX 530А	
УТ-62 (нефть)	ИК массы	Promass F300	
	ИК температуры		
	ИК давления	EJX 530А	
FI-300 (нефть)	ИК массы	Micro Motion CMF300	
	ИК давления	EJX 530А	
УТ-04 (вакуумный газойль)	ИК массы	Promass F83	
	ИК температуры		
	ИК давления	EJX 530А	
УТ-04а (вакуумный газойль)	ИК массы	Promass F300	
	ИК температуры		
	ИК давления	EJX 530А	

ИС обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерение массы брутто, температуры и давления нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля);
- вычисление массы нетто нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля);
- отображение (индикация), регистрация и хранение результатов измерений и расчетов, формирование отчетов;
- передача информации на верхний уровень;
- защита системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Заводской номер 21.1 ИС в цифровом формате наносится типографским способом на паспорт ИС, а также на маркировочную табличку, закрепленную на лицевой стороне шкафа СОИ.

Пломбирование ИС не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на ИС не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

Защита ПО ИС от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

ПО ИС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров разграничением прав пользователей. Введены многоуровневая система доступа и система паролей. Контроль целостности и подлинности ПО ИС осуществляется посредством контроля идентификационного наименования, номера версии и цифрового идентификатора ПО.

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

Идентификационные данные ПО ИС приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО ИС

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	logica2.lc	logica2.lc
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25	–	–
Цифровой идентификатор ПО	0×1990	BA5E9705	AF1B541C
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16	CRC32	CRC32
Наименование ПО	ПО FloBoss S600+	ПО «Расчет массы нетто YU31»	ПО «Расчет массы нетто YU32»

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики ИК ИС приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК ИС

Наименование ИЛ	Наименование ИК	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности
UT-0121	ИК массы	от 7,1 до 240,0 т	$\delta=\pm 0,25\%$
	ИК температуры	от -50 до +200 °С	$\Delta=\pm(0,5+0,005\cdot T)\text{ °С}$
	ИК избыточного давления	от 0 до 1,6 МПа	$\gamma=\pm 0,68\%$
UT-2008a, UT-2008b	ИК массы	от 35,6 до 500,0 т	$\delta=\pm 0,25\%$
	ИК температуры	от -50 до +150 °С	$\Delta=\pm(0,5+0,005\cdot T)\text{ °С}$
	ИК избыточного давления	от 0 до 2,5 МПа	$\gamma=\pm 1,51\%$
FI-300	ИК массы	от 6,8 до 100,0 т	$\delta=\pm 0,25\%$
	ИК избыточного давления	от 0 до 1,6 МПа	$\gamma=\pm 0,68\%$
FT-1018	ИК массы	от 7 до 100 т	$\delta=\pm 0,25\%$
	ИК температуры	от -50 до +150 °С	$\Delta=\pm(0,5+0,005\cdot T)\text{ °С}$
	ИК избыточного давления	от 0 до 1 МПа	$\gamma=\pm 0,91\%$
UT-61, UT-62	ИК массы	от 45 до 670 т	$\delta=\pm 0,25\%$
	ИК температуры	от -50 до +150 °С	$\Delta=\pm(0,5+0,005\cdot T)\text{ °С}$
	ИК избыточного давления	от 0 до 1,6 МПа	$\gamma=\pm 0,68\%$
UT-04	ИК массы	от 7,5 до 96,0 т	$\delta=\pm 0,25\%$
	ИК температуры	от -50 до +200 °С	$\Delta=\pm(0,5+0,005\cdot T)\text{ °С}$
	ИК избыточного давления	от 0 до 4 МПа	$\gamma=\pm 1,06\%$
UT-04a	ИК массы	от 7,5 до 96,0 т	$\delta=\pm 0,25\%$
	ИК температуры	от -50 до +150 °С	$\Delta=\pm(0,5+0,005\cdot T)\text{ °С}$
	ИК избыточного давления	от 0 до 4 МПа	$\gamma=\pm 1,06\%$
Примечание – Приняты следующие обозначения: δ – пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %; Δ – пределы допускаемой абсолютной погрешности, в единицах измеряемой величины; T – значение измеряемой температуры, °С; γ – пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности, %.			

Метрологические характеристики ИС приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Метрологические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массы брутто нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля) за час, т: – по ИЛ UT-0121 – по каждой ИЛ UT-2008a и UT-2008b – по ИЛ FT-1018 – по каждой ИЛ UT-61 и UT-62 – по ИЛ FI-300 – по каждой ИЛ UT-04 и UT-04a	от 7,1 до 240,0 от 35,6 до 500,0 7 до 100 от 45 до 670 от 6,8 до 100,0 от 7,5 до 96,0
Пределы допускаемой относительной погрешности ИС при измерении массы брутто нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля), %	±0,25
Диапазон измерений массы нетто нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля) за час, т: – по ИЛ UT-0121 – по каждой ИЛ UT-2008a и UT-2008b – по ИЛ FT-1018 – по каждой ИЛ UT-61 и UT-62 – по ИЛ FI-300 – по каждой ИЛ UT-04 и UT-04a	от 7,016 до 240,000 от 35,180 до 500,000 от 6,917 до 100,000 от 44,469 до 670,000 от 6,718 до 100,000 от 7,414 до 96,000
Пределы допускаемой относительной погрешности ИС при измерении массы нетто нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля), %	±0,32
Пределы допускаемой относительной погрешности ИС при вычислении массы нетто нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля), %	±0,01

Основные технические характеристики ИС приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858–2002, вакуумный газойль
Избыточное давление нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля), МПа: – на ИЛ UT-0121, UT-61, UT-62, FI-300 – на ИЛ FT-1018 – на ИЛ UT-2008a, UT-2008b – на ИЛ UT-04, UT-04a	от 0,05 до 1,60 от 0,05 до 1,00 от 0,05 до 2,50 от 0,05 до 4,00
Температура нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля), °С: – на ИЛ UT-0121, UT-61, UT-62, FI-300, FT-1018, UT-2008a, UT-2008b – на ИЛ UT-04, UT-04a	от +5 до +60 от +5 до +110
Плотность нефтяного сырья (нефти) при температуре плюс 20 °С и нулевом избыточном давлении, кг/м ³	от 695,6 до 996,9

Наименование характеристики	Значение
Плотность нефтяного сырья (вакуумного газойля) при температуре плюс 20 °С и нулевом избыточном давлении, кг/м ³	от 896,6 до 946,8
Массовая доля воды в нефтяном сырье (нефти и вакуумном газойле), %, не более	1,0
Массовая концентрация хлористых солей в нефтяном сырье (нефти и вакуумном газойле), % (мг/дм ³), не более	0,13 (900)
Массовая доля механических примесей в нефтяном сырье (нефти и вакуумном газойле), %, не более	0,05
Содержание свободного газа, %	не допускается
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	$220_{-33}^{+22} / 380_{-57}^{+38}$ 50±1
Условия эксплуатации ИС: – температура окружающей среды, °С: а) в месте установки первичных измерительных преобразователей б) в месте установки СОИ – относительная влажность (без конденсации влаги), %, не более – атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 от +15 до +25 90 от 84 до 106

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность ИС приведена в таблице 7.

Таблица 7 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная количества нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля), направленного на переработку ЭЛОУ АВТ-3, 5, 6, КТУ ГПВГ ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка», заводской № 21.1	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтяного сырья, направленного на переработку. Методика измерений системой измерительной количества нефтяного сырья (нефти и вакуумного газойля), направленного на переработку ЭЛОУ АВТ-3, 5, 6, КТУ ГПВГ ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка», аттестована ООО ЦМ «СТП», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 2310/2-186-311459-2023.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерения

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 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 расходов жидкости»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 октября 2022 г. № 2653 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 декабря 2022 г. № 3253 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»
(ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»)

ИНН 3448017919

Юридический адрес: 400029, Волгоградская обл., г. Волгоград, ул. 40 лет ВЛКСМ, д. 55

Телефон: (8442) 96-30-01, 96-30-03

Факс: (8442) 96-34-58, 96-34-35

Web-сайт: <http://vnpz.lukoil.ru>

E-mail: refinery@vnpz.lukoil.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»
(ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»)

ИНН 3448017919

Адрес: 400029, Волгоградская обл., г. Волгоград, ул. 40 лет ВЛКСМ, д. 55

Телефон: (8442) 96-30-01, 96-30-03

Факс: (8442) 96-34-58, 96-34-35

Web-сайт: <http://vnpz.lukoil.ru>

E-mail: refinery@vnpz.lukoil.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)

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

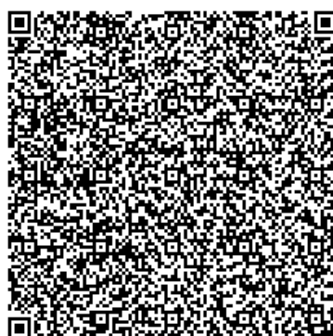
Телефон: (843) 214-20-98

Факс: (843) 227-40-10

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» февраля 2024 г. № 292

Регистрационный № 91230-24

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная количества нефтяного сырья (нефти), направленного на переработку ЭЛОУ АВТ-1 ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»

Назначение средства измерений

Система измерительная количества нефтяного сырья (нефти), направленного на переработку ЭЛОУ АВТ-1 ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» (далее – ИС), предназначена для измерений массы брутто, массы нетто, температуры и давления нефтяного сырья (нефти).

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на измерении, преобразовании и обработке контроллерами измерительными FloBoss S600+ (регистрационный № 64224-16 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ)) входных цифровых сигналов, поступающих по измерительным каналам (далее – ИК) от первичных измерительных преобразователей массового расхода (массы) и избыточного давления.

Конструктивно ИС состоит из:

- трех измерительных линий (далее – ИЛ), на которых установлены первичные измерительные преобразователи;
- системы обработки информации (далее – СОИ), в состав которой входят контроллеры измерительные FloBoss S600+.

ИС осуществляет измерение массы брутто, массы нетто, температуры и давления нефтяного сырья (нефти) следующим образом:

- первичные измерительные преобразователи преобразуют текущие значения массы брутто, температуры и давления нефтяного сырья (нефти) в цифровые сигналы (HART);
- контроллеры измерительные FloBoss S600+ на основе измерений массы брутто, температуры и давления нефтяного сырья (нефти), а также полученных из базы данных лабораторной системы значений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей, рассчитывает массу нетто нефтяного сырья (нефти).

Состав первичных измерительных преобразователей, входящих в состав ИС, приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав первичных измерительных преобразователей, входящих в состав ИС

Наименование	Регистрационный номер в ФИФОЕИ
Расходомеры массовые Promass X (первичный преобразователь расхода Promass X с электронным преобразователем Promass 83) (далее – Promass X83)	50365-12
Расходомеры массовые Promass (первичный преобразователь расхода Promass X с электронным преобразователем Promass 300) (далее – Promass X300)	68358-17
Расходомер массовый Promass (первичный преобразователь расхода Promass F с электронным преобразователем 83) (далее – Promass F83)	15201-11
Преобразователи (датчики) давления измерительный EJ* (модификация EJX (серия А), модель 530) (далее – EJX 530А)	59868-15

Состав ИК ИС приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК ИС

Наименование ИЛ	Наименование ИК	Измерительный компонент ИС	Комплексный компонент ИС
UT-0001	ИК массы	Promass X83	Контроллеры измерительные FloBoss S600+
	ИК температуры		
	ИК избыточного давления	EJX 530A	
UT-0001A	ИК массы	Promass X300	
	ИК температуры		
	ИК избыточного давления	EJX 530A	
UT-0070	ИК массы	Promass F83	
	ИК температуры		
	ИК избыточного давления	EJX 530A	

ИС обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерение массы брутто, температуры и избыточного давления нефтяного сырья (нефти);
- вычисление массы нетто нефтяного сырья (нефти);
- отображение (индикация), регистрация и хранение результатов измерений и расчетов, формирование отчетов;
- передача информации на верхний уровень;
- защита системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Заводской номер 12.1 ИС в цифровом формате наносится типографским способом на паспорт ИС, а также на маркировочную табличку, закрепленную на лицевой стороне шкафа СОИ.

Пломбирование ИС не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на ИС не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

Защита ПО ИС от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

ПО ИС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров разграничением прав пользователей. Введены многоуровневая система доступа и система паролей. Контроль целостности и подлинности ПО ИС осуществляется посредством контроля идентификационного наименования, номера версии и цифрового идентификатора ПО.

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

Идентификационные данные ПО ИС приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО ИС

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	logica2.lc	logica2.lc
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25	–	–
Цифровой идентификатор ПО	0×1990	27D0C775	C699EC15
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16	CRC32	CRC32
Наименование ПО	ПО FloBoss S600+	ПО «Расчет массы нетто YU0001»	ПО «Расчет массы нетто YU0001a»

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики ИК ИС приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК ИС

Наименование ИЛ	Наименование ИК	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности
UT-0001	ИК массы	от 120 до 1000 т	$\delta=\pm 0,25 \%$
	ИК температуры	от -50 до +180 °С	$\Delta=\pm(0,5+0,005 \cdot T) \text{ }^{\circ}\text{C}$
	ИК избыточного давления	от 0 до 1,6 МПа	$\gamma=\pm 0,68 \%$
UT-0001A	ИК массы	от 68 до 1000 т	$\delta=\pm 0,25 \%$
	ИК температуры	от -50 до +180 °С	$\Delta=\pm(0,5+0,005 \cdot T) \text{ }^{\circ}\text{C}$
	ИК избыточного давления	от 0 до 1,6 МПа	$\gamma=\pm 0,68 \%$
UT-0070	ИК массы	от 26 до 800 т	$\delta=\pm 0,25 \%$
	ИК температуры	от -50 до +200 °С	$\Delta=\pm(0,5+0,005 \cdot T) \text{ }^{\circ}\text{C}$
	ИК избыточного давления	от 0 до 1,6 МПа	$\gamma=\pm 0,68 \%$
Примечание – Приняты следующие обозначения: δ – пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %; Δ – пределы допускаемой абсолютной погрешности, в единицах измеряемой величины; T – значение измеряемой температуры, °С; γ – пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности, %.			

Метрологические характеристики ИС приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Метрологические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массы брутто нефтяного сырья (нефти) за час, т: – по ИЛ UT-0001 – по ИЛ UT-0001a – по ИЛ UT-0070	от 120 до 1000 от 68 до 1000 от 26 до 800
Пределы допускаемой относительной погрешности ИС при измерении массы брутто нефтяного сырья (нефти), %	$\pm 0,25$
Диапазон измерений массы нетто нефтяного сырья (нефти) за час, т: – по ИЛ UT-0001 – по ИЛ UT-0001a – по ИЛ UT-0070	от 118,584 до 1000,000 от 67,198 до 1000,000 от 25,693 до 800,000
Пределы допускаемой относительной погрешности ИС при измерении массы нетто нефтяного сырья (нефти), %	$\pm 0,32$
Пределы допускаемой относительной погрешности ИС при вычислении массы нетто нефтяного сырья (нефти), %	$\pm 0,01$

Основные технические характеристики ИС приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858–2002
Избыточное давление нефтяного сырья (нефти), МПа	от 0,05 до 1,60
Температура нефтяного сырья (нефти), °С	от +5 до +60
Плотность нефтяного сырья (нефти) при температуре плюс 20 °С и нулевом избыточном давлении, кг/м ³	от 695,6 до 996,9
Массовая доля воды в нефтяном сырье (нефти), %, не более	1,0
Массовая концентрация хлористых солей в нефтяном сырье (нефти), % (мг/дм ³), не более	0,13 (900)
Массовая доля механических примесей в нефтяном сырье (нефти), %, не более	0,05
Содержание свободного газа, %	не допускается
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	$220^{+22}_{-33} / 380^{+38}_{-57}$ 50 ± 1
Условия эксплуатации ИС: – температура окружающей среды, °С: а) в месте установки первичных измерительных преобразователей б) в месте установки СОИ – относительная влажность (без конденсации влаги), %, не более – атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 от +15 до +25 90 от 84 до 106

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность ИС приведена в таблице 7.

Таблица 7 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная количества нефтяного сырья (нефти), направленного на переработку ЭЛОУ АВТ-1 ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка», заводской № 12.1	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтяного сырья, направленного на переработку. Методика измерений системой измерительной количества нефтяного сырья (нефти), направленного на переработку ЭЛОУ АВТ-1 ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка», аттестована ООО ЦМ «СТП», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 2310/1-186-311459-2023.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерения

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 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 расходов жидкости»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 октября 2022 г. № 2653 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 декабря 2022 г. № 3253 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»
(ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»)

ИНН 3448017919

Юридический адрес: 400029, Волгоградская обл., г. Волгоград, ул. 40 лет ВЛКСМ, д. 55

Телефон: (8442) 96-30-01, 96-30-03

Факс: (8442) 96-34-58, 96-34-35

Web-сайт: <http://vnpz.lukoil.ru>

E-mail: refinery@vnpz.lukoil.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»
(ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»)

ИНН 3448017919

Адрес: 400029, Волгоградская обл., г. Волгоград, ул. 40 лет ВЛКСМ, д. 55

Телефон: (8442) 96-30-01, 96-30-03

Факс: (8442) 96-34-58, 96-34-35

Web-сайт: <http://vnpz.lukoil.ru>

E-mail: refinery@vnpz.lukoil.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)

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

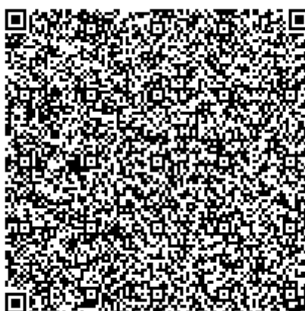
Телефон: (843) 214-20-98

Факс: (843) 227-40-10

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» февраля 2024 г. № 292

Регистрационный № 91231-24

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Манометры показывающие МП

Назначение средства измерений

Манометры показывающие МП предназначены для измерений избыточного давления жидкостей, газов и пара, неагрессивных к медным сплавам, в резервуарах, емкостях, трубопроводах, в различных гидравлических и пневматических системах.

Описание средства измерений

По принципу действия манометры показывающие МП относятся к деформационным манометрам, в которых давление определяется по величине деформации и перемещения упругого чувствительного элемента.

Манометры показывающие МП (далее – манометры) состоят из корпуса, упругого чувствительного элемента, передаточного механизма, циферблата со шкалой и стрелкой, защитного стекла.

Манометры выпускаются в двух исполнениях – МП1 и МП2.

Корпуса манометров исполнения МП1 изготавливаются из окрашенной углеродистой стали. Корпуса манометров исполнения МП2 изготавливаются из нержавеющей стали.

Упругий чувствительный элемент представляет собой трубчатую пружину из латунного сплава, перемещение свободного конца которой под воздействием давления измеряемой среды, преобразуется передаточным механизмом в круговое движение показывающей стрелки.

Циферблат изготавливается из окрашенного в белый цвет алюминия, шкала черная на белом фоне. В качестве защитного стекла в приборах применяются органические защитные стекла.

Манометры имеют радиальное, осевое или эксцентрическое расположение штуцеров, изготавливаемых из медного сплава или нержавеющей стали.

В конструкции манометров исполнения МП2 предусмотрена возможность заполнения корпуса демпфирующей жидкостью (глицерином или силиконом) для повышения износостойчивости и виброустойчивости манометров при измерениях давления и в условиях вибраций или с высокими динамическими нагрузками.

Структура условного обозначения манометров при заказе и в документации другой продукции:

Манометр показывающий XXX-d.[Y₁].[Y₂] IP[Y₃] ([Y₄] МПа) кт.[Y₅] [Y₆] [Y₇]
ТУ 26.51.52-002-71659412-2023,

где XXX – исполнение манометра: МП1 или МП2;
[Y₁] – диаметр шкалы манометра: 40, 50, 63, 100, 150;

[Y₂] – заполнение демпфирующей жидкостью: 0 – не заполнен; 1 – заполнен глицерином; 2 – заполнен силиконом;
[Y₃] – состав кода IP по ГОСТ 24254-2015;
[Y₄] – диапазон измерений в соответствии с таблицей 1;
[Y₆] – подключение к процессу (обозначение резьбы штуцера): M10x1; M12x1,5; M20x1,5; G¹/₈; G¹/₄; G¹/₂;
[Y₇] – расположение штуцера: P – радиальное, штуцер снизу; O – осевое, штуцер сзади по центру; Э – эксцентрическое, штуцер сзади снизу.

Пример для заказа:

Манометр показывающий МП1-d.63.0 IP54 (0-2,5 МПа) кт.1,5 G¹/₄ P
ТУ 26.51.52-002-71659412-2023

(Манометр показывающий МП1 в корпусе из окрашенной углеродистой стали, диаметр шкалы 63 мм, без заполнения демпфирующей жидкостью, защита от твердых частиц и воды, обеспечиваемая корпусом манометра, соответствует по ГОСТ 24254-2015 коду IP 54, диапазон измерений избыточного давления от 0 до 2,5 МПа, класс точности 1,5 (с пределами приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления $\pm 1,5$ %), штуцер с трубной цилиндрической резьбой размера G¹/₄ и радиальным расположением на корпусе, изготовлен по ТУ 26.51.52-002-71659412-2023).

Общий вид манометров представлен на рисунке 1.



Манометр показывающий МП1

Манометр показывающий МП2

Рисунок 1 – Общий вид манометров

Для манометров исполнений МП1 защита от несанкционированного доступа осуществляется пломбированием путем нанесения на кольцо и боковую поверхность корпуса прибора специальной наклейки, которая разрушается при попытке ее удалить. Пломбирование корпуса манометра ограничивает доступ к внутренним элементам конструкции.

Схема пломбировки манометров исполнения МП1, предотвращающих доступ к элементам конструкции, представлены на рисунке 2.

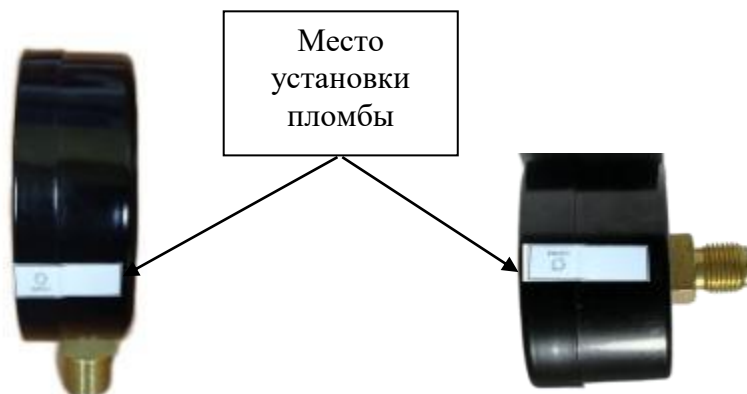


Рисунок 2 - Схемы пломбировки манометров исполнения МП1 от несанкционированного доступа

Защита от несанкционированного доступа манометров исполнений МП2 осуществляется соединением защитного стекла с корпусом прибора с помощью завальцованного кольца из нержавеющей стали.

Заводские номера состоят из набора букв и цифр: М ХХХХ УУУУ, где ХХХХ год выпуска манометра; УУУУ – номер манометра из арабских цифр.

Заводской номер наносится или на циферблат манометра или на этикетку из полихлорвиниловой пленки методом струйной печати, этикетка наклеена на тыльную сторону манометров в соответствии с рисунком 3.

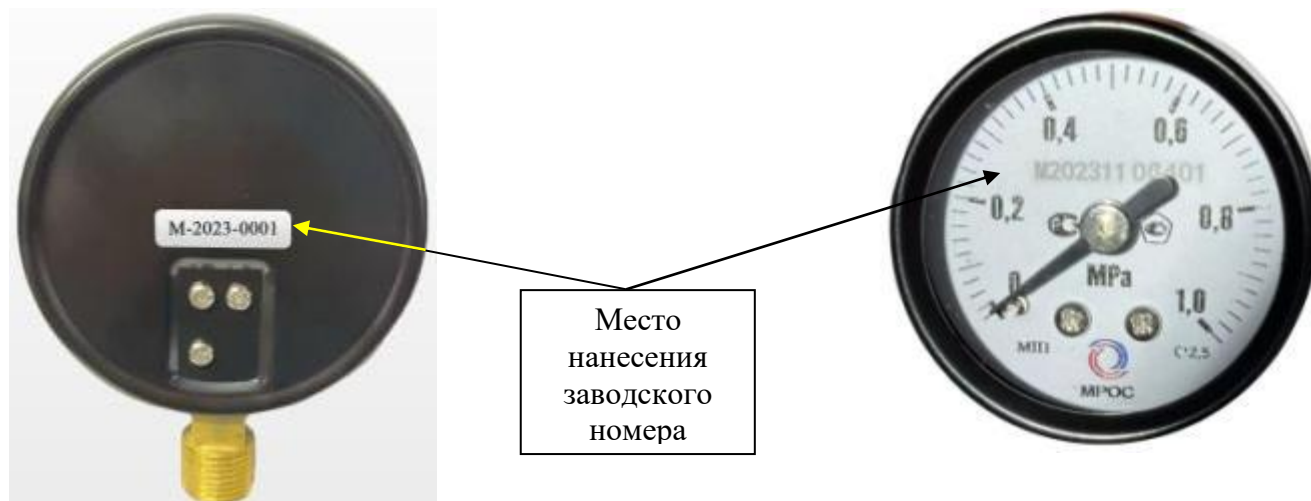


Рисунок 3 – Место расположения заводского номера

Знак поверки манометров в виде оттиска наносится на защитное стекло. Место нанесения знака поверки на корпус манометра указано на рисунке 4.

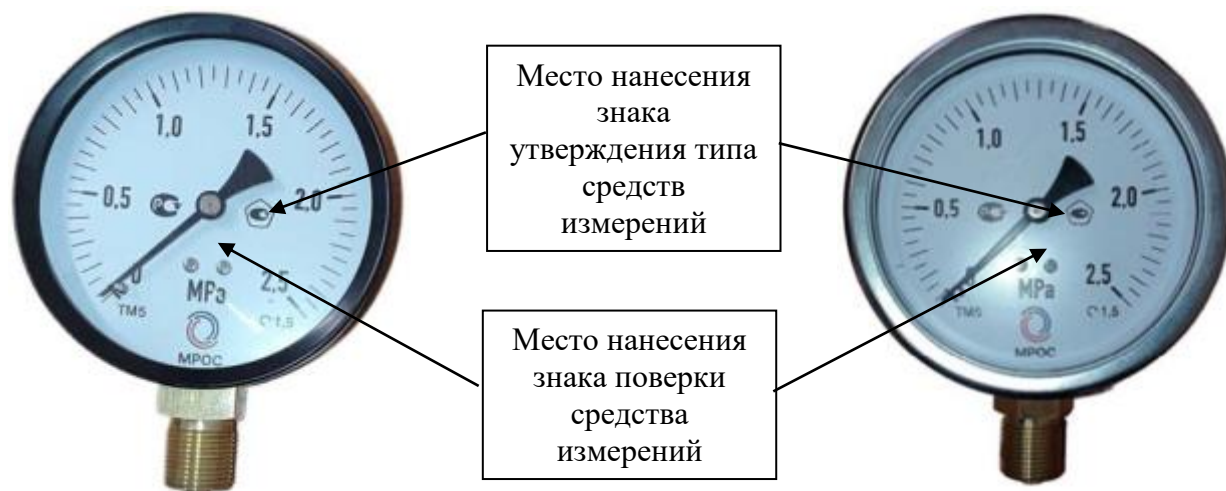


Рисунок 4 – Места нанесения на манометры знака поверки и знака утверждения типа средства измерений

Метрологические и технические характеристики

Приведены в таблицах 1 – 7

Таблица 1 – Диапазоны измерений и класс точности манометров в зависимости от исполнения

Исполнение	Диаметр шкалы, мм	Диапазон измерений ¹⁾	Класс точности ²⁾ по ГОСТ Р 8.905–2015
МП1	40 50; 63	от 0 до 0,1 МПа; от 0 до 0,16 МПа; от 0 до 0,25 МПа; от 0 до 0,4 МПа от 0 до 0,6 МПа; от 0 до 1,0 МПа; от 0 до 1,6 МПа; от 0 до 2,5 МПа	4,0 ³⁾ 2,5 1,5
	100; 150	от 0 до 0,06 МПа; от 0 до 0,1 МПа; от 0 до 0,16 МПа; от 0 до 0,25 МПа; от 0 до 0,4 МПа от 0 до 0,6 МПа; от 0 до 1,0 МПа; от 0 до 1,6 МПа; от 0 до 2,5 МПа	1,5 ³⁾ 1,0
МП2	50; 63	от 0 до 0,1 МПа; от 0 до 0,16 МПа; от 0 до 0,25 МПа; от 0 до 0,4 МПа от 0 до 0,6 МПа; от 0 до 1,0 МПа; от 0 до 1,6 МПа; от 0 до 2,5 МПа	2,5 ³⁾ 1,5
	100; 150	от 0 до 0,1 МПа; от 0 до 0,16 МПа; от 0 до 0,25 МПа; от 0 до 0,4 МПа от 0 до 0,6 МПа; от 0 до 1,0 МПа; от 0 до 1,6 МПа; от 0 до 2,5 МПа	1,5 ³⁾ 1,0

Примечания: 1 - Приборы могут изготавливаться с другими единицами измерения давления, допущенными к применению в Российской Федерации, а для приборов, поставляемых на экспорт, также с другими единицами измерений по запросу заказчика.

2 - Класс точности приборов соответствует пределу допускаемой основной погрешности, приведенной к диапазону измерений манометров.

3 - Указан ряд классов точности. Конкретный класс точности из приведенного ряда указывается в паспорте средства измерений.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности, %	$\pm 1,0$; $\pm 1,5$; $\pm 2,5$; $\pm 4,0^{1)}$
Вариация показаний, %, не более	$\pm 1,0$; $\pm 1,5$; $\pm 2,5$; $\pm 4,0^{1) 2)}$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к диапазону измерений погрешности манометров, вызванной отклонением температуры окружающего воздуха от нормальных условий (23 °С), в диапазоне рабочих температур на каждые 10 °С, %, не более	$\pm 1,0$; $\pm 1,5$; $\pm 2,5$; $\pm 4,0^{1)}$
Примечания: 1 - Указаны ряды значений характеристики. Конкретные значения погрешности и вариации показаний из приведенных рядов указываются в паспорте средства измерений. 2 - Для манометров с пределами допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности $\pm 1,0$ %; $\pm 1,5$ %; $\pm 2,5$ %; $\pm 4,0$ %, соответственно.	

Таблица 3 – Технические характеристики манометров

Наименование характеристики	Значение
Температура измеряемой среды, °С: - МП1 и МП2 без заполнения демпфирующей жидкостью - МП2 заполненных силиконом - МП2 заполненных глицерином	от -50 до +150 от -50 до +150 от -20 до +100
Диапазон рабочих температур окружающего воздуха манометров исполнения, °С: - МП1 и МП2 без заполнения демпфирующей жидкостью - МП2, заполненных силиконом - МП2, заполненных глицерином	от -60 до +60 от -60 до +60 от -20 до +60
Присоединение, штуцер с наружной резьбой *	M10x1; M12x1,5; M20x1,5; G $\frac{1}{8}$; G $\frac{1}{4}$; G $\frac{1}{2}$
Степень защиты от проникновения твердых предметов и воды, обеспечиваемая корпусом (оболочкой) манометров по ГОСТ 14254-2015 у исполнения: - МП1 - МП2	IP54 IP65
* Для манометров с диаметром шкалы 40 мм по заказу M10x1 или G$\frac{1}{8}$; для приборов с диаметром шкалы 50 и 63 мм по заказу M12x1,5 или G$\frac{1}{4}$; для приборов с диаметром шкалы 100 и 150 мм по заказу M20x1,5 или G$\frac{1}{2}$.	

Таблица 4– Габаритные размеры манометров исполнения МП1 с радиальным расположением штуцера

Диаметр шкалы, мм	40	50	63	100	150
Длина (Д), мм, не более	43	55	65	102	153
Ширина (Ш), мм, не более	23	30	30	37	48
Высота (В), мм, не более	57	75	87	135	182
Масса, кг, не более	0,08	0,10	0,12	0,40	0,68

Таблица 5 – Габаритные размеры манометров исполнения МП1 с осевым и эксцентрическим расположением штуцера

Диаметр шкалы, мм	40	50	63	100	150
Длина (Д), мм, не более	43	53	65	102	153
Ширина (Ш), мм, не более	25	28	30	36	49
Высота (В), мм, не более	40	48	49	61	74
Масса, кг, не более	0,06	0,10	0,13	0,34	0,99

Таблица 6 – Габаритные размеры манометров исполнения МП2 с радиальным расположением штуцера

Диаметр шкалы, мм	40	50	63	100	150
Длина (Д), мм, не более	44	58	69	108	156
Ширина (Ш), мм, не более	24	29	32	48	54
Высота (В), мм, не более	63	80	94	147	190
Масса*, кг, не более	0,11	0,12	0,16	0,49	1,44
* Значение массы манометров без демпфирующей жидкости.					

Таблица 7 – Габаритные размеры манометров исполнения МП2 с осевым и эксцентрическим расположением штуцера

Диаметр шкалы, мм	40	50	63	100	150
Длина (Д), мм, не более	45	55	68	105	155
Ширина (Ш), мм, не более	26	28	32	48	54
Высота (В), мм, не более	41	49	49	62	75
Масса*, кг, не более	0,10	0,11	0,15	0,54	1,53
* Значение массы манометров без демпфирующей жидкости					

Знак утверждения типа

наносится на циферблат манометра типографским способом и на паспорт манометра печатным способом

Комплектность средства измерений

в соответствии с таблицей 8

Таблица 8 - Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Манометр	в соответствии с заказом	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Упаковка	—	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в разделе 2 «Описание» эксплуатационных документах «Манометр показывающий МП. Паспорт».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа, утверждена приказом Росстандарта от 20 октября 2022 г. № 2653;
ТУ 26.51.52-002-71659412-2023. Манометры показывающие МП. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «МРОС» (ООО «МРОС»)
ИНН 4706052424

Юридический адрес: 188642, Ленинградская обл., м. р-н Всеволожский, г. п. Всеволожское, г. Всеволожск, ул. Пушкинская, д. 134В, помещ. 2
Телефон: +7 800-101-38-78
E-mail: info@mros.su
Web-сайт: <https://www.mros.su>

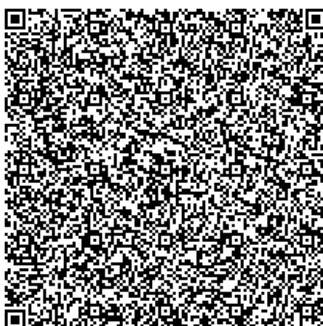
Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «МРОС» (ООО «МРОС»)
ИНН 4706052424

Адрес: 188642, Ленинградская обл., м. р-н Всеволожский, г. п. Всеволожское, г. Всеволожск, ул. Пушкинская, д. 134В, помещ. 2
Телефон: +7 800-101-38-78
E-mail: info@mros.su
Web-сайт: <https://www.mros.su>

Испытательный центр

Закрытое акционерное общество Консалтинго-инжиниринговое предприятие «Метрологический центр энергоресурсов» (ЗАО КИП «МЦЭ»)
Адрес: 125424, г. Москва, Волоколамское ш., д. 88, стр. 8
Телефон (факс): +7 495-491-78-12
E-mail: sittek@mail.ru; mce-info@mail.ru
Web-сайт: <https://www.kip-mce.ru>
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311313.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы измерительные CONTROL MASTER M

Назначение средства измерений

Системы измерительные CONTROL MASTER M (далее – системы) предназначены для измерений объема, массы и температуры нефтепродукта и регистрации измеренных значений при наливе.

Описание средства измерений

Принцип действия систем основан на динамическом методе измерений в потоке количества нефтепродуктов с применением массового расходомера, а также измерении температуры.

Системы реализуют прямой метод динамических измерений массы нефтепродукта по ГОСТ 8.587-2019.

В состав системы входят:

- контроллер;
- массовый расходомер;
- датчик температуры (опционально).

Схема обозначения систем измерительных CONTROL MASTER M при заказе и в документации:

Система измерительная CONTROL MASTER M X₁ X₂ X₃, где:

- X₁ – буквенное обозначение используемого массового расходомера:

CG – 06:

- номинальный диаметр: DN 6;
- минимальное измеряемое количество: 0,12 т;
- расход: от 0,12 до 1,2 т/ч.

CG – 15:

- номинальный диаметр: DN 15;
- минимальное измеряемое количество: 0,3 т;
- расход: от 0,3 до 3 т/ч.

CG – 25:

- номинальный диаметр: DN 25;
- минимальное измеряемое количество: 1,2 т;
- расход: от 1,2 до 12 т/ч.

CG – 50:

- номинальный диаметр: DN 50;

- минимальное измеряемое количество: 6 т;
- расход: от 6 до 60 т/ч.

CG – 80:

- номинальный диаметр: DN 80;
 - минимальное измеряемое количество: 18 т;
 - расход: от 18 до 180 т/ч.
- X₂ – буквенное обозначение используемого контроллера:
 - 201 - контроллер Atlas Master без функции дозирования;
 - 202 - контроллер Atlas Master с функцией дозирования.
 - X₃ – буквенное обозначение используемого датчика температуры:
 - T – с внешним датчиком температуры;
 - 0 – без датчика температуры.

Импульсный сигнал от массового расходомера и измерительная информация по интерфейсу RS-485 (Modbus RTU) поступает на контроллер, на котором происходит отображение измеренной информации, вычисление массы и дальнейшая передача информации во внешние системы.

Контроллер Atlas Master 100Ex L устанавливается отдельно и подключается к массовому расходомеру с использованием соответствующей коммуникационной линии.

В качестве преобразователя массового расхода в составе систем применяются расходомеры массовые RUMass&Mer-CG, изготавливаемые ООО «Туполев Сервис», г. Жуковский Московской обл.

В качестве внешнего датчика температуры в составе системы применяют термопреобразователь универсальный ТПУ 0304, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 50519-17, изготавливаемый ООО НПП «ЭЛЕМЕР», г. Москва, г. Зеленоград.

Система позволяет регистрировать объем, массу, температуру и плотность отпущенного нефтепродукта. Система может выдавать управляющие и аварийные сигналы, формировать отчеты и выдавать их на печать.

Результаты измерений объема/массы продукта используются для пуска, регулировки расхода и окончания операции налива с помощью электроуправляемых клапанов малого и большого расхода.

Система регистрирует объем и массу при каждом наливе. Система может выдавать управляющие и аварийные сигналы, формировать отчеты и выдавать их на печать.

Измеренная и вычисленная информация может храниться в контроллере в течение не менее 31 суток и может быть передана по интерфейсу RS-485.

Общий вид комплектующих системы представлен на рисунках 1 – 4.



Рисунок 1 – Расходомер массовый
RUMass&Mer-CG (от Ду 50)



Рисунок 2 – Расходомер массовый
RUMass&Mer-CG (до Ду50)



Рисунок 3 – Общий вид контроллера Atlas
Master 100Ex L (202)



Рисунок 4 – Общий вид контроллера Atlas
Master 100Ex L (201)

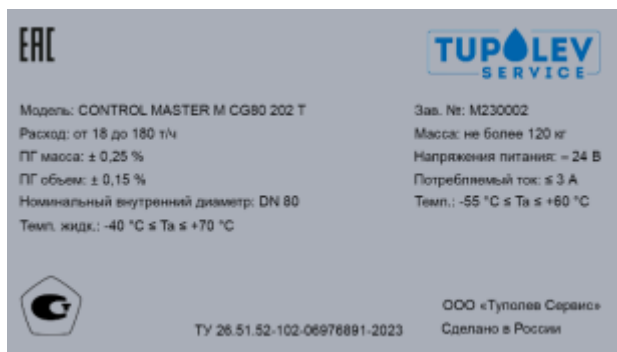


Рисунок 5 – Пример маркировочной таблички

Схемы пломбирования от несанкционированного доступа, обозначение мест нанесения знака поверки на контроллер приведена на рисунке 6.

На расходомеры массовые знак поверки не наносится.

На преобразователи температуры знак поверки наносится в соответствии с описанием типа средства измерений.



Рисунок 6 – Обозначение мест пломбировки с нанесением знака поверки

Заводской номер, состоящий из буквенно-цифрового обозначения из 7 знаков, наносится на маркировочную табличку лазерным способом, методом гравировки или сублимационной печати. Маркировочная табличка с указанием мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера приведена на рисунке 5. Маркировочная табличка прикрепляется на верхнюю поверхность контроллера системы.

Программное обеспечение

Программное обеспечение предназначено для сбора, отображения и регистрирования измерительной информации, получаемой от средств измерений, математической обработки результатов измерений.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Уровень защиты программного обеспечения от преднамеренных и непреднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014.

Программное обеспечение не влияет на метрологические характеристики системы.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	am100-230501.elf
Номер версии (идентификационный номер) ПО	230501
Цифровой идентификатор ПО	не отображается

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристик	Значения характеристик
Диаметр условного прохода, мм	6; 15; 25; 50; 80
Диапазон массового (объемного) расхода жидкости, т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$)	от 0,12 до 180
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема жидкости, %	$\pm 0,15$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы жидкости, %	$\pm 0,25$

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристик	Значения характеристик
Количество измерительных линий, шт.	от 1 до 6
Минимальный объём (масса) продукта, дм ³ (кг)	2000 (1000)
Диапазон рабочего давления на входе, МПа	от 0,5 до 1,25
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от -40 до +70
Диапазон плотности жидкости, кг/м ³	от 650 до 1100
Диапазон температуры окружающей среды, °С	от -55 до +60
Потребляемая мощность, кВт, не более	15
Напряжение питания переменного тока, В	380 ± 15 % (220 ± 15 %)
Средний срок службы, лет, не менее	15
Наработка на отказ, ч, не менее	20000

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, закреплённую на контроллере системы, лазерным способом, методом гравировки или сублимационной печати и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная	CONTROL MASTER M	1 шт.
Руководство по эксплуатации	РЭ-26.51.6-101-06976891-2023	1 экз.
Паспорт	ПС-26.51.6-101-06976891-2023	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 11 руководства по эксплуатации РЭ-0203459261-001-2023.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Перечень измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, утвержденный постановлением Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 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 объёмного расходов жидкости»;

ТУ 26.51.52-102-06976891-2023 «Системы измерительные CONTROL MASTER M. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Туполев Сервис»
(ООО «Туполев Сервис»)
ИНН: 5040147270
Юридический адрес: 140187, Московская обл., г. Жуковский, ул. Мяснищева, д. 1, помещ. 403
Телефон: +7 (985) 180-33-00
E-mail: info@tupolevservis.ru
Web-сайт: www.tupolevservice.ru

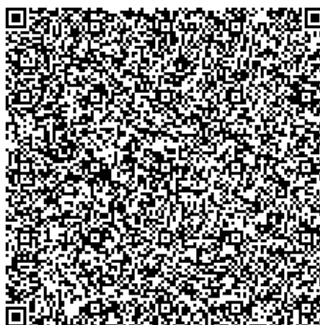
Изготовители

Индивидуальный предприниматель Офицеров Владислав Сергеевич
(ИП Офицеров В.С.)
ИНН: 553902943935
Юридический адрес: Московская обл., г. Реутов, ул. Реутовских ополченцев, д. 6, кв. 209
Адрес места осуществления деятельности: 140181, Московская обл., г. Жуковский, Кооперативная ул., д. 14
Телефон: +7 (977) 769-17-05
Web-сайт: www.ofitseroff-tech.ru
E-mail: ovs@ofitseroff-tech.ru

Общество с ограниченной ответственностью «Туполев Сервис»
(ООО «Туполев Сервис»)
ИНН: 5040147270
Адрес: 140187, Московская обл., г. Жуковский, ул. Мяснищева, д. 1, помещ. 403
Телефон: +7 (985) 180-33-00
E-mail: info@tupolevservis.ru
Web-сайт: www.tupolevservice.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46
Тел.: +7 (495) 437-55-77, факс: +7 (495) 437-56-66
Web-сайт: www.vniims.ru
E-mail: office@vniims.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» февраля 2024 г. № 292

Регистрационный № 91233-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Прессы гидравлические ПРГ-1

Назначение средства измерений

Прессы гидравлические ПРГ-1 (далее – прессы) предназначены для измерений силы при проведении механических испытаний образцов строительных материалов на сжатие.

Описание средства измерений

Принцип действия основан на преобразовании вращательного движения рукоятки в перемещение нагнетательного плунжера, который создает давление масла в корпусе. Давление воздействует на силовой плунжер. Образец устанавливается на рабочую плиту и сверху прижимается опорной плитой. Для изменения величины рабочего пространства служит регулировочный винт, установленный на траверсе. Траверса закреплена на колоннах. Развиваемое силовым плунжером усилие, пропорциональное давлению в корпусе, контролируется по показаниям цифрового измерителя нагрузки прессы.

Основными компонентами прессов являются рукоятка для нагнетания давления, плунжер, нижняя и верхняя рабочие плиты, регулировочный винт, цифровой измеритель нагрузок.

Цифровой измеритель нагрузок (далее - ЦИН) является микропроцессорным устройством, с датчиком измерения давления. Датчик давления преобразует усилие, создаваемое давлением на чувствительном элементе датчика в электрический сигнал, который усиливается и преобразуется аналогово-цифровым преобразователем в цифровой код. Цифровой код сопоставляется с таблицей настройки значений нагрузки и преобразуется в цифровое число текущей нагрузки. Далее это значение корректируется, преобразуется в требуемую размерность и выводится на жидкокристаллический индикатор ЦИН. По изменениям нагрузки за единицу времени ЦИН производит расчет скорости нагружения. Также ЦИН фиксирует максимальное значение нагрузки.

К средствам измерений данного типа относятся прессы гидравлические ПРГ-1 модификаций ПРГ-1-10, ПРГ-1-10К, ПРГ-1-20, ПРГ-1-20К, ПРГ-1-50, ПРГ-1-50К, ПРГ-1-50П, ПРГ-1-70, ПРГ-1-100, которые отличаются диапазоном измерений силы.

Пломбирование крепёжных винтов корпуса прессов не предусмотрено, ограничение доступа к местам настройки (регулировки) обеспечено конструкцией крепёжных винтов, которые могут быть сняты только при наличии специальных ключей.

Заводской номер прессов в буквенно-числовом формате указывается методом печати на маркировочной табличке, расположенной на верхней части корпуса прессы.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид прессов гидравлических ПРГ-1 представлен на рисунке 1.

Общий вид маркировочной таблички представлен на рисунке 2.



Место указания
заводского номера



Рисунок 1 – Общий вид прессов гидравлических ПРГ-1

Рисунок 2 – Общий вид маркировочной таблички

Программное обеспечение

Для работы с прессами используется метрологически значимое программное обеспечение (далее – ПО) «PRG.hex», устанавливаемое на цифровой измеритель нагрузок. ПО разработано специально для прессов и служит для управления их функциональными возможностями, а также для обработки и отображения результатов измерений.

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

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значения
Идентификационное наименование ПО	PRG.hex
Номер версии (идентификационный номер ПО)	V 1.X
Цифровой идентификатор ПО	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение				
Модификация	ПРГ-1-10, ПРГ-1-10К	ПРГ-1-20, ПРГ-1-20К	ПРГ-1-50, ПРГ-1-50К, ПРГ-1-50П	ПРГ-1-70	ПРГ-1-100
Диапазон измерений силы, кН	от 1 до 10	от 2 до 20	от 5 до 50	от 7 до 70	от 10 до 100
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений силы, %	±1				

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Ширина рабочего пространства, мм, не более	250
Высота рабочего пространства, мм, не более	500
Габаритные размеры (Длина×Ширина×Высота), мм, не более	260×700×1000
Масса, кг, не более	50
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₁₁ 50±1
Потребляемая мощность, Вт, не более	6
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С	от +15 до +35

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист паспорта и инструкции по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Пресс гидравлический	ПРГ-1	1 шт.
Паспорт и инструкция по эксплуатации	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 6 «Проведение испытаний» «Прессы гидравлические ПРГ-1. Паспорт и инструкция по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений силы, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 22 октября 2019 г. № 2498;

ТУ 26.51.62-062-52045791-2023. Прессы гидравлические ПРГ-1. Технические условия.

Правообладатель

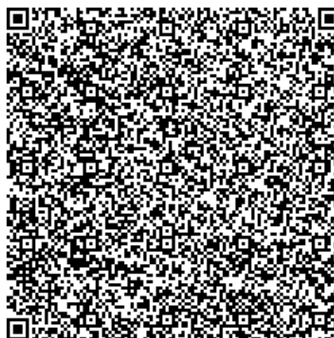
Общество с ограниченной ответственностью «МЕТРОЛОГИЯ ИСЛ»
(ООО «МЕТРОЛОГИЯ ИСЛ»)
ИНН 5004030904
Юридический адрес: 143632, Московская обл., г.о. Волоколамский, с. Ярополец,
ул. Додогорского, д. 37, оф. 1
Тел.: +7 499 550 06 81
E-mail: metrologyisl@bk.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «МЕТРОЛОГИЯ ИСЛ»
(ООО «МЕТРОЛОГИЯ ИСЛ»)
ИНН 5004030904
Юридический адрес: 143632, Московская обл., г.о. Волоколамский, с. Ярополец,
ул. Додогорского, д. 37, оф. 1
Адрес места осуществления деятельности: 143632, Московская обл.,
г.о. Волоколамский, с. Ярополец, ул. Додогорского, д. 37
Тел.: +7 499 550 06 81
E-mail: metrologyisl@bk.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автопрогресс-М»
(ООО «Автопрогресс-М»)
Адрес: 125167, г. Москва, ул. Викторенко, д. 16, стр. 1
Тел.: +7 (495) 120-03-50
E-mail: info@autoproggress-m.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311195.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» февраля 2024 г. № 292

Регистрационный № 91234-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический РГС-85

Назначение средства измерений

Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический РГС-85 (далее – резервуар) предназначен для измерений объема, а также приема, хранения и отпуска нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуар представляет собой металлический сосуд в форме горизонтально лежащего цилиндра со сферическими днищами.

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

Заполнение и опорожнение резервуара осуществляется через приемо-раздаточные патрубки, расположенные в нижней части резервуара.

Резервуар не имеет в конструкции частей, влияя на которые могут быть изменены результаты измерений.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен типографским способом в паспорт резервуара и методом металлографии на металлическую табличку, закрепленную на сферическом днище резервуара.

К резервуару данного типа относится резервуар горизонтальный стальной цилиндрический РГС-85 с заводским номером 777, расположенный по адресу Удмуртская Республика 5 км от деревни Наговицино.

Общий вид резервуара приведен на рисунке 1.

Место установки таблички с заводским номером приведен на рисунке 2.

Табличка с заводским номером приведена на рисунке 3.

Нанесение знака поверки на резервуар не предусмотрено.



Рисунок 1 - Общий вид резервуара горизонтального стального цилиндрического РГС-85



Табличка с заводским
номером

Рисунок 2 – Место установки таблички с заводским номером резервуара горизонтального стального цилиндрического РГС-85



Рисунок 3 – Табличка с заводским номером резервуара горизонтального стального цилиндрического РГС-85

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	85
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (геометрический метод), %	± 0,25

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	20

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-85	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Градуировочная таблица	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 7.5 «Метод измерений» паспорта резервуара.

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 расходов жидкости».

Правообладатель

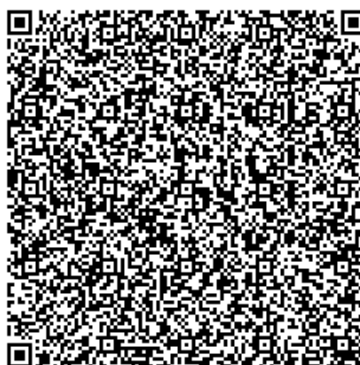
Общество с ограниченной ответственностью «Фирма «Машкомплект»
(ООО «Фирма «Машкомплект»)
ИНН 6670001018
Юридический адрес: 620075, Свердловская обл., г. Екатеринбург, Почтовый пер., д. 7, к. А, кв. 12

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Фирма «Машкомплект»
(ООО «Фирма «Машкомплект»)
ИНН 6670001018
Адрес: 620075, Свердловская обл., г. Екатеринбург, Почтовый пер., д.7, к. А, кв. 12

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР – филиал
ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19
Адрес места осуществления деятельности: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»
Телефон/ факс: +7 (843) 272-70-62/(843) 272-00-32
Web-сайт: vniir.org
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Толщиномеры покрытий КОНСТАНТА К6П

Назначение средства измерений

Толщиномеры покрытий КОНСТАНТА К6П (далее – толщиномеры) предназначены для измерений толщины покрытий на ферромагнитных или неферромагнитных основаниях.

Описание средства измерений

Принцип действия толщиномеров основан на вихретоковом параметрическом и магнитоиндукционном методах.

Толщиномеры состоят из блока обработки информации и подключаемого к нему с помощью кабеля измерительного преобразователя.

Блок обработки информации заключен в корпус, на лицевой панели которого расположен дисплей для отображения номера версии встроенного программного обеспечения и сетевого адреса толщиномера, на верхней панели расположен разъем для подключения измерительного преобразователя. Результаты измерений толщины покрытий отображаются на мониторе компьютера. Подключение толщиномера к компьютеру или промышленному контроллеру выполняется с помощью интерфейсов USB или RS-485.

Питание толщиномера осуществляется от блока питания, подключенного к сети переменного тока, либо через интерфейс USB.

В зависимости от назначения толщиномеры могут комплектоваться измерительными преобразователями с магнитоиндукционным измерительным элементом (тип МИ) и/или с вихретоковым параметрическим измерительным элементом (тип ВП).

Измерительные преобразователи типа МИ предназначены для измерений толщины неферромагнитных покрытий на ферромагнитных основаниях.

Измерительные преобразователи типа ВП предназначены для измерений толщины диэлектрических неферромагнитных покрытий на ферро- или неферромагнитных основаниях.

Измерительные преобразователи отличаются конструктивными особенностями, техническими и метрологическими характеристиками. Обозначение измерительного преобразователя наносится на кабель в виде стикер-наклейки типографским способом. Структура условного обозначения измерительного преобразователя: [1]-[2]-[3], где 1 - тип измерительного преобразователя с указанием диапазона измерений, 2 - тип основания: F - ферромагнитное основание или NF - неферромагнитное основание, 3 - заводской номер преобразователя.

Общий вид толщиномеров представлен на рисунке 1.

Заводской номер наносится на переднюю панель корпуса блока обработки информации в виде цифрового обозначения. Место нанесения заводского номера представлено на рисунке 1.

Место для нанесения пломбы в виде стикера-наклейки приведено на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на толщиномеры не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид толщиномеров с указанием места нанесения заводского номера и пломбировки

Программное обеспечение

Толщиномеры имеют встроенное программное обеспечение (далее – ПО), обеспечивающее обработку, передачу результатов измерений. Конструкция толщиномеров исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

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

При нормировании метрологических характеристик учтено влияние ПО.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.XX*
Цифровой идентификатор ПО	-
* «XX» не относится к метрологически значимой части ПО и принимает значения от 00 до 99.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений толщины покрытия, мм, с измерительным преобразователем:	
- МИ1; ВП1	от 0 до 1
- МИ3; ВП3	от 0 до 3
- МИ6	от 0 до 6
- МИ10	от 0 до 10
- МИ15; ВП15	от 0 до 15
- МИ30; ВП30	от 0 до 30
- ВП70	от 0 до 70
- ВП90	от 0 до 90

Наименование характеристики	Значение
- ВП120	от 0 до 120
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений толщины покрытия, мм, с измерительным преобразователем: - МИ1; ВП1 - в поддиапазоне измерений от 0 до 0,2 мм включ.; - в поддиапазоне измерений св. 0,2 до 1 мм включ. - МИ3; ВП3 - в поддиапазоне измерений от 0 до 0,3 мм включ.; - в поддиапазоне измерений св. 0,3 до 3 мм включ. - МИ6 - в поддиапазоне измерений от 0 до 0,6 мм включ.; - в поддиапазоне измерений св. 0,6 до 6 мм включ. - МИ10 - в поддиапазоне измерений от 0 до 1 мм включ.; - в поддиапазоне измерений св. 1 до 10 мм включ. - МИ15 - в поддиапазоне измерений от 0 до 1,5 мм включ.; - в поддиапазоне измерений св. 1,5 до 15 мм включ. - МИ30 - в поддиапазоне измерений от 0 до 3 мм включ.; - в поддиапазоне измерений св. 3 до 30 мм включ. - ВП15 - в поддиапазоне измерений от 0 до 1,5 мм включ.²⁾; - в поддиапазоне измерений св. 1,5 до 15 мм включ.²⁾; - в диапазоне измерений от 0 до 15 мм³⁾ - ВП30 - в поддиапазоне измерений от 0 до 3 мм включ.²⁾; - в поддиапазоне измерений св. 3 до 30 мм включ.²⁾; - в диапазоне измерений от 0 до 30 мм³⁾ - ВП70; ВП90; ВП120	$\pm(0,02 \cdot h^1 + 0,002)$ $\pm 0,03 \cdot h$ $\pm(0,02 \cdot h + 0,003)$ $\pm 0,03 \cdot h$ $\pm(0,02 \cdot h + 0,006)$ $\pm 0,03 \cdot h$ $\pm(0,02 \cdot h + 0,01)$ $\pm 0,03 \cdot h$ $\pm(0,02 \cdot h + 0,015)$ $\pm 0,03 \cdot h$ $\pm(0,02 \cdot h + 0,03)$ $\pm 0,03 \cdot h$ $\pm(0,02 \cdot h + 0,015)$ $\pm 0,03 \cdot h$ $\pm(0,03 \cdot h + 0,1)$ $\pm(0,02 \cdot h + 0,03)$ $\pm 0,03 \cdot h$ $\pm(0,03 \cdot h + 0,1)$ $\pm(0,03 \cdot h + 0,3)$
Дискретность отсчета, мкм	0,1
¹⁾ измеренное значение, мм; ²⁾ при измерении толщины диэлектрического неферромагнитного покрытия на неферромагнитном основании; ³⁾ при измерении толщины диэлектрического неферромагнитного покрытия на ферромагнитном основании.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры блока обработки информации (ширина×высота×глубина), мм, не более	30×120×120
Габаритные размеры измерительного преобразователя (диаметр×длина), мм, не более:	
- МИ1; МИ3; ВП1; ВП3; ВП15	20×100
- МИ6; МИ10; ВП30	25×100
- МИ15	50×100
- МИ30; ВП70	65×70
- ВП90	100×70
- ВП120	130×70
Масса блока обработки информации, кг, не более	0,2
Условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °С,	от +10 до +35
- относительная влажность окружающего воздуха, %, не более	95
Параметры электропитания:	
- от сети переменного тока:	
- напряжение переменного тока, В,	от 198 до 242
- частота переменного тока, Гц,	от 50 до 60
- от источника постоянного тока (через USB порт):	
- напряжение питания, В	5
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	20000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность толщиномеров

Наименование	Обозначение	Количество
Толщиномер в составе:	КОНСТАНТА К6П	
- блок обработки информации	УАЛТ.253.010.00	
- измерительный преобразователь ¹⁾ :		
МИ1	УАЛТ.253.100.00	
МИ3	УАЛТ.253.110.00	
МИ6	УАЛТ.253.120.00	
МИ10	УАЛТ.253.130.00	
МИ15	УАЛТ.253.140.00	
МИ30	УАЛТ.253.150.00	
ВП1	УАЛТ.253.300.00	
ВП3	УАЛТ.253.310.00	
ВП15	УАЛТ.253.320.00	
ВП30	УАЛТ.253.330.00	
ВП70	УАЛТ.253.340.00	
ВП90	УАЛТ.253.350.00	
ВП120	УАЛТ.253.360.00	
Кабель USB	-	1 шт.
Блок питания ²⁾	УАЛТ.253.200.00	1 шт.
Кейс	-	1 шт.

Наименование	Обозначение	Количество
Руководство по эксплуатации	УАЛТ.253.000.00РЭ	1 экз. ³⁾
Паспорт	УАЛТ.253.000.00ПС	1 экз.
1) тип и количество измерительных преобразователей в соответствии с заказом; 2) в соответствии с заказом; 3) может поставляться на партию.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе УАЛТ.253.000.00РЭ «Толщиномер покрытий КОНСТАНТА К6П. Руководство по эксплуатации» в п. 2.3 «Выполнение измерений».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений толщины покрытий в диапазоне значений от 1 до 120000 мкм, утвержденная приказом Росстандарта от 23 декабря 2019 г. № 3276;

ТУ 26.51.66-053-27449627-2022 «Толщиномер покрытий КОНСТАНТА К6П. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «КОНСТАНТА» (ООО «КОНСТАНТА»)
ИНН 7805666639

Юридический адрес: 198097, г. Санкт-Петербург, Огородный пер., д. 21, лит. А, оф. 404

Телефон: +7 (812) 339-92-64

Email: office@constanta.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «КОНСТАНТА» (ООО «КОНСТАНТА»)
ИНН 7805666639

Адрес: 198097, г. Санкт-Петербург, Огородный пер., д. 21, лит. А, оф. 404

Телефон: +7 (812) 339-92-64

Email: office@constanta.ru

Испытательный центр

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

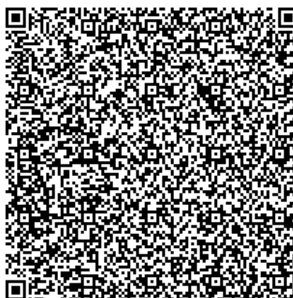
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19

Телефон: +7 (812) 251-76-01, факс: +7 (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» февраля 2024 г. № 292

Регистрационный № 91236-24

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-20000

Назначение средства измерений

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-20000 (далее – резервуар) предназначен для измерений объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтью или нефтепродуктом до произвольных уровней, соответствующих определенным объемам (вместимостям), приведенных в градуировочной таблице резервуара.

Резервуар представляет собой наземный вертикально расположенный стальной сосуд, состоящий из цилиндрической стенки, днища и крыши.

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

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящий из арабской цифры, нанесен методом аэрографии на вертикальную стенку резервуара.

Резервуар РВС-20000 с заводским номером 6 расположен на территории НПС «Парабель», АО «Транснефть – Западная Сибирь» по адресу: Томская обл., Парабельский р-н, с. Парабель.

Общий вид резервуара РВС-20000 приведен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВС-20000 зав.№ 6

Пломбирование резервуара РВС-20000 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	20000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	±0,10

Таблица 2 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +50
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	50

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-20000	1 шт.
Паспорт	-	1 шт.
Градуировочная таблица	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 8 «Порядок работы» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 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 расходов жидкости».

Правообладатель

Акционерное общество «Транснефть – Западная Сибирь» (АО «Транснефть – Западная Сибирь»)
ИНН 5502020634
Юридический адрес: 644033, Омская обл., г. Омск, ул. Красный Путь, д. 111, к. 1
Телефон: +7 (3812) 65-35-02
E-mail: info@oms.transneft.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть – Западная Сибирь» (АО «Транснефть – Западная Сибирь»)
ИНН 5502020634
Адрес: 644033, Омская обл., г. Омск, ул. Красный Путь, д. 111, к. 1
Телефон: +7 (3812) 65-35-02
E-mail: info@oms.transneft.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии - филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР - филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)
Адрес места осуществления деятельности: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19
Телефон/ факс: +7 (843) 272-70-62/(843) 272-00-32
Web-сайт: vniir.org
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» февраля 2024 г. № 292

Регистрационный № 91237-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВСП-10000

Назначение средства измерений

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВСП-10000 (далее – резервуар) предназначен для измерений объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтью или нефтепродуктом до произвольных уровней, соответствующих определенным объемам (вместимостям), приведенных в градуировочной таблице резервуара.

Резервуар представляет собой наземный вертикально расположенный стальной сосуд, состоящий из цилиндрической стенки, днища, крыши и понтона.

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

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящий из арабских цифр, нанесен методом аэрографии на вертикальную стенку резервуара.

Резервуар РВСП-10000 с заводским номером 10 расположен на территории НПС «Вагай», АО «Транснефть – Западная Сибирь» по адресу: Тюменская область, Вагайский район, п. Заречный.

Общий вид резервуара РВСП-10000 приведен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВСП-10000 зав.№ 10

Пломбирование резервуара РВСП-10000 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	10000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	±0,10

Т а б л и ц а 2 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +50
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	50

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВСП-10000	1 шт.
Паспорт	-	1 шт.
Градуировочная таблица	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 8 «Порядок работы» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 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 расходов жидкости».

Правообладатель

Акционерное общество «Транснефть – Западная Сибирь»
(АО «Транснефть – Западная Сибирь»)
ИНН 5502020634
Юридический адрес: 644033, Омская обл., г. Омск, ул. Красный Путь, д. 111, к. 1
Телефон: +7 (3812) 65-35-02
E-mail: info@oms.transneft.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть – Западная Сибирь»
(АО «Транснефть – Западная Сибирь»)
ИНН 5502020634
Адрес: 644033, Омская обл., г. Омск, ул. Красный Путь, д. 111, к. 1
Телефон: +7 (3812) 65-35-02
E-mail: info@oms.transneft.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии - филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-
исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР - филиал
ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Адрес места осуществления деятельности: 420088, Республика Татарстан, г. Казань,
ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

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

Телефон/ факс: +7 (843) 272-70-62/(843) 272-00-32

Web-сайт: vniir.org

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

