

Регистрационный № 63920-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Манометры глубинные ГлуМ-К

Назначение средства измерений

Манометры глубинные ГлуМ-К (далее – манометры) предназначены для измерений и последующей регистрации избыточного давления при диагностических исследованиях скважин.

Описание средства измерений

Конструктивно манометры состоят из цилиндрического корпуса с монолитной секцией, выполненной в виде взрывонепроницаемой оболочки. В верхней части устройства расположен наконечник, а под съёмным защитным кожухом размещены датчик давления, электронная плата и батарейный отсек (только для автономного исполнения).

Принцип действия манометров основан на преобразовании измеряемого давления в электрические сигналы с последующей оцифровкой и выводом результатов измерений на дисплей вторичного блока или записью в энергозависимую память.

Структура условного обозначения манометров:

ГлуМ-К+XX+XX ДД.ППП.ИИ.ТТТ, где:

XX – дополнительные датчики (индикаторы): РС – расход; ЕВ – емкостной влагомер; ЛМ – локатор муфт; ГК – гамма каротаж; РЕЗ – резистивиметр; СТИ – термодобитометр;

ДД – внешний диаметр манометра: 20; 28; 32 мм (внешние диаметры 20 и 32 только для исполнения А – автономный);

ППП – верхний предел измерения давления: 40; 60; 100 МПа;

ИИ – исполнение: А – автономный; К – кабельный;

ТТТ – верхний предел рабочей температуры: 125°C.

Манометры имеют маркировку взрывозащиты, в зависимости от исполнения:

1Ex db IIB T3 Gb для исполнения А (автономный), с записью данных измерений во внутреннюю память прибора;

1Ex db IIB T3 Gb X для исполнения К (кабельный), с передачей данных измерений по кабелю.

Серийные номера в виде цифрового обозначения наносят на маркировочную табличку в виде наклейки типографским методом или на корпус манометров методом лазерной гравировки.

Нанесение знака поверки на корпус манометров в обязательном порядке не предусмотрено.

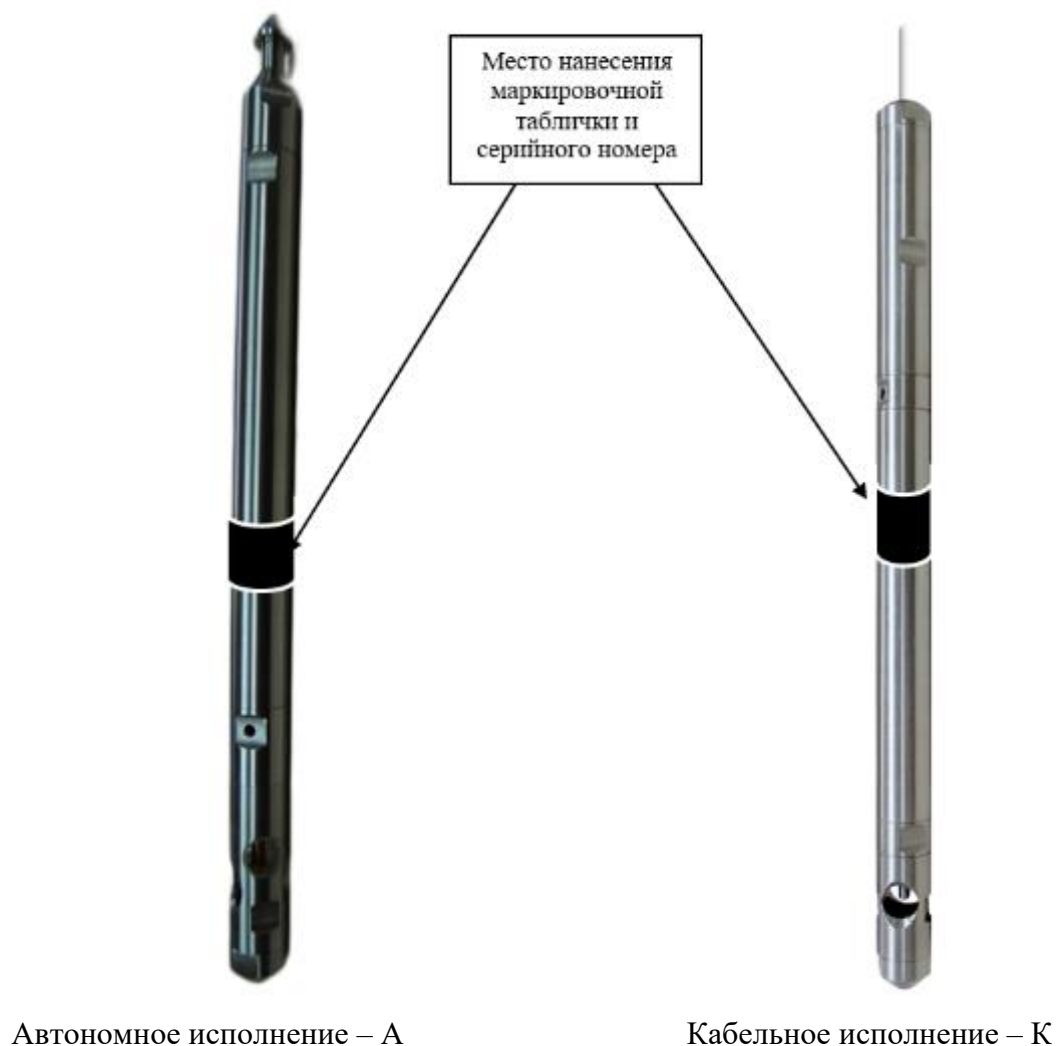


Рисунок 1 – Общий вид манометров с указанием места нанесения маркировочной таблички и места нанесения серийного номера непосредственно на корпус



Рисунок 2 – Общий вид маркировочной таблички

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) манометра Глум-К состоит из двух частей:

1. ПО микроконтроллера (в зависимости от исполнения): «Глум» (для кабельного исполнения), «Глум1» (для автономного исполнения с диаметром 28 мм или 32 мм), «Глум2» (для автономного исполнения с диаметром 20 мм).
2. ПО на базе персонального компьютера «GISManager».

ПО микроконтроллеров выполняют следующие функции: оцифровка и первичная обработка данных, вывод результатов измерений на дисплей вторичного блока и(или) сохранение результатов измерений в энергонезависимой памяти, передача данных по протоколу MODBUS.

ПО «GISManager» выполняет следующие функции: обработка данных поступающих от ПО микроконтроллера по протоколу MODBUS по внешнему интерфейсу связи RS-232, RS-485, вывод на печать и экран монитора результатов обработки данных.

Таблица 1 – Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
«ГлуМ»	glum	4	d50708f9dd81b27eb9ee864f72bed512	MD5
«ГлуМ1»	glum1	1	3de12a1bc6b4665c67c159d2eb8e17d3	MD5
«ГлуМ2»	glum2	5	83a9bd964f2c076789bfb c836575325d	MD5
«GISManager»	GISManager.exe	1.0.1.41	bbacda5d15fbb5c883260 eb750cf7369	MD5

П р и м е ч а н и е: Для программного обеспечения «GISManager» контрольная сумма исполняемого кода указана для версии 1.0.1.41. Для получения результатов измерений могут применяться версии ПО «GISManager» не ниже, указанной в данной таблице.

Защита ПО и измеренных данных от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с разделом 4 (п. 4.5) рекомендации по метрологии Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений избыточного давления, МПа (кгс/см ²)	от 0 до 100 (от 0 до 1000) от 0 до 60 (от 0 до 600) от 0 до 40 (от 0 до 400)
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления в диапазоне температур от +20 до +125°С, %	±0,1

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания, В	
– для автономного исполнения	3,6
– для кабельного исполнения	24
Маркировка взрывозащиты:	
– для автономного исполнения	1Ex db IIB T3 Gb
– для кабельного исполнения	1Ex db IIB T3 Gb X

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Степень защиты	IP68
Габаритные размеры (диаметр×длина), мм, не более	32×500
Масса, кг, не более	2
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С	от +20 до +125

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч	50000
Срок службы, лет	5

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Манометр глубинный	ГлуМ-К	1 шт.
Вторичный блок	ВИЗИР-5	1 шт.
Кабель связи с компьютером	—	1 шт.
Элемент питания АА 3,6В (только для автономного исполнения)	—	1 шт.
Программное обеспечение	«GISManager»	1 шт.
Паспорт	ГМ 500.00.0.00 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ГМ 500.00.0.00 РЭ	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.
Комплект ЗИП	—	1 шт.
Транспортная упаковка	—	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 8 «Проведение измерений» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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»;

ТУ 4318-001-66632055-2011 «Манометр глубинный ГлуМ-К. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ГИСАЛЛ»
(ООО «ГИСАЛЛ»)
ИНН 1650207526

Юридический адрес: 423800, РЕСПУБЛИКА ТАТАРСТАН (ТАТАРСТАН),
Г. НАБЕРЕЖНЫЕ ЧЕЛНЫ, ПР-КТ АВТОЗАВОДСКИЙ, Д.3 А

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ГИСАЛЛ»

(ООО «ГИСАЛЛ»)

ИНН 1650207526

Адрес: 423800, РЕСПУБЛИКА ТАТАРСТАН (ТАТАРСТАН), Г. НАБЕРЕЖНЫЕ
ЧЕЛНЫ, ПР-КТ АВТОЗАВОДСКИЙ, Д.3 А

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»

(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)

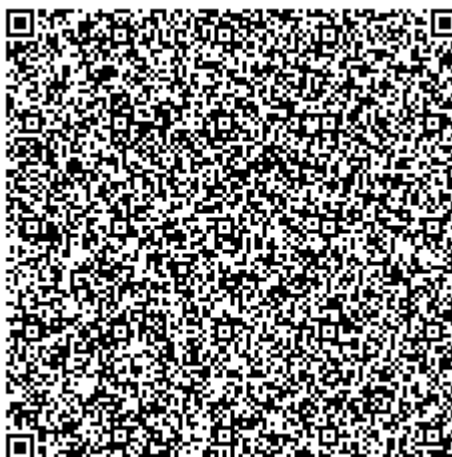
Юридический адрес: 119415, Россия, г.Москва, вн. тер. г. муниципальный округ
Проспект Вернадского, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. 263

Адрес места осуществления деятельности: 142300, Россия, Московская обл.,
р-н Чеховский, г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2;

308023, Россия, Белгородская обл., г. Белгород, ул. Садовая, дом 45а;

Россия, Ивановская обл., Лежневский р-н, СПК им. Мичурина

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314164



Регистрационный № 97101-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики угла наклона ISSO TILT

Назначение средства измерений

Датчики угла наклона ISSO TILT (далее – датчики) предназначены для измерений углов наклона конструкций.

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков основан на измерении положения микромеханического датчика относительно вектора силы тяжести.

Датчики состоят из первичного преобразователя (микромеханического преобразователя), микропроцессора, энергонезависимой памяти и элементов электропитания схемы.

Конструктивно датчики представляют из себя одноосевой или двухосевой датчик (в зависимости от исполнения). Для моделей ISSO TILT1 выходной сигнал представлен в диапазоне от 0 до 5 В, для датчиков, ISSO TILTG-1.2 RS-485 – цифровой сигнал, по протоколу Modbus RTU через преобразователи на RS-485. На боковой поверхности корпуса датчика находится кабель с разъемом для подачи питания и вывода информации с измерителя. На верхней поверхности корпуса датчика нанесены риски, соответствующие направлениям измерительных осей X и Y.

К датчикам угла наклона относятся модификации ISSO TILT1-1.1, ISSO TILT1-1.2, ISSO TILTG-1.2 RS-485. Заводской номер в виде семизначного обозначения, состоящий из префикса TG – для датчиков TILTG и T1 – для датчиков TILT1, и шести цифр, наносится на корпус датчиков типографским способом на маркировочную наклейку в месте, указанном на рисунке 1.

Общий вид датчиков представлен на рисунках 1 – 2. Общий вид маркировочной наклейки показан на рисунке 3.



Рисунок 1 – Внешний вид датчиков угла наклона ISSO TILT1



Рисунок 2 – Внешний вид датчиков угла наклона ISSO TILTG-1.2 RS-485



Рисунок 3 – Общий вид маркировочной наклейки

Пломбирование датчиков не предусмотрено. Нанесение знака поверки на датчики не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) датчиков встроенное и устанавливается при их изготовлении. Для считывания данных с цифровых датчиков TILTG-1.2 RS-485 используется ноутбук с установленным ПО TILTG 1.2 v1.0. Датчик подключается или через серийный порт (COM) или через сетевой преобразователь RS-485 – ETHERNET (MOXA NPort IA5450A). В программном обеспечении выбирается тип подключения и указывается Slave ID (указан на корпусе датчика).

Конструкция СИ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО СИ и измерительную информацию.

Уровень защиты программного обеспечения – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	TILTG 1.2
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.0
Цифровой идентификатор ПО	—

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	Вертикальное	Горизонтальное
Диапазон измерений угла наклона ISSO TILT1-1.1	$\pm 15^\circ$	-
ISSO TILT1-1.2, ISSO TILTG-1.2 RS-485	$\pm 15^\circ$	$\pm 15^\circ$
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений угла наклона, %	$\pm 0,5$	

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания, В	от 12 до 36
Дискретность, для исполнений: ISSO TILTG-1.2 RS-485	$0,003^\circ$
Интерфейс передачи данных для модификаций ISSO TILTG-1.2 RS-485	RS-485
Выходной сигнал датчиков ISSO TILT1, В	от 0 до 5
Габаритные размеры датчиков ¹⁾ , мм, не более: - ISSO TILT1-1.1, ISSO TILT1-1.2, диаметр × высота - ISSO TILTG-1.2 RS-485, длина × ширина × высота	34×215 100×56×40
Масса ¹⁾ , кг, не более	1,5
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность воздуха, %	от -45 до +80 от 30 до 98
¹⁾ без учета кабеля и кабельного ввода	

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	100000
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Датчик угла наклона ISSO TILT	—	1 шт.
Паспорт	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации ¹⁾	26.51.66-003-05877021-2024.РЭ1	1 шт.
Комплект крепления к датчику ISSO TILT	—	1 шт.
¹⁾ – поставляется одно на партию		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Установка датчика угла наклона» документа 26.51.66-003-05877021-2024.РЭ1 Датчик угла наклона ISSO TILT. Руководство по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 ноября 2018 г. № 2482 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений плоского угла»;

ТУ 26.51.66-003-05877021-2024 «Датчики угла наклона ISSO TILT. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-технический центр «Комплексные системы мониторинга»

(ООО НТЦ «Комплексные системы мониторинга»)

ИНН 7842123084

Юридический адрес: 192102, г. Санкт-Петербург, ул. Фучика, д.4, лит К, пом. 12Н, офис 408

Телефон: +7 (812) 775-10-82

Web-сайт: <https://ntc-ksm.ru/>

E-mail: office@ntc-ksm.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-технический центр «Комплексные системы мониторинга»

(ООО НТЦ «Комплексные системы мониторинга»)

ИНН 7842123084

Юридический адрес: 192102, г. Санкт-Петербург, ул. Фучика, д.4, лит К, пом. 12Н, офис 408

Адрес места осуществления деятельности: 192102, г. Санкт-Петербург, ул. Фучика, д.4, лит А, пом. 2Н,3Н.4Н, помещение №22

Телефон: +7 (812) 775-10-82

Web-сайт: <https://ntc-ksm.ru/>

E-mail: info@ntc-ksm.ru

Испытательный центр

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

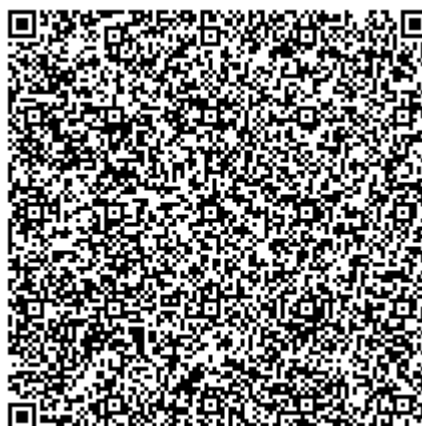
Адрес юридического лица: 119415, г. Москва, проспект Вернадского, дом 41, стр. 1,
помещ. 263

Адрес места осуществления деятельности: 142300, г. Чехов, Симферопольское шоссе,
д. 2

Телефон: +7 (495) 108 69 50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
Росаккредитации RA.RU.314164



Регистрационный № 97102-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти в нефтегазоводяной смеси при ДНС-1 АО «Камскойл»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти в нефтегазоводяной смеси при ДНС-1 АО «Камскойл» (далее по тексту – СИКНС) предназначена для автоматизированного коммерческого учета нефти в нефтегазоводяной смеси при проведении приемо-сдаточных операций между АО «Камскойл» и ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефтегазоводяной смеси с помощью счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion CMF 200 (далее по тексту – МПР). Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей МПР поступают на соответствующие входы комплексов измерительно-вычислительных расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее по тексту – ИВК), которые преобразуют их и вычисляют массу нефтегазоводяной смеси по реализованному в них алгоритму.

Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефтегазоводяной смеси и массы балласта.

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта. Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКНС и эксплуатационными документами на ее компоненты.

Конструктивно СИКНС состоит из входного и выходного коллекторов, блока фильтров, блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК), узла подключения передвижной поверочной установки (ПУ) и системы сбора и обработки информации (далее по тексту – СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура СИКНС не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из одной рабочей измерительной линии (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. СОИ включает в себя ИВК и автоматизированное рабочее место оператора АРМ «Сфера» (далее по тексту – АРМ), оснащенные средствами отображения, управления и печати.

Узел подключения передвижной ПУ предназначен для проведения поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) МПР по передвижной ПУ.

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

Т а б л и ц а 1 – Состав СИКНС

Наименование СИ	Регистрационный №
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion CMF200	82963-21
Датчики давления Метран-150	32854-13
Термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ	77963-20
Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+»	52866-13
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм1	14557-15
Анализаторы влажности (влагомеры) FIZEPR-SW100	75771-19

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефтегазоводяной смеси в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерений массы брутто нефтегазоводяной смеси в рабоче 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, механических примесей и газа в нефти;
- поверку и КМХ МПР по передвижной ПУ;
- КМХ МПР, установленного на рабочей ИЛ, по МПР на контрольно-резервной ИЛ;
- автоматический и ручной отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений;
- защита информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКНС, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с МИ 3002-2006.

Заводской номер 515 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится печатным способом на шильд-табличку блок-блока СИКНС. Нанесение знака поверки на СИКНС не предусмотрено.

Программное обеспечение

СИКНС реализовано в ИВК и в АРМ оператора, оснащенные средствами отображения, управления и печати. Идентификационные данные программного обеспечения (ПО) СИКНС приведены в таблицах 2,3.

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

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные АРМ

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	metrolog.dll	mDLL.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0	1.2.5.16
Цифровой идентификатор ПО	7cd119f3c9115b250a60 1b7cad61b4d	ef9f814ff4180d55b d94d0debd230d76
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5	MD5

Т а б л и ц а 3 – Идентификационные данные ИВК (рабочего и резервного)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0
Цифровой идентификатор ПО	4069091340
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефтегазоводяной смеси, т/ч	от 6 до 24
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	±0,25
Примечание – пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси нормируются в соответствии с документом МН 1395-2025 «ГСИ. Масса нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти в нефтегазоводяной смеси при ДНС-1 АО «Камскойл»», свидетельство об аттестации № 011/03-RA.RU.310652-2025.	

Т а б л и ц а 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефтегазоводяная смесь
Рабочий диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +5 до +60
Давление измеряемой среды, МПа	
– рабочее	2,6
– минимальное допускаемое	0,2
– максимальное допускаемое	4,0
Плотность нефти в составе нефтегазоводяной смеси, кг/м ³	от 910 до 950
Массовая доля воды, %, не более	70,0
Концентрация хлористых солей в обезвоженной нефтегазоводяной смеси, мг/дм ³ , не более	900
Концентрация хлористых солей в НГВС, мг/дм ³ , не более	15670
Массовая доля механических примесей, %, не более	1,0
Содержание парафина, %, не более	6
Содержание свободного газа, %	отсутствует
Содержание растворенного газа, м ³ /м ³	отсутствует
Вязкость кинематическая, мм ² /с (сСт)	от 85 до 500
Параметры электрического питания:	
– напряжение переменного тока, В	400±40, 230±23
– частота переменного тока, Гц	50±0,4
Условия эксплуатации:	
– температура в блок-боксе, °С	от +5 до +35
– относительная влажность, %, не более	95
– атмосферное давление, кПа	от 96,0 до 103,7
Режим работы СИКНС	периодический

Т а б л и ц а 6 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	60000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 6 – Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
Система измерений количества и параметров нефти в нефтегазоводяной смеси при ДНС-1 АО «Камскойл»	—	1
Паспорт	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе МН 1395-2025 «ГСИ. Масса нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти в нефтегазоводяной смеси при ДНС-1 АО «Камскойл»», свидетельство об аттестации № 011/03-RA.RU.310652-2025.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (перечень, пункт 6.2.1);

Приказ Росстандарта от 26.09.2022 № 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 «Камскойл»
(АО «Камскойл»)

Юридический адрес: 423042, Республика Татарстан, Нурлатский муниципальный район,
г. Нурлат, ул. им. А.К. Самаренкина, зд. 8, ком.1
ИНН 1677002533

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Итом-Прогресс»
(ООО «Итом-Прогресс»)
ИНН: 1841014518

Адрес: 426076, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Коммунаров, д. 175
Телефон: +7 (3412) 635-633
Факс: +7 (3412) 635-622
E-mail: itom@udm.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»

(АО «Нефтеавтоматика»)

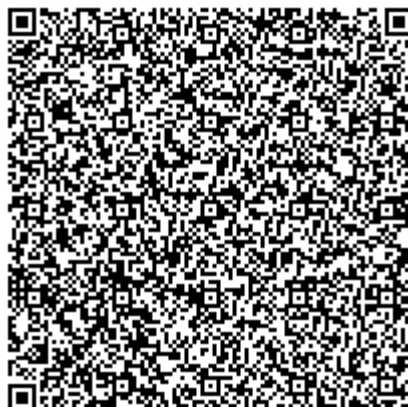
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

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

Факс: +7 (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

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



Регистрационный № 97103-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители суммарного люфта рулевого колеса ИСЛ-Р100

Назначение средства измерений

Измерители суммарного люфта рулевого колеса ИСЛ-Р100 (далее – люфтомеры) предназначены для измерений суммарного люфта рулевого управления на рулевом колесе легковых и грузовых автомобилей, автобусов, троллейбусов, а также тракторов и самоходных дорожно-строительных и иных машин.

Описание средства измерений

Конструктивно люфтомеры выполнены в виде двухблочной системы измерения, состоящей из рулевого блока и блока контроля положения колеса. Рулевой блок крепится на руль при помощи специализированного захвата, фиксируемого в верхней точке руля. Блок контроля положения колеса размещается в непосредственной близости с управляемыми колёсами транспортного средства, он имеет металлическую платформу, позволяющую разместить его на различных поверхностях.

В рулевом блоке размещаются гироскопический преобразователь угла поворота, микропроцессорный преобразователь сигналов, буквенно- цифровой OLED индикатор 2,42”, разъем подключения межблочного кабеля и антенна Bluetooth передатчика.

Захват представляет собой раздвижной пружинный механизм, устанавливаемый и фиксируемый на ободе рулевого колеса за счет усилия трения, обеспечиваемого растяжением пружины. Установка выполняется руками нажатием на рычаги захвата и размещением его на руле. При необходимости захват может быть отсоединен от блока для его возможного закрепления иным способом. Возможно использование захватывающего механизма другого формата, не влияющего на работоспособность прибора.

Принцип действия люфтомеров основан на измерении угла поворота рулевого колеса легковых и грузовых автомобилей, автобусов, троллейбусов, а также тракторов и самоходных дорожно-строительных и иных машин, посредством преобразования импульсного сигнала гироскопического датчика угла поворота руля до начала движения управляемых колёс. Суммарный люфт рулевого управления определяется как среднее значение нескольких измерений при проведении замеров в обоих направлениях вращения руля.

В люфтомерах реализованы следующие функциональные возможности:

- измерение и отображение результатов единичных измерений суммарного угла люфта рулевого управления по началу движения колес в повороте;
- хранение в памяти единичных измерений суммарного угла и расчет среднего значения по задаваемому числу единичных измерений;
- ввод в память государственного номера автотранспортного средства и передача протокола измерений с результатами измерений на центральный компьютер автоматизированной линии технического контроля или принтер.

Люфтомеры выпускаются в двух модификациях: ИСЛ-Р100 и ИСЛ-Р100м, которые отличаются наличием у модификации ИСЛ-Р100 соединительного провода между рулевым блоком и блоком контроля рулевого колеса.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится методом печати на маркировочную табличку, наклеиваемую на корпус блока обработки и передачи измерительной информации. На маркировочной табличке указывается дата выпуска люфтомера. Общий вид маркировочной таблички представлен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид люфтомеров представлен на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид маркировочной таблички



а)



б)

Рисунок 2 – Общий вид люфтомеров
а) рулевой блок; б) блок контроля положения колеса

Пломбирование средств измерений от несанкционированного доступа не производится. В процессе эксплуатации люфтомеры не предусматривают внешних механических регулировок.

Ограничение доступа к узлам обеспечено конструкцией одного из крепёжных винтов крышки корпуса блока обработки и передачи измерительной информации, который может быть снят только при наличии специальных ключей.

Программное обеспечение

Люфтомеры имеют встроенное метрологически значимое программное обеспечение (далее – ПО) ВПО. С помощью указанного программного обеспечения осуществляется управление рабочим процессом, отображение, хранение и передача результатов измерений.

Защита программного обеспечения и измеренных данных от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «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)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ВПО
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 1.X*
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	-
* «х» принимает значения от 0 до 9	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений суммарного люфта, °	от 0 до 50
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений суммарного люфта, °, не более	±0,5

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Чувствительность датчика движения колеса к началу движения управляемого колеса, мм	от 0,05 до 0,15
Габаритные размеры(Длина×Ширина×Высота), мм, не более	250×250×450
Масса, кг, не более	3,5
Напряжение питания от источника постоянного тока, В	от 2,8 до 4,2
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -30 до +50 98 от 66,6 до 106,6

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, ч, не более	10000

Знак утверждения типа

наносится методом печати на титульном листе руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Измеритель суммарного люфта рулевого колеса*	ИСЛ-Р100	1 шт.
Специальное крепление датчика угла рулевого колеса	-	По заказу
Комплект кабелей	-	По заказу
Руководство по эксплуатации (паспорт)	-	1 экз.
* - модификация в соответствии с заказом		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» документа «Измеритель суммарного люфта рулевого колеса ИСЛ-Р100/ИСЛ-Р100м. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ТУ 26.51.66–006–0117017582-2024. Измеритель суммарного люфта рулевого колеса (люфтомер) ИСЛ-Р100/ИСЛ-Р100м.

Правообладатель

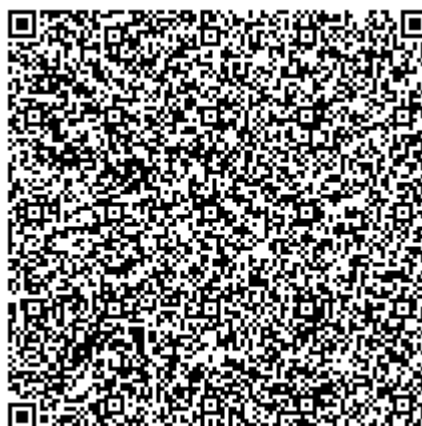
Индивидуальный предприниматель Романовский Егор Михайлович
(ИП Романовский Е.М.)
ИНН 771770491441
Адрес регистрации: 129164, г. Москва, пр-т Мира, д. 120, кв. 322

Изготовитель

Индивидуальный предприниматель Романовский Егор Михайлович
(ИП Романовский Е.М.)
ИНН 771770491441
Адрес регистрации: 129164, г. Москва, пр-т Мира, д. 120, кв. 322
Адрес места осуществления деятельности: 141009, Московская область, г. Мытищи,
ул. Коминтерна, д. 17

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)
Адреса мест осуществления деятельности:
142300, РОССИЯ, Московская обл., р-н Чеховский, г. Чехов, Симферопольское ш., д.2;
308023, РОССИЯ, Белгородская область, город Белгород, улица Садовая, дом 45а;
РОССИЯ, Ивановская обл., р-н Лежневский, СПК имени Мичурина
Адрес юридического лица: 119415, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ
Проспект Вернадского, Пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. 263
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314164



Регистрационный № 97104-25

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Машины испытательные универсальные ИТМ

Назначение средства измерений

Машины испытательные универсальные ИТМ (далее по тексту – машины) предназначены для измерения силы и перемещения при проведении механических испытаний в режимах осевого растяжения, сжатия, изгиба с целью определения физических свойств конструкционных материалов или изделий.

Описание средства измерений

Принцип действия машин основан на преобразовании электрической энергии универсальным приводом в линейное перемещение подвижной траверсы и соответствующую нагрузку, прикладываемую к образцу, которая преобразуется датчиком силоизмерительным тензорезисторным в электрический сигнал, изменяющийся пропорционально нагрузке.

Конструктивно машины состоят из силовой рамы, установленной на основании, включающей направляющие и шарико-винтовые пары (ШВП), подвижной траверсы, датчика силоизмерительного, датчика контроля перемещения, приспособления для испытаний образцов на сжатие, верхней и нижней штанг для крепления пассивного и активного захватов, электропривода, микропроцессорной системы управления и устройства ввода-вывода. В качестве устройства ввода-вывода в машинах может использоваться пульт оператора (пульт) или персональный компьютер (ПК) или ноутбук.

Процесс деформирования образца начинается при перемещении подвижной траверсы в заданном направлении. При этом электрические сигналы от датчика силоизмерительного и датчика перемещения начинают поступать в блок микропроцессорных контроллеров управления и измерений, в котором происходит их синхронное преобразование в значения силы и перемещения подвижной траверсы. Процесс деформирования образцов происходит по заданной программой методике и заканчивается в случае разрыва образца или достижении какого-либо критерия останова испытания.

Датчик силоизмерительный устанавливается на нижней неподвижной траверсе, или на подвижной траверсе, или на верхней неподвижной траверсе.

Датчик перемещений связан конструктивно с электродвигателем и установлен на его валу. Измерение перемещений подвижной траверсы основывается на преобразовании датчиком вращательного движения ходового винта в импульсный сигнал, пропорциональный расстоянию, пройденному подвижной траверсой.

Машины могут комплектоваться одним или двумя датчиками силы, а также экстензометрами и термокриокамерами.

Модификации машин имеют обозначение: машина испытательная универсальная ИТМ А.В.С.Д.Е.Ф., где ИТМ – обозначение типа машин;

А – цифровой индекс, соответствующий количеству стоек машины (1 – одностоечная, 2 – двухстоечная);

В – цифровой индекс, соответствующий верхнему пределу диапазона измерений силы (нагрузки), кН;

С – цифровой индекс, соответствующий количеству датчиков силоизмерительных, входящих в состав машины (1 – с одним датчиком силы; 2 – с двумя датчиками силы);

Д – цифровой индекс, соответствующий пределу допускаемой относительной погрешности измерений силы (0,5 – 0,5%; 1 – 1%);

Е – индекс, указывающий на исполнение машин (Н – настольная, при отсутствии индекса – напольная);

Г – индекс, указывающий на вариацию высоты машин (У – удлиненная, при отсутствии индекса – стандартной высоты).

Общий вид машин приведен на рисунках 1-3.

Идентификация машин осуществляется визуальным осмотром рамы, на стойке которой, с боковой стороны, нанесена бирка с указанием типа, модификации, наименования изготовителя, заводского номера, знака утверждения типа. Заводской номер машины имеет обозначение, состоящее из арабских цифр или из арабских цифр и букв латинского алфавита. Цифры после знака «/» в структуре заводского номера обозначают год изготовления.

Общий вид бирки приведен на рисунке 4.

Цветовое исполнение машин может меняться по требованию заказчика или по решению изготовителя.

Нанесение знака поверки на машины не предусмотрено.

Пломбирование машин не предусмотрено. Доступ к внутренним частям машин доступен только при помощи специального инструмента.

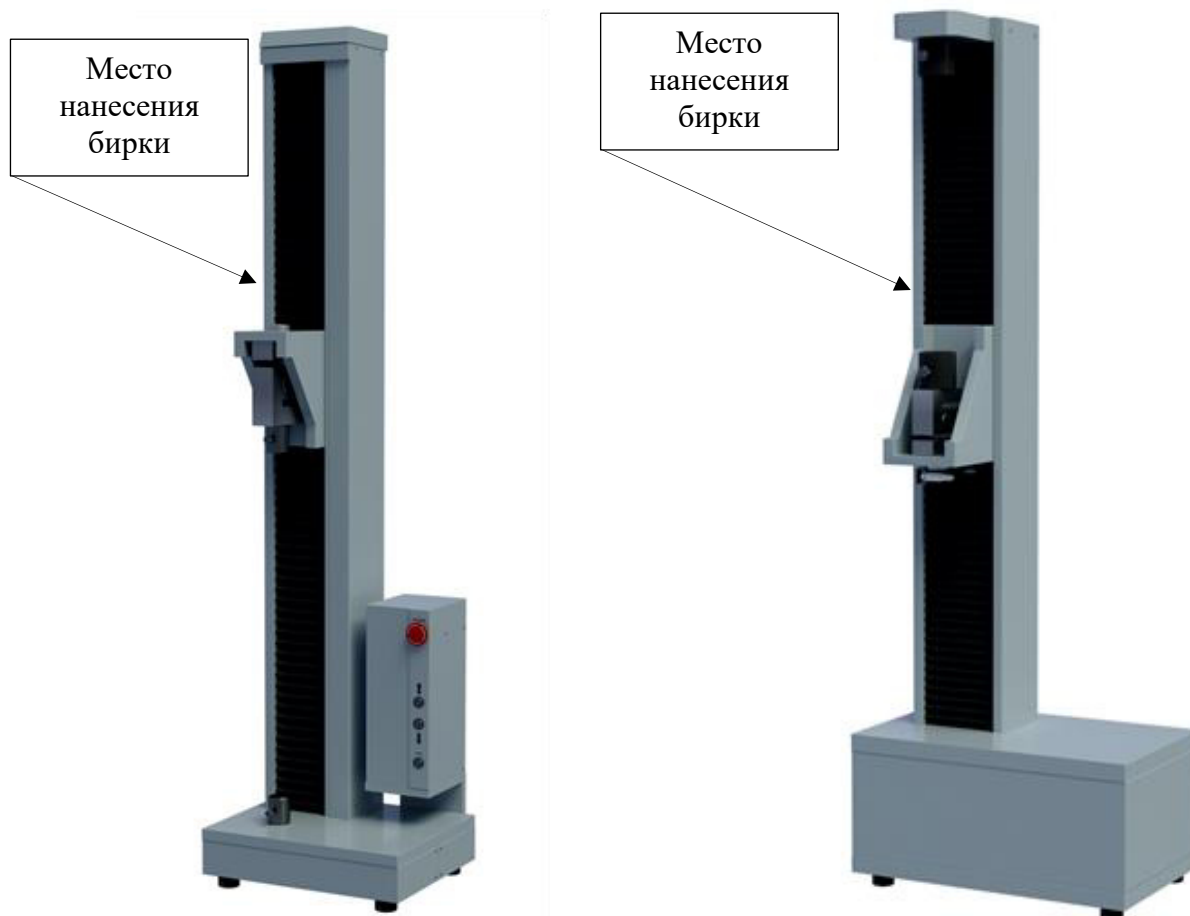


Рисунок 1 – Общий вид машин испытательных универсальных ИТМ 1.B.C.D.E.F

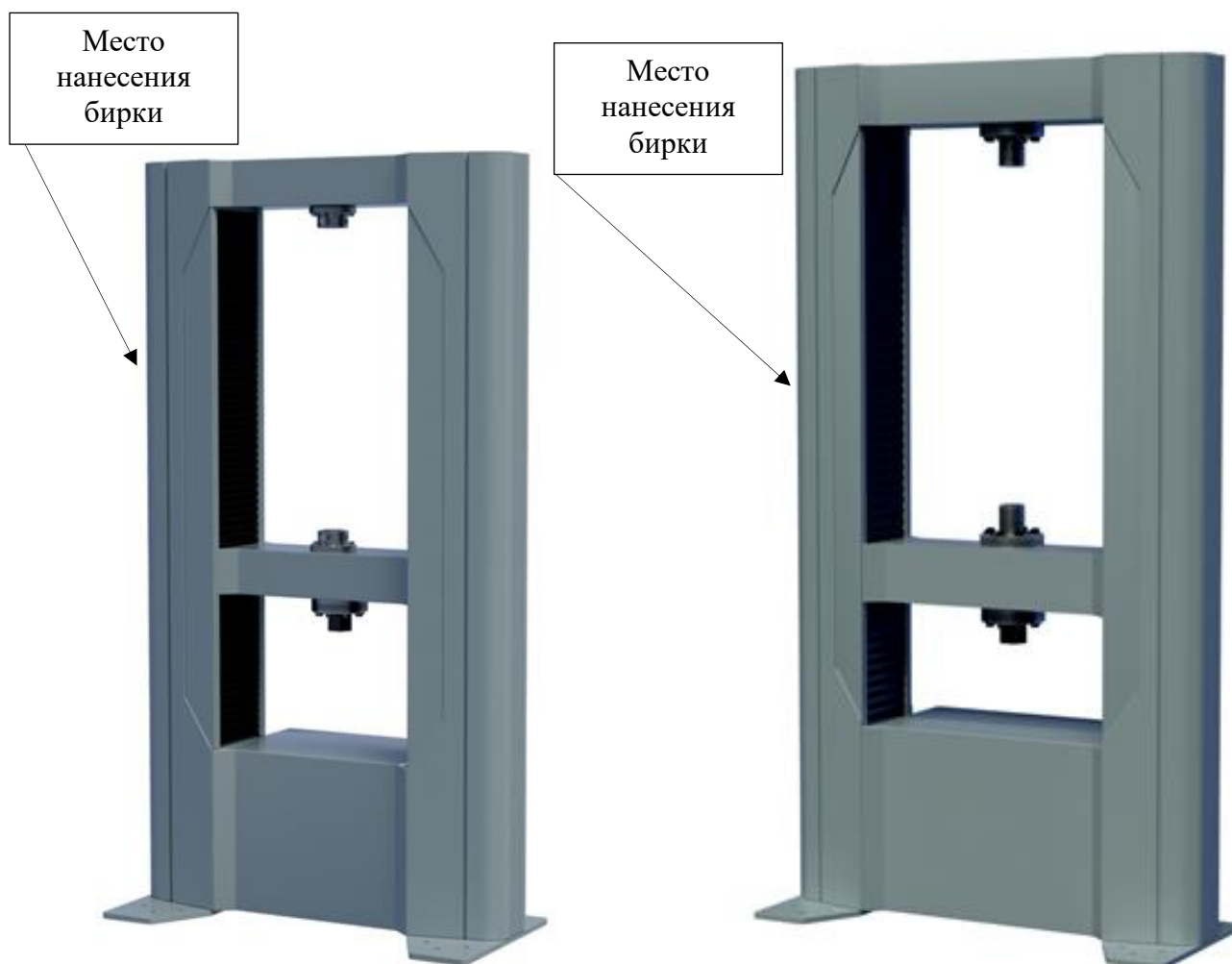


Рисунок 2 – Общий вид машин испытательных универсальных ИТМ 2.B.C.D.E.F



Рисунок 3 – Общий вид бирки

Программное обеспечение

Для работы с машинами используется программное обеспечение (далее по тексту – ПО) TestTools, устанавливаемое либо на пульт оператора (пульт), либо на персональный компьютер (ПК) или ноутбук.

ПО предназначено для управления машиной, сбора информации от датчиков силы и перемещений, обработки результатов испытаний, их отображения и вывода.

ПО защищено от несанкционированного доступа ключом электронной защиты.

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)	Значение
Идентификационное наименование ПО	TestTools
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.V*
Цифровой идентификатор ПО	07BA260D84
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

* – 2.0.0 - метрологически значимая часть ПО, V – метрологически не значимая часть ПО

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Модификация	Верхний предел измерений силы, кН	Диапазон измерений силы, Н	
		с одним датчиком силы	с двумя датчиками силы
ИТМ 1.0,1.C.D.E.F	0,1	от 1 до 100	от 0,01 до 100
ИТМ 1.0,2.C.D.E.F	0,2	от 2 до 200	от 0,02 до 200
ИТМ 1.0,5.C.D.E.F	0,5	от 5 до 500	от 0,05 до 500
ИТМ 1.1.C.D.E.F	1	от 10 до 1000	от 0,1 до 1000
ИТМ 1.2.C.D.E.F	2	от 20 до 2000	от 0,2 до 2000
ИТМ 1.5.C.D.E.F	5	от 50 до 5000	от 0,5 до 5000
ИТМ 1.10.C.D.E.F	10	от 100 до 10 000	от 1 до 10 000
ИТМ 2.5.C.D.E.F	5	от 50 до 5000	от 0,5 до 5000
ИТМ 2.10.C.D.E.F	10	от 100 до 10 000	от 1 до 10 000
ИТМ 2.20.C.D.E.F	20	от 200 до 20 000	от 2 до 20 000
ИТМ 2.50.C.D.E.F	50	от 500 до 50 000	от 5 до 50 000
ИТМ 2.100.C.D.E.F	100	от 1000 до 100 000	от 10 до 100 000
ИТМ 2.200.C.D.E.F	200	от 2000 до 200 000	от 20 до 200 000
ИТМ 2.300.C.D.E.F	300	от 3000 до 300 000	от 30 до 300 000
ИТМ 2.500.C.D.E.F	500	от 5000 до 500 000	от 50 до 500 000
ИТМ 2.600.C.D.E.F	600	от 6000 до 600 000	от 60 до 600 000

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений силы, %	±0,5; ±1
Диапазон воспроизведений скоростей перемещения подвижной траверсы, мм/мин*	от 0,01 до 2000
Пределы допускаемой погрешности воспроизведений скорости перемещения подвижной траверсы: ** - абсолютной, мм/мин - относительной, %	±0,001 ±0,5

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений перемещений подвижной траверсы без нагрузки, мм***	от 0,01 до 2000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений перемещений подвижной траверсы без нагрузки в диапазоне от 0,01 до 10 мм включ., мм	$\pm 0,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений перемещений подвижной траверсы без нагрузки в диапазоне св. 10 мм, %	$\pm 0,1$

* - Предельно возможные значения нижнего и верхнего пределов измерений линейной скорости перемещения подвижной траверсы. Конкретные значения указываются в индивидуальных паспортах на машины.

** - Принимается наибольшее из значений

*** - Предельно возможные значения нижнего и верхнего пределов измерений перемещения подвижной траверсы. Конкретные значения указываются в индивидуальных паспортах на машины.

Таблица 4 – Технические характеристики

Модификация	Масса, кг, не более	Габаритные размеры, мм, не более			Потребляемая мощность, кВт, не более
		Высота	Длина	Ширина	
ИТМ 1.0,1.C.D	190	2000	700	400	1
ИТМ 1.0,2.C.D					
ИТМ 1.0,5.C.D					
ИТМ 1.1.C.D					
ИТМ 1.2.C.D					
ИТМ 1.5.C.D					
ИТМ 1.10.C.D	90	1350	650	500	0,5
ИТМ 1.0,1.C.D.H					
ИТМ 1.0,2.C.D.H					
ИТМ 1.0,5.C.D.H					
ИТМ 1.1.C.D.H					
ИТМ 1.2.C.D.H					
ИТМ 1.5.C.D.H	100	2000	650	500	0,5
ИТМ 1.0,1.C.D.H.Y					
ИТМ 1.0,2.C.D.H.Y					
ИТМ 1.0,5.C.D.H.Y					
ИТМ 1.1.C.D.H.Y					
ИТМ 1.2.C.D.H.Y					
ИТМ 1.5.C.D.H.Y	400	2200	1200	1000	1,5
ИТМ 2.5.C.D.E					
ИТМ 2.10.C.D.E					
ИТМ 2.20.C.D.E	500	2200	1200	1000	3
ИТМ 2.50.C.D.E	600	2200	1200	1000	3
ИТМ 2.200.C.D.E	2000	2800	1600	1200	5,5
ИТМ 2.300.C.D.E					11
ИТМ 2.500.C.D.E					
ИТМ 2.600.C.D.E					

Продолжение таблицы 4

Модификация	Масса, кг, не более	Габаритные размеры, мм, не более			Потребляемая мощность, кВт, не более
		Высота	Длина	Ширина	
ИТМ 2.5.C.D.E.Y	500	3000	1200	1000	1,5
ИТМ 2.10.C.D.E.Y					
ИТМ 2.20.C.D.E.Y					
ИТМ 2.50.C.D.E.Y	600	3600	1600	1200	3
ИТМ 2.100.C.D.E.Y	700				
ИТМ 2.200.C.D.E.Y	2300				
ИТМ 2.300.C.D.E.Y		3600	1600	1200	5,5
ИТМ 2.500.C.D.E.Y					
ИТМ 2.600.C.D.E.Y					11

Таблица 5 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	230^{+23}_{-33} / 380^{+20}_{-20} 50 ± 1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более	от +15 до +35 85

Таблица 6 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	15
Вероятность безотказной работы за 1000 часов	0,96

Знак утверждения типа

наносится на бирку методом офсетной печати и на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7– Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Машина испытательная универсальная ИТМ	В зависимости от модификации	1 шт.
Пульт или персональный компьютер/ноутбук	–	1 шт.
Программное обеспечение	TestTools	1 шт.
Паспорт	ИТМ A.B.C.D.E.F ПС	1 экз.
Программное обеспечение TestTools для машин испытательных универсальных ИТМ. Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 документа «Программное обеспечение TestTools для машин испытательных универсальных ИТМ. Руководство 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 № 2498 от 22 октября 2019 г;

ТУ 26.51.62-001-96836542-25 «Машины испытательные универсальные ИТМ. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «НТестЭксперт»

(ООО «НТестЭксперт»)

ИНН 0276180872

Юридический адрес: 450096, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Лесотехникума, д. 22, корп. 2, офис 6

Телефон: +7 (347) 262-66-47

Web-сайт: ntest.su

E-mail: info@ntest.su

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «НТестЭксперт»

(ООО «НТестЭксперт»)

ИНН 0276180872

Юридический адрес: 450096, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Лесотехникума, д. 22, корп. 2, офис 6

Адрес места осуществления деятельности:: 153027, г. Иваново, ул. Павла Большевикова, д. 25

Телефон: +7 (347) 262-66-47

Web-сайт: ntest.su

E-mail: info@ntest.su

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»

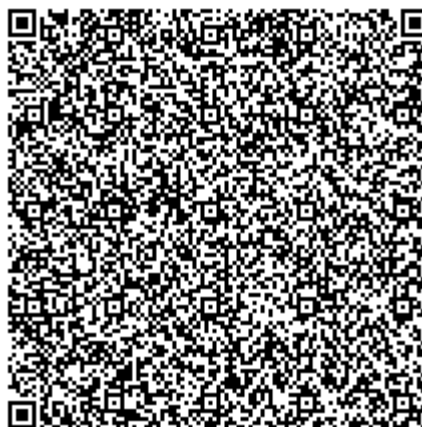
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)

Адрес: 142300, Московская обл., г. Чехов, ш. Симферопольское, д. 2, лит. А, пом. I

Телефон: +7 (495) 108-69-50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

Уникальный номер записи в Реестре аккредитованных лиц RA.RU. 314164



Регистрационный № 97105-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи измерительные линейных перемещений TD

Назначение средства измерений

Преобразователи измерительные линейных перемещений TD (далее – ПЛП) предназначены для измерения линейных перемещений и преобразования измеренного значения в электрический сигнал.

Описание средства измерений

Принцип действия ПЛП основан на преобразовании линейного перемещения в последовательность электрических сигналов, содержащих информацию о величине перемещения.

Конструктивно ПЛП представляет собой реостат, помещённый в металлический корпус для защиты от воздействий внешней среды. Внутри корпуса помещён проводящий элемент с устройством регулирования электрического сопротивления. При перемещении штока металлический ползунок внутри корпуса перемещается по проводящему элементу в результате чего изменяется сопротивление проводящего элемента. Электрический сигнал от 4 до 20 мА демодулируется преобразователем сигнала, совместно с которым работает ПЛП и поступает в устройство съёма информации для дальнейшей ее обработки с помощью аналогового интерфейса в сигнал от 4 до 20 мА. Электрическое соединение между ПЛП, источником питания и устройством съёма информации выполняется с помощью кабеля, подключаемого посредством штекерных соединений.

ПЛП изготавливаются для аналоговых интерфейсов по току.

ПЛП выпускаются в следующих модификациях: TD-1-XXX, TD-2-XXX, TDM-1-XXX и TDM-2-XXX, где XXX верхний предел диапазона измерений в соответствии с таблицей 1. Модификации TD-1-XXX, TDM-1-XXX и TD-2-XXX, TDM-2-XXX различаются между собой формой и материалом корпуса и, а также расположением крепежных элементов.

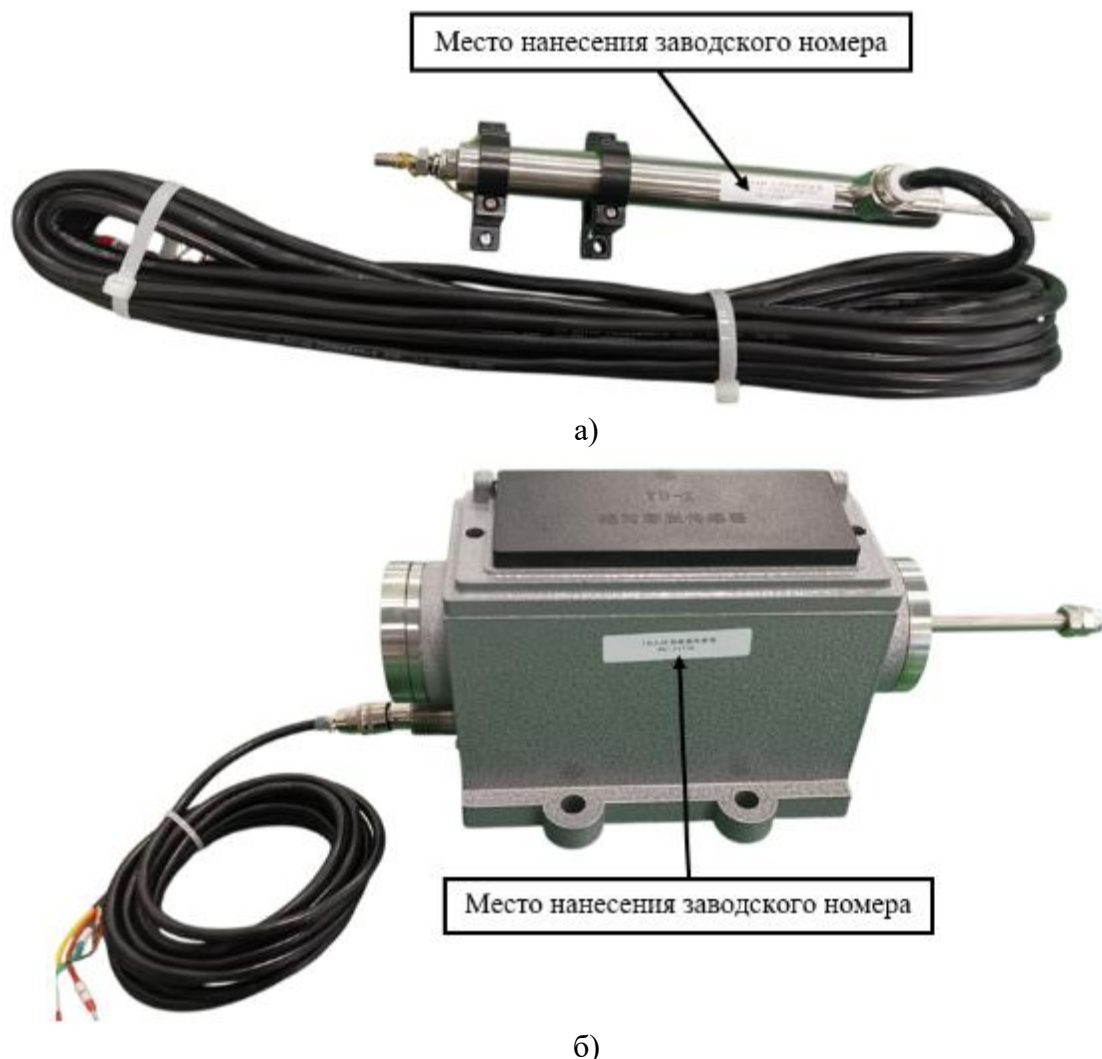
Модификации TD-1-XXX, TDM-1-XXX имеют корпус из нержавеющей стали, модификации TD-2-XXX, TDM-2-XXX имеют корпус из алюминиевого сплава. Модификации TDM-1-XXX, TDM-2-XXX оснащаются специальными герметичными уплотнителями корпуса.

Заводской номер ПЛП в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом на расположенную на корпусе маркировочную наклейку.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Пломбирование не производится. В процессе эксплуатации внешних механические регулировки не предусмотрены.

Общий вид средств измерений приведён на рисунке 1.



б)

Рисунок 1 – Общий вид средств измерений:

а) преобразователи измерительные линейных перемещений модификаций TD-1-XXX, TDM-1-XXX; б) преобразователи измерительные линейных перемещений модификаций TD-2-XXX, TDM-2-XXX

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нижний предел диапазона измерений линейных перемещений, мм	0
Верхний предел диапазона измерений линейных перемещений ¹⁾ , мм TD-1-XXX, TDM-1-XXX TD-2-XXX, TDM-2-XXX	от 20 до 600 от 25 до 50
Пределы допускаемой основной приведенной к ВПИ погрешности измерений перемещений ²⁾ , %	±1,5
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к ВПИ погрешности измерений перемещений, вызванной отклонением температуры окружающего воздуха на каждый 1°C от нормальной, %	±0,03

Продолжение таблицы 1

Наименование характеристики	Значение
Коэффициент преобразования ³⁾ , мм/мА	$K = \frac{D_{изм.}}{A_{в.п.и.} - A_{н.п.и.}}$
Примечание – введены следующие обозначения: $D_{изм.}$ – диапазон измерений ПЛП, мм; $A_{в.п.и.}$ – верхний предел диапазона выходного сигнала, мА; $A_{н.п.и.}$ – нижний предел диапазона выходного сигнала, мА; ВПИ – верхний предел диапазона измерений, мм. ¹⁾ Верхний предел диапазона измерений определяется заказом потребителя и указывается в паспорте; ²⁾ При температуре окружающей среды от + 15 °С до + 25 °С; ³⁾ Фактическое значение приведено в паспорте средства измерений	

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания от источника постоянного тока, В	от 22,8 до 25,2
Диапазон выходного сигнала, мА	от 4 до 20
Условия эксплуатации температура окружающей среды, °С TD-1-XXX, TD-2-XXX TDM-1-XXX, TDM-2-XXX относительная влажность, %, не более	от -10 до +100 от -20 до +40 90
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более TD-1-XXX, TDM-1-XXX TD-2-XXX, TDM-2-XXX	1475×68×53 342×126×144
Масса, кг, не более TD-1-XXX, TDM-1-XXX TD-2-XXX, TDM-2-XXX	1,8 4,1
Степень защиты оболочкой по ГОСТ 14254-2015 для модификаций TDM-1-XXX и TDM-2-XXX	IP65
Ех-маркировка согласно ГОСТ 31610.0-2019 (IEC 60079-0:2017) для модификаций TDM-1-XXX и TDM-2-XXX	1Ex mb IIC T6 Gb X

Таблица 3 – Показатели надёжности

Наименование характеристики	Значение
Среднее время наработки на отказ, ч, не менее	87600
Средний полный срок службы, лет, не менее	5

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователи измерительные линейных перемещений	TD ¹⁾	1 шт.
Руководство по эксплуатации	–	1 экз.
Паспорт	–	1 экз.
¹⁾ Модификация в соответствии с заказом		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Устройство и работа» документа «Преобразователи измерительные линейных перемещений TD. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Стандарт предприятия Q/320281DIK20-2023 «Преобразователи измерительные линейных перемещений TD. Стандарт предприятия».

Правообладатель

JiangSu LiHe I&C Technology Co., Ltd., Китай

Адрес: Building D2, Cyberport of Powerise Industry Park, No.201 Jinshan Road, Jiangyin, Jiangsu Province, P.R.China

Изготовитель

JiangSu LiHe I&C Technology Co., Ltd., Китай

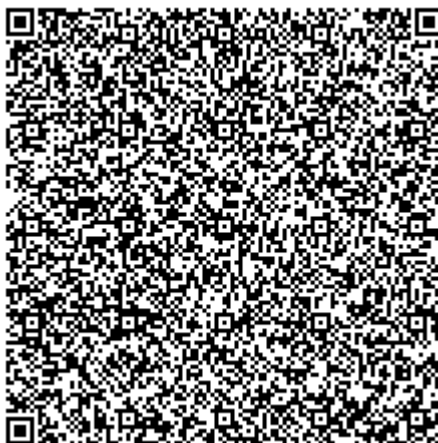
Адрес: Building D2, Cyberport of Powerise Industry Park, No.201 Jinshan Road, Jiangyin, Jiangsu Province, P.R.China

Испытательный центр

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

Адрес места осуществления деятельности: 142300, РОССИЯ, Московская обл., р-н Чеховский, г. Чехов, Симферопольское ш., д.2;

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314164



Регистрационный № 97106-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ
Дмитриевская

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ Дмитриевская (далее – СИКНС) предназначена для измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси и определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи комплекса измерительно-вычислительного ОКТОПУС-Л (ОСТОПУС-L) (далее – ИВК) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от средств измерений массового расхода, давления, температуры и объемной доли воды.

СИКНС реализует прямой метод динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси в трубопроводе с помощью расходомеров-счетчиков массовых OPTIMASS 6400 (далее – СРМ).

Массу нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси определяют как разность массы нефтегазоводяной смеси и массы балласта.

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

К настоящему типу средства измерений (далее – СИ) относится Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ Дмитриевская с заводским номером 10.

Конструктивно СИКНС состоит из:

- блока фильтров;
- блока измерительных линий (далее – БИЛ): одна рабочая и одна резервно-контрольная измерительные линии;
- блока измерений параметров нефтегазоводяной смеси (далее – БИК);
- узла подключения турбопоршневой поверочной установки;
- технологических и дренажных трубопроводов;
- системы обработки информации (далее – СОИ).

Автоматизированное рабочее место оператора (далее – АРМ оператора) входит в состав СОИ.

В состав СИКНС входят следующие СИ:

- Расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS x400, мод. OPTIMASS 6400 (регистрационный номер 53804-13);
- Датчики давления Метран-55, мод. Метран-55-Ех-ДИ (регистрационный номер 18375-08);

- Датчики давления ЭМИС-БАР, мод. ЭМИС-БАР 103 (регистрационный номер 72888-18);
- Термопреобразователи сопротивления ТПС, мод. ТПС 106 (регистрационный номер 71718-18);
- Термопреобразователи сопротивления взрывобезопасные с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 9418 (регистрационный номер 17627-98);
- Влагомер сырой нефти ВСН-2, мод. ВСН-2-50-100-01 (регистрационный номер 24604-12);
- Комплекс измерительно-вычислительный ОКТОПУС-Л (ОСТОРUS-L) (регистрационный номер 43239-15).

В состав СИКНС входят показывающие СИ давления и температуры утвержденных типов.

Состав и технологическая схема СИКНС обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы нефтегазоводяной смеси, давления и температуры нефтегазоводяной смеси, объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси;
- автоматическое вычисление массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси;
- контроль метрологических характеристик СРМ;
- поверка СРМ с помощью турбопоршневой поверочной установки;
- автоматический и ручной отбор проб нефтегазоводяной смеси;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов;
- индикация, регистрация, хранение и передача в системы верхнего уровня текущих, средних и интегральных значений измеряемых и вычисляемых параметров;
- контроль, индикация и сигнализация предельных значений измеряемых параметров;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

Пломбирование СИКНС не предусмотрено. Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКНС, обеспечена возможность пломбирования СИ в соответствии с требованиями их описаний типа.

Возможность нанесения знака поверки непосредственно на СИКНС отсутствует.

Заводской номер 10 в виде цифрового обозначения нанесен в виде наклейки на шкаф измерительно-вычислительного комплекса СИКНС, а также типографским способом на титульный лист паспорта.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКНС обеспечивает реализацию функций СИКНС и реализовано поэлементно в ИВК и в АРМ оператора

Защита ПО СИКНС от непреднамеренных и преднамеренных изменений, несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений ПО и измеренных (вычисленных) данных обеспечивается системой идентификации пользователя, введением паролей и разграничением уровня доступа, а также механическим опломбированием ИВК. Доступ к метрологически значимой части ПО ИВК для пользователя закрыт.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКНС, реализованного в ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.10
Цифровой идентификатор ПО	24821CE6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКНС, реализованного на АРМ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Rate АРМ оператора УУН»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4.1.1
Цифровой идентификатор ПО	F0737B4F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефтегазоводяной смеси, т/ч	от 4 до 117
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней влагомером сырой нефти, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 0 % до 10 % включ. - св. 10 % до 20 % включ. - св. 20 % до 50 % включ. - св. 50 % до 70 % включ.	±1,3 ±1,5 ±2,4 ±5,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней в испытательной лаборатории по ФР.1.29.2016.25448 и ФР.1.31.2014.17851, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 0,03 % до 10 % включ. - св. 10 % до 20 % включ. - св. 20 % до 50 % включ. - св. 50 % до 70 % включ.	±3,0 ±3,5 ±37,3 ±69,6

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Измеряемая среда	нефтегазоводяная смесь
Температура нефтегазоводяной смеси, °С	от +5 до +35
Избыточное давление нефтегазоводяной смеси, МПа	от 0,4 до 2,5
Плотность обезвоженной дегазированной нефти, приведенной к стандартным условиям, кг/м ³	от 840 до 867,3
Кинематическая вязкость, мм ² /с, не более	15
Плотность пластовой воды, кг/м ³	от 1010 до 1200
Объемная доля воды в нефтегазовой смеси, %, не более	70

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
1	2
Массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм ³ , не более	10000
Объемная доля растворенного газа, м ³ /м ³ , не более	12
Плотность растворенного газа в нефтегазоводяной смеси при стандартных условиях, кг/м ³	от 1,0 до 1,3
Свободный газ	не допускается
Параметры электропитания: - напряжение, В: – силовое оборудование – технические средства СОИ - частота, Гц	380 ⁺³³ ₋₅₇ 220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды в месте установки ИЛ, °С; - температура окружающей среды в месте установки БИК, СОИ, °С; - относительная влажность в помещении, % - атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 от +15 до +35 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Режим работы СИКНС	непрерывный

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится в левый верхний угол титульного листа паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ Дмитриевская, зав. № 10	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в приложении А эксплуатационного документа «Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ Дмитриевская. Руководство 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» (перечень, пункт 6.2.1);

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, Самарская обл., г. Самара, проспект Волжский, д. 50

Телефон (факс): +7 (846) 333-02-32, 333-45-08

E-mail: sng@samng.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз»

(АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Адрес: 443071, Самарская обл., г. Самара, проспект Волжский, д. 50

Телефон (факс): +7 (846) 333-02-32, 333-45-08

E-mail: sng@samng.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «КЭР-Автоматика»

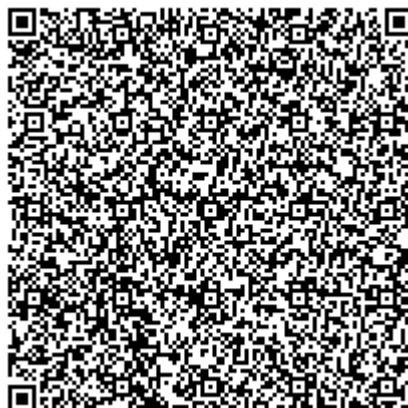
(ООО «КЭР-Автоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Сибирский Тракт, д. 34Л, пом. 1022

Телефон (факс): +7 (843) 528-05-70

E-mail: office2@keravt.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314451



Регистрационный № 97107-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ЦППН № 1 УПСВ «Екатериновская» АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ЦППН № 1 УПСВ «Екатериновская» АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКНС) предназначена для измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси и определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи комплекса измерительно-вычислительного ОКТОПУС-Л (ОСТОРUS-L) (далее – ИВК) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от средств измерений массового расхода, давления, температуры и объемной доли воды.

Массу нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси определяют как разность массы нефтегазоводяной смеси и массы балласта.

СИКНС реализует прямой метод динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси в трубопроводе с помощью счетчиков-расходомеров массовых «ЭМИС-МАСС 260» (далее – СРМ).

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

К настоящему типу средства измерений (далее – СИ) относится Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ЦППН № 1 УПСВ «Екатериновская» АО «Самаранефтегаз» с заводским номером 663.

Конструктивно СИКНС состоит из:

- блока фильтров;
- блока измерительных линий (далее – БИЛ): одна рабочая и одна резервно-контрольная измерительные линии;
- блока измерений параметров нефтегазоводяной смеси (далее – БИК);
- узла подключения турбопоршневой поверочной установки;
- технологических и дренажных трубопроводов;
- системы обработки информации (далее – СОИ).

Автоматизированное рабочее место оператора (далее – АРМ оператора) входит в состав СОИ.

В состав СИКНС входят следующие СИ:

- Счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260» (регистрационный номер 42953-15);

- Датчики давления ЭМИС-БАР, мод. ЭМИС-БАР 103 (регистрационный номер 72888-18);
- Датчики давления Метран-55, мод. Метран-55-ДИ (регистрационный номер 18375-08);
- Термопреобразователи сопротивления ТПС, мод. ТПС 106 (регистрационный номер 71718-18);
- Термопреобразователи сопротивления взрывобезопасные с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 9418 (регистрационный номер 17627-98);
- Влагомер сырой нефти ВСН-2, мод. ВСН-2-50-100-01 (регистрационный номер 24604-12);
- Комплекс измерительно-вычислительный ОКТОПУС-Л (ОСТОРУС-Л) (регистрационный номер 29179-05).

В состав СИКНС входят показывающие СИ давления и температуры утвержденных типов.

Состав и технологическая схема СИКНС обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы нефтегазоводяной смеси, давления и температуры нефтегазоводяной смеси, объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси;
- автоматическое вычисление массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси;
- контроль метрологических характеристик СРМ;
- поверка СРМ с помощью турбопоршневой поверочной установки;
- автоматический и ручной отбор проб нефтегазоводяной смеси;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов;
- индикация, регистрация, хранение и передача в системы верхнего уровня текущих, средних и интегральных значений измеряемых и вычисляемых параметров;
- контроль, индикация и сигнализация предельных значений измеряемых параметров;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

Пломбирование СИКНС не предусмотрено. Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКНС, обеспечена возможность пломбирования СИ в соответствии с требованиями их описаний типа.

Возможность нанесения знака поверки непосредственно на СИКНС отсутствует.

Заводской номер 663 в виде цифрового обозначения нанесен в виде наклейки на шкаф измерительно-вычислительного комплекса СИКНС, а также типографским способом на титульный лист паспорта.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКНС обеспечивает реализацию функций СИКНС и реализовано поэлементно в ИВК и в АРМ оператора.

Защита ПО СИКНС от непреднамеренных и преднамеренных изменений, несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений ПО и измеренных (вычисленных) данных обеспечивается системой идентификации пользователя, введением паролей и разграничением уровня доступа, а также механическим опломбированием ИВК. Доступ к метрологически значимой части ПО ИВК для пользователя закрыт.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКНС, реализованного в ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.14
Цифровой идентификатор ПО	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	-

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКНС, реализованного на АРМ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Rate АРМ оператора УУН»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4.1.1
Цифровой идентификатор ПО	F0737B4F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефтегазоводяной смеси, т/ч	от 15 до 200
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней влагомером сырой нефти, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 0 % до 5 % включ. - св. 5 % до 10 % включ. - св. 10 % до 20 % включ. - св. 20 % до 50 % включ. - св. 50 % до 70 % включ. - св. 70 % до 85 % включ. - св. 85 % до 95 % включ.	±1,41 ±1,48 ±1,65 ±2,55 ±5,22 ±15,57 ±46,67
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней в испытательной лаборатории по ФР.1.29.2016.25448 и ФР.1.31.2014.17851, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 0,03 % до 5 % включ. - св. 5 % до 10 % включ. - св. 10 % до 20 % включ. - св. 20 % до 40 % включ. - св. 40 % до 50 % включ. - св. 50 % до 70 % включ. - св. 70 % до 85 % включ. - св. 85 % до 95 % включ.	±1,26 ±1,32 ±4,3 ±5,71 ±38,8 ±72,5 ±176,18 ±590,99

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Измеряемая среда	нефтегазоводяная смесь
Температура нефтегазоводяной смеси, °С	от 0 до +40
Избыточное давление нефтегазоводяной смеси, МПа	от 0,5 до 6,0
Плотность обезвоженной дегазированной нефти, приведенной к стандартным условиям, кг/м ³	от 850,2 до 970,7
Кинематическая вязкость, мм ² /с	от 20 до 300
Плотность пластовой воды, кг/м ³	от 1000 до 1195
Объемная доля воды в нефтегазовой смеси, %, не более	95
Массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %	от 0,01 до 0,2
Массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм ³	от 300 до 60000
Объемная доля растворенного газа, м ³ /м ³	от 1,0 до 15,0
Плотность растворенного газа в нефтегазоводяной смеси при стандартных условиях, кг/м ³	от 0,001 до 2,0
Свободный газ	не допускается
Параметры электропитания: - напряжение, В: – силовое оборудование – технические средства СОИ - частота, Гц	380 ⁺³³ ₋₅₇ 220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды в месте установки ИЛ, °С; - температура окружающей среды в месте установки БИК, СОИ, °С; - относительная влажность в помещении, % - атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 от +15 до +35 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Режим работы СИКНС	непрерывный

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится в левый верхний угол титульного листа паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ЦППН № 1 УПСВ «Екатериновская» АО «Самаранефтегаз», зав. № 663	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в приложении А эксплуатационного документа «Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ЦППН № 1 УПСВ «Екатериновская» АО «Самаранефтегаз». Руководство 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» (перечень, пункт 6.2.1);

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, Самарская обл., г. Самара, проспект Волжский, д. 50

Телефон (факс): +7 (846) 333-02-32, 333-45-08

E-mail: sng@samng.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз»

(АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Адрес: 443071, Самарская обл., г. Самара, проспект Волжский, д. 50

Телефон (факс): +7 (846) 333-02-32, 333-45-08

E-mail: sng@samng.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «КЭР-Автоматика»

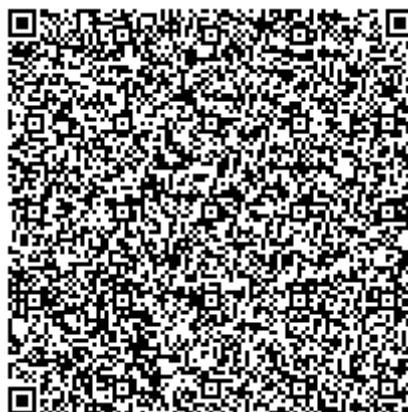
(ООО «КЭР-Автоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Сибирский Тракт, д. 34Л, пом. 1022

Телефон (факс): +7 (843) 528-05-70

E-mail: office2@keravt.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314451



Регистрационный № 97108-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Парфеновская» ЦППН-5

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Парфеновская» ЦППН-5 (далее – СИКНС) предназначена для измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси и определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи комплекса измерительно-вычислительного ОКТОПУС-Л (ОСТОРUS-L) (далее – ИВК) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от средств измерений массового расхода, давления, температуры и объемной доли воды.

Массу нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси определяют как разность массы нефтегазоводяной смеси и массы балласта.

СИКНС реализует прямой метод динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси в трубопроводе с помощью счетчиков-расходомеров массовых «ЭМИС-МАСС 260» (далее – СРМ).

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

К настоящему типу средства измерений (далее – СИ) относится Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Парфеновская» ЦППН-5 с заводским номером 12.

Конструктивно СИКНС состоит из:

- блока фильтров;
- блока измерительных линий (далее – БИЛ): одна рабочая и одна резервно-контрольная измерительные линии;
- блока измерений параметров нефтегазоводяной смеси (далее – БИК);
- узла подключения турбопоршневой поверочной установки;
- технологических и дренажных трубопроводов;
- системы обработки информации (далее – СОИ).

Автоматизированное рабочее место оператора (далее – АРМ оператора) входит в состав СОИ.

В состав СИКНС входят следующие СИ:

- Счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260» (регистрационный номер 42953-15);

- Датчики давления ЭМИС-БАР, мод. ЭМИС-БАР 103 (регистрационный номер 72888-18);
- Датчики давления Метран-55, мод. Метран-55-ДИ (регистрационный номер 18375-08);
- Термопреобразователи сопротивления ТПС, мод. ТПС 106 (регистрационный номер 71718-18);
- Термопреобразователи сопротивления взрывобезопасные с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 9418 (регистрационный номер 17627-98);
- Влагомер сырой нефти ВСН-2, мод. ВСН-2-50-100-01 (регистрационный номер 24604-12);
- Комплекс измерительно-вычислительный ОКТОПУС-Л (ОСТОРУС-Л) (регистрационный номер 43239-15).

В состав СИКНС входят показывающие СИ давления и температуры утвержденных типов.

Состав и технологическая схема СИКНС обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы нефтегазоводяной смеси, давления и температуры нефтегазоводяной смеси, объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси;
- автоматическое вычисление массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси;
- контроль метрологических характеристик СРМ;
- поверка СРМ с помощью турбопоршневой поверочной установки;
- автоматический и ручной отбор проб нефтегазоводяной смеси;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов;
- индикация, регистрация, хранение и передача в системы верхнего уровня текущих, средних и интегральных значений измеряемых и вычисляемых параметров;
- контроль, индикация и сигнализация предельных значений измеряемых параметров;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

Пломбирование СИКНС не предусмотрено. Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКНС, обеспечена возможность пломбирования СИ в соответствии с требованиями их описаний типа.

Возможность нанесения знака поверки непосредственно на СИКНС отсутствует.

Заводской номер 12 в виде цифрового обозначения нанесен в виде наклейки на шкаф измерительно-вычислительного комплекса СИКНС, а также типографским способом на титульный лист паспорта.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКНС обеспечивает реализацию функций СИКНС и реализовано поэлементно в ИВК и в АРМ оператора.

Защита ПО СИКНС от непреднамеренных и преднамеренных изменений, несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений ПО и измеренных (вычисленных) данных обеспечивается системой идентификации пользователя, введением паролей и разграничением уровня доступа, а также механическим опломбированием ИВК. Доступ к метрологически значимой части ПО ИВК для пользователя закрыт.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКНС, реализованного в ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Formula.o
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.10
Цифровой идентификатор ПО	24821CE6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКНС, реализованного на АРМ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Rate АРМ оператора УУН»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4.1.1
Цифровой идентификатор ПО	F0737B4F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефтегазоводяной смеси, т/ч	от 50 до 400
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней влагомером сырой нефти, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 0 % до 10 % включ. - св. 10 % до 20 % включ. - св. 20 % до 50 % включ. - св. 50 % до 70 % включ. - св. 70 % до 80 % включ. - св. 80 % до 90 % включ.	±1,4 ±1,5 ±3,0 ±5,0 ±11,3 ±22,6
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней в испытательной лаборатории, в диапазоне объемной доли воды, %: - от 0,03 % до 10 % включ. - св. 10 % до 20 % включ. - св. 20 % до 50 % включ. - св. 50 % до 70 % включ.	±3,1 ±3,6 ±37,7 ±70,4

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Измеряемая среда	нефтегазоводяная смесь
Температура нефтегазоводяной смеси, °С	от +5 до +40
Избыточное давление нефтегазоводяной смеси, МПа	от 0 до 4
Плотность обезвоженной дегазированной нефти, приведенной к стандартным условиям, кг/м ³	от 810 до 890
Кинематическая вязкость, мм ² /с	от 3,3 до 12,0

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
1	2
Плотность пластовой воды, кг/м ³	от 1010 до 1200
Объемная доля воды в нефтегазовой смеси, %, не более	90
Массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %	от 0,001 до 0,05
Массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм ³	от 150 до 901
Объемная доля растворенного газа, м ³ /м ³	от 12,7 до 13,43
Плотность растворенного газа в нефтегазовой смеси при стандартных условиях, кг/м ³	от 1,103 до 1,207
Свободный газ	не допускается
Параметры электропитания: - напряжение, В: – силовое оборудование – технические средства СОИ - частота, Гц	380 ⁺³³ ₋₅₇ 220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды в месте установки ИЛ, °С; - температура окружающей среды в месте установки БИК, СОИ, °С; - относительная влажность в помещении, % - атмосферное давление, кПа	от -35 до +40 от +15 до +35 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Режим работы СИКНС	непрерывный

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится в левый верхний угол титульного листа паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефтегазовой смеси на УПСВ «Парфеновская» ЦППН-5, зав. № 12	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в приложении А эксплуатационного документа «Система измерений количества и параметров нефтегазовой смеси на УПСВ «Парфеновская» ЦППН-5. Руководство 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» (пункт 6.2.1);

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, Самарская обл., г. Самара, проспект Волжский, д. 50

Телефон (факс): +7 (846) 333-02-32, 333-45-08

E-mail: sng@samng.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз»

(АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Адрес: 443071, Самарская обл., г. Самара, проспект Волжский, д. 50

Телефон (факс): +7 (846) 333-02-32, 333-45-08

E-mail: sng@samng.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «КЭР-Автоматика»

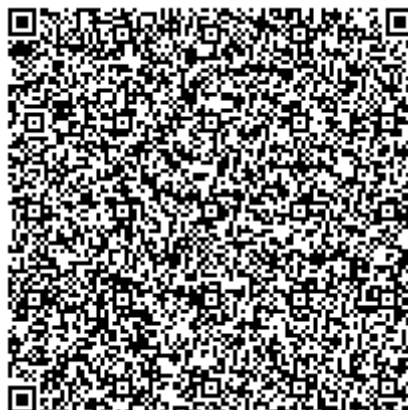
(ООО «КЭР-Автоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Сибирский Тракт, д. 34Л, пом. 1022

Телефон (факс): +7 (843) 528-05-70

E-mail: office2@keravt.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314451



Регистрационный № 97109-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Высотомеры Probe Z

Назначение средства измерений

Высотомеры Probe Z (далее – высотомеры) предназначены для одно и/или двух размерных измерений длины: наружные и внутренние размеры, ступеньки, глубины, межцентровые расстояния, а также отклонения от номинальных размеров плоских и цилиндрических изделий.

Описание средства измерений

Принцип действия высотомеров основан на считывании с измерительной шкалы значения длины, соответствующей перемещению измерительной каретки, и дальнейшей обработки посредством панели управления. Взаимодействие высотомера с измеряемым объектом осуществляется с помощью сменных измерительных щупов, закреплённых в держателях измерительной каретки, в момент контакта наконечника измерительного щупа с объектом измерения.

Высотомеры состоят из основания, вертикальной колонны, измерительной каретки с держателями для измерительных щупов и панели управления, закреплённым на колонне. Перемещение измерительной каретки осуществляется с помощью моторизованного привода, управляемого вручную, либо автоматически через функции панели управления.

Высотомеры имеют стандартный сменный измерительный щуп со сферическим наконечником номинальным диаметром 5 мм, дополнительно могут быть укомплектованы измерительными щупами с рабочими поверхностями наконечников различной конфигурации и различными принадлежностями для их удлинения и крепления.

Опоры высотомера имеют чисто-обработанные поверхности, выведенные в одну плоскость для возможности установки на прецизионную поверхность плиты. Высотомеры оснащаются встроенным компрессором для перемещений по поверхности плиты с помощью воздушных подшипников.

Панель управления выполняет контрольно-измерительные и управляющие функции, содержит измерительные программы. Информация, полученная в ходе измерений, может обрабатываться на компьютере, подключенным к прибору через интерфейс, либо посредством переноса через флеш-накопитель.

К данному типу высотомеров относятся модификации Probe Z3 и Probe Z6, отличающиеся диапазоном измерений длины, а также техническими и метрологическими характеристиками.

Серийный номер имеет буквенно-цифровой формат и наносится типографским методом на заднюю часть панели управления высотомеров в виде наклейки, логотип изготовителя указан на лицевой стороне вертикальной колонны приборов. Цвет корпуса, кнопок панели управления и расположение логотипа изготовителя не влияют на технические и метрологические характеристики высотомеров и могут быть изменены изготовителем.

Общий вид высотомеров представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид высотомеров с указанием расположения серийного номера и логотипа производителя

Возможность нанесения знака поверки на средство измерений не предусмотрено.
Пломбирование высотомеров от несанкционированного доступа не предусмотрено.

Программное обеспечение

Высотомеры имеют программное обеспечение (далее – ПО), предназначенное для сбора, обработки результатов измерений, отображения их на панели управления, сохранения результатов измерений, вывода на печать. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные (признаки) метрологически значимой части ПО указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	Hexagon Manufacturing Intelligence
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Panel 1.X*
Цифровой идентификатор ПО	-
* X не относится к метрологически значимой части ПО и принимает значения от 0 до 9	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификации	
	Probe Z3	Probe Z6
Диапазон измерений длины, мм	от 0 до 300	от 0 до 600
Диапазон измерений длины при использовании двух держателей для измерительных щупов, мм	от 0 до 570	от 0 до 870
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений длины, мкм	$\pm(2,6+5 \cdot L)$, (L - измеряемая длина, м)	
Цена единицы наименьшего разряда, мм	0,01; 0,001; 0,0001	
Повторяемость, мкм, не более	3,0	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификации	
	Probe Z3	Probe Z6
Измерительное усилие, Н, не более	2,0	
Номинальный диаметр наконечника измерительного щупа, мм	5	
Параметры электрического питания:		
- номинальное напряжение питания, В	220	
- номинальная частота переменного тока, Гц	50	
- потребляемая мощность, В·А, не более	600	
Номинальный размер установочной меры, мм	25	
Условия эксплуатации*:		
- температура окружающего воздуха, °С	от +15 до +25	
- относительная влажность воздуха, %, не более	80	
Нормальные условия измерений:		
- температура окружающего воздуха, °С	от +19 до +21	
- изменение температуры воздуха во время измерений, °С /ч, не более	0,2	
- относительная влажность воздуха, %, не более	80	
Габаритные размеры, мм, не более:		
- длина	340	340
- ширина	324	324
- высота	709	1009
Масса, кг, не более	20	22
* При использовании функции «Температурная коррекция»		

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	5
Средняя наработка на отказ, условных измерений, не менее	120000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Высотомер	Probe Z	1 шт.
Измерительный щуп	-	1 шт.*
Ключ для винтов с внутренним шестигранником	-	1 шт.
Установочная мера	-	1 шт.
Зарядное устройство	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.**
* Количество и конфигурация – опционально; ** Поставляется один экземпляр в один адрес.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 6 «Использование по назначению» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ТУ 26.51.33-001- 20804031-2025 «Высотомеры Probe Z. Технические условия»;

Приказ Росстандарта № 2840 от 29 декабря 2018 г. «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений длины в диапазоне от $1 \cdot 10^{-9}$ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм».

Правообладатель

Акционерное общество «Формик»

(АО «Формик»)

Адрес юридического лица: 193230, Россия, г. Санкт-Петербург, пер. Челиева, 13

ИНН 7816017139

Изготовитель

Акционерное общество «Формик»

(АО «Формик»)

Адрес: 193230, Россия, г. Санкт-Петербург, пер. Челиева, 13

ИНН 7816017139

Испытательный центр

Уральский научно-исследовательский институт метрологии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, 4

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц УНИИМ – филиала ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» № RA.RU.311373 по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа



Регистрационный № 97110-25

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная автоматизированного управления водоподготовительной установки ПГУ-410 ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»

Назначение средства измерений

Система измерительная автоматизированного управления водоподготовительной установки ПГУ-410 ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго» (далее по тексту – САУ ВПУ ПГУ-410) предназначена для измерений значений физических величин (избыточного давления, разности давлений, гидростатического давления (уровня), объемного расхода, температуры, электропроводности и водородного показателя (рН) среды) с помощью первичных измерительных преобразователей (далее по тексту – ПИП), автоматического непрерывного контроля технологических параметров, их визуализации, регистрации и хранения, диагностики состояния технологического оборудования, формирования сигналов предупредительной и аварийной сигнализации.

Описание средства измерений

Принцип действия САУ ВПУ ПГУ-410 основан на преобразовании аналоговых сигналов силы постоянного тока и электрического сопротивления в цифровой код аналого-цифровыми преобразователями и дальнейшим преобразованием цифрового кода в единицы физических величин, их последующей регистрацией, архивированием и визуализацией на автоматизированном рабочем месте оператора (АРМ). Принцип работы САУ ВПУ ПГУ-410 заключается в определении параметров технологического процесса по измеренным электрическим величинам, поступающим от ПИП (не входят в состав системы). Промышленные логические контроллеры (далее по тексту – ПЛК) измеряют аналоговые унифицированные выходные сигналы измерительных преобразователей, выполняют их аналого-цифровое преобразование, осуществляют преобразование цифровых кодов в значения физических величин технологических параметров, выполняет вычислительные и логические операции, проводят диагностику оборудования, формируют сигналы предупредительной и аварийной сигнализации. А также, по цифровым каналам, передают информацию на автоматизированные рабочие места (далее по тексту – АРМ) и панели операторов. АРМ обеспечивает отображение параметров технологического процесса, архивных данных, журнала сообщений, сигналов сигнализации, информации о состоянии оборудования САУ ВПУ ПГУ-410, настройку сигнализации, выполняют архивирование информации и ее хранение.

САУ ВПУ ПГУ-410 конструктивно представляет собой двухуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения, связанных между собой посредством кабельных (проводных) линий связи на основе стандартных интерфейсов связи.

Нижний уровень предназначен для подключения ПИП и сбора информации, состоит из комплектных шкафов, расположенных на территории предприятия в зависимости от местоположения измерительных точек. Комплектные шкафы включают в себя

электрокоммутационное, распределительное, сетевое, а также измерительное оборудование, выполненное на базе контроллеров программируемых:

- Simatic S7-300 мод. 6ES7 332-5HF00-0AB0 (рег. № 15772-11);
- Simatic S7-300 мод. 6ES7 331-1KF01-0AB0 (рег. № 15772-11).

Верхний уровень, предназначен для визуализации и обеспечения доступа к технологической информации специалистов предприятия (обслуживающего и технологического персонала), административно-управленческого персонала, а также хранения измеренных данных. Сюда входят АРМы технологического персонала, инженерные станции, сетевое и серверное оборудование с соответствующим компьютерным и программным обеспечением.

Конструкция САУ ВПУ ПГУ-410 не предусматривает возможность пломбировки. Защита от несанкционированного доступа к техническим средствам из состава САУ ВПУ ПГУ-410 обеспечивается наличием ключей для шкафов, содержащих оборудование. Маркировочная табличка, выполненная в виде наклейки с наименованием СИ, знаком утверждения типа и заводским номером, расположена в верхней части комплектных шкафов с лицевой стороны, а также заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящий из арабских цифр, нанесен на титульный лист эксплуатационной документации системы типографским способом. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Обозначение места нанесения маркировочной таблички, заводского номера и знака утверждения типа представлены на рисунке 1.

К средству измерений данного типа относится Система измерительная автоматизированного управления водоподготовительной установки ПГУ-410 ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго», заводской номер 001.



Рисунок 1 – Место нанесения маркировочных табличек (1) на шкафы в составе системы, места нанесений заводского номера (2) и знака утверждения типа (3)

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) САУ ВПУ ПГУ-410 можно разделить на 2 группы – встроенное программное обеспечение (ВПО) и внешнее, устанавливаемое на компьютер.

Встроенное программное обеспечение (ВПО) предназначено для визуализации технологического процесса, архивирования и хранения данных. ВПО, влияющее на метрологические характеристики САУ ВПУ ПГУ-410, устанавливаются на энергонезависимую память измерительных модулей SIMATIC S7-300 в производственном цикле на заводе-изготовителе. ВПО недоступно для изменения в процессе эксплуатации САУ

ВПУ ПГУ-410 и не может быть считано через какой-либо интерфейс в целях идентификации. Метрологические характеристики САУ ВПУ ПГУ-410 нормированы с учетом встроенного ПО.

Внешнее программное обеспечение «STEP 7» - не влияет на метрологические характеристики САУ ВПУ ПГУ-410. Идентификационные данные для внешнего программного обеспечения описаны в таблице 1.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные внешнего программного обеспечения «STEP 7»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	STEP7
Идентификационное наименование ПО	6ES7 810 4CC10 0YA5
Номер версии (идентификационный номер) ПО	V5.5
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Состав и метрологические характеристики ИК САУ ВПУ ПГУ-410 приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав и метрологические характеристики ИК САУ ВПУ ПГУ-410

№ п/п	Идентификационный номер в системе (KKS)	Наименование ИК	Диапазон измерений, единица величины	Пределы допускаемой погрешности преобразования электрического сигнала в единицы физических величин γ – приведенная Δ – абсолютная
1	2	3	4	5
1	FT1.1	Расход исходной воды	от 10 до 250 м³/ч	$\gamma = \pm 0,5 \%$
2	PT1.1	Избыточное давление исходной воды	от 0 до 1,0 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
3	PT1.2	Избыточное давление воды после авт. дисковых фильтров	от 0 до 1,0 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
4	QIT3.1pH	pH после авт. дисковых фильтров	от 0 до 14 pH	$\gamma = \pm 0,5 \%$
5	TT1.1	Температура воды после авт. дисковых фильтров	от 0 до 120 °C	$\Delta = \pm 1,0 \text{ }^{\circ}\text{C}$
6	TT2.1	Температура воды в узле подогрева	от 0 до 350 °C	$\Delta = \pm 1,0 \text{ }^{\circ}\text{C}$
7	TT3.1	Температура воды в БИВ	от 0 до 120 °C	$\Delta = \pm 1,0 \text{ }^{\circ}\text{C}$
8	LT3.1	Уровень в баке исх. воды	от 0 до 0,1 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
9	ТТ4.1	Температура воды перед насосной станцией подкачки УФУ5.1-5.3	от 0 до 120 °С	$\Delta = \pm 1,0 \text{ }^{\circ}\text{C}$
10	FT4.1	Расход воды на УФУ5.1	от 2 до 80 м³/ч	$\gamma = \pm 0,5 \%$
11	FT4.2	Расход воды на УФУ5.2	от 2 до 80 м³/ч	$\gamma = \pm 0,5 \%$
12	FT4.3	Расход воды на УФУ5.3	от 2 до 80 м³/ч	$\gamma = \pm 0,5 \%$
13	PT5.1.1	Избыточное давление в коллекторе передних портов УФУ5.1	от -0,1 до 0,5 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
14	PT5.1.2	Избыточное давление в фильтратном коллекторе УФУ5.1	от -0,1 до 0,5 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
15	PT5.1.3	Избыточное давление в коллекторе задних портов УФУ5.1	от -0,1 до 0,5 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
16	FT5.1.2	Расход в линии рециркуляции УФУ5.1	от 2 до 80 м³/ч	$\gamma = \pm 0,5 \%$
17	PT5.2.1	Избыточное давление в коллекторе передних портов УФУ5.2	от -0,1 до 0,5 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
18	PT5.2.2	Избыточное давление в фильтратном коллектор УФУ5.2	от -0,1 до 0,5 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
19	PT5.2.3	Избыточное давление в коллекторе задних портов УФУ5.2	от -0,1 до 0,5 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
20	FT5.2.2	Расход в линии рециркуляции УФУ5.2	от 2 до 80 м³/ч	$\gamma = \pm 0,5 \%$
21	PT5.3.1	Избыточное давление в коллекторе передних портов УФУ5.3	от -0,1 до 0,5 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
22	PT5.3.2	Избыточное давление в фильтратном коллекторе УФУ5.3	от -0,1 до 0,5 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
23	PT5.3.3	Избыточное давление в коллекторе задних портов УФУ5.3	от -0,1 до 0,5 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
24	FT5.3.2	Расход в линии рециркуляции УФУ5.2	от 2 до 80 м³/ч	$\gamma = \pm 0,5 \%$
25	LT6.2	Уровень осветленной воды в БОВ2	от 0 до 0,1 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
26	PT8.1	Избыточное давление воды после Н8.1 обр. промывки дисковых фильтров	от 0 до 1,0 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
27	PT7.1	Избыточное давление осветленной воды на обр. промывку УФУ5.1-5.3	от 0 до 0,6 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
28	FT7.1	Расход обр. промывки УФУ5.1-5.3	от 20 до 600 м³/ч	$\gamma = \pm 0,5 \%$
29	PT9.1	Избыточное давление осветленной воды на напоре насосов подкачки УОО первой ступени	от 0 до 1,0 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
30	TT9.2	Температура осветленной воды	от 0 до 120 °С	$\Delta = \pm 1,0 \text{ }^{\circ}\text{C}$
31	QIT9.1	Проводимость осветленной воды	от 5 мкСм/см до 10 мСм/см	$\gamma = \pm 0,5 \%$
32	QIT9.2Red/Ox	ОВП осветленной воды	от -2 до 16 рН	$\gamma = \pm 0,5 \%$
33	PT10.1.4	Избыточное давление исходной воды УОО10.1	от 0 до 2,5 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
34	PT10.1.6	Избыточное давление концентрата УОО10.1	от 0 до 2,5 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
35	PT10.1.7	Избыточное давление фильтрата УОО10.1	от 0 до 1,0 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
36	QIT10.1.1	Электропроводность фильтрата УОО10.1	от 0,5 до 200 мкСм/см	$\gamma = \pm 0,5 \%$
37	PT10.2.4	Избыточное давление исходной воды УОО10.2	от 0 до 2,5 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
38	PT10.2.6	Избыточное давление концентрата УОО10.2	от 0 до 2,5 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
39	PT10.2.7	Избыточное давление фильтрата УОО10.2	от 0 до 1,0 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
40	QIT10.2.1	Электропроводность фильтрата УОО10.2	от 0,5 до 200 мкСм/см	$\gamma = \pm 0,5 \%$
41	LT11.1	Уровень осветленной воды в БП1	от 0 до 1,0 кПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
42	PT12.1	Избыточное давление перемота на напоре насосов подкачки УОО второй ступени	от 0 до 1,0 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
43	QIT12.1	Проводимость перемота, подаваемого на УОО второй ступени	от 0,5 до 200 мкСм/см	$\gamma = \pm 0,5 \%$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
44	QIT12.2pH	pH перемешанной, подаваемого на УОО второй ступени	от -2 до 16 pH	$\gamma = \pm 0,5 \%$
45	PT13.1.4	Избыточное давление исходной воды УОО13.1	от 0 до 2,5 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
46	PT13.1.6	Избыточное давление концентрата УОО13.1	от 0 до 2,5 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
47	PT13.1.7	Избыточное давление фильтрата УОО13.1	от 0 до 1,0 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
48	QIT13.1.1	Электропроводность П на выходе с МВ УОО 13.1	от 0,5 до 200 мкСм/см	$\gamma = \pm 0,5 \%$
49	PT13.2.4	Избыточное давление исходной воды УОО13.2	от 0 до 2,5 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
50	PT13.2.6	Избыточное давление концентрата УОО13.2	от 0 до 2,5 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
51	PT13.2.7	Избыточное давление фильтрата УОО13.2	от 0 до 1,0 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
52	QIT13.2.1	Электропроводность фильтрата УОО13.2	от 0,5 до 200 мкСм/см	$\gamma = \pm 0,5 \%$
53	PT14.1.1	Избыточное давление частично обессоленной воды на входе фильтрата УЭДИ14.1	от 0 до 1,0 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
54	PT14.1.2	Избыточное давление деионизованной воды на выходе фильтрата УЭДИ14.1	от 0 до 1,0 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
55	PT14.1.3	Избыточное давление частично обессоленной воды на входе концентрата УЭДИ14.1	от 0 до 1,0 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
56	QIT14.1.1	Электропроводность электродеионизованной воды УЭДИ14.1	от 0,05 до 20 мкСм/см	$\gamma = \pm 0,5 \%$
57	PT14.2.1	Избыточное давление частично обессоленной воды на входе фильтрата УЭДИ14.2	от 0 до 1,0 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
58	PT14.2.2	Избыточное давление деионизованной воды на выходе фильтрата УЭДИ14.2	от 0 до 1,0 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
59	PT14.2.3	Избыточное давление частично обессоленной воды на входе концентрата УЭДИ14.2	от 0 до 1,0 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
60	QIT14.2.1	Электропроводность электродеионизированной воды УЭДИ14.2	от 0,05 до 20 мкСм/см	$\gamma = \pm 0,5 \%$
61	QIT14.1	Электропроводность обессоленной воды с УЭДИ	от 0,05 до 20 мкСм/см	$\gamma = \pm 0,5 \%$
62	PT16.1	Избыточное давление напора насоса химмойки УОО и УЭДИ	от 0 до 1,0 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
63	LT17.1	Уровень в БН1	от 0 до 0,1 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
64	PT18.1	Избыточное давление на напоре насосной станции рециркуляции узла нейтрализации	от 0 до 1,0 МПа	$\gamma = \pm 0,5 \%$
65	QIT18.1	Проводимость на напоре насосной станции рециркуляции узла нейтрализации	от 5 мкСм/см до 10 мСм/см	$\gamma = \pm 0,5 \%$
66	QIT18.2pH	pH на напоре насосной станции рециркуляции узла нейтрализации	от 0 до 14 pH	$\gamma = \pm 0,5 \%$
Примечание: нормирующим значением для приведенной погрешности является диапазон измерения				

Таблица 3 – Основные технические характеристики САУ ВПУ ПГУ-410

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питающей сети переменного тока, В	от 187 до 242
Частота питающей сети переменного тока, Гц	50
Условия эксплуатации: - диапазон рабочих температур, °С - относительная влажность воздуха без конденсации, %, не более - атмосферное давление, кПа	от +15 до +35 80 от 84 до 106,7

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок эксплуатации, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

в виде наклейки наносится на маркировочную табличку, расположенную в верхней части комплектных шкафов с лицевой стороны, а также в левый верхний угол титульного листа руководства по эксплуатации и паспорта-формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Кол-во
Система измерительная автоматизированного управления водоподготовительной установки ПГУ-410 ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»	САУ ВПУ ПГУ-410, зав. № 001	1 компл.
Руководство по эксплуатации	VPU001.РЭ	1 шт.
Паспорт-формуляр	VPU001.ПФ	1 шт.
Методика поверки	-	

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.2 «Принцип работы» документа VPU001.РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Росстандарта от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от 1·10⁻¹⁶ до 100 А»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30.12.2019 г. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока».

Правообладатель

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

ИНН 2312159262

Юридический адрес: 350911, Краснодарский Край, г. Краснодар, ул. Трамвайная, д. 13

Телефон (факс): 8 (861) 237-13-14, 237-16-47

E-mail: krtec@lukoil.com

Изготовитель

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

ИНН 2312159262

Адрес: 350911, Краснодарский Край, г. Краснодар, ул. Трамвайная, д. 13

Телефон (факс): 8 (861) 237-13-14, 237-16-47

E-mail: krtec@lukoil.com

Испытательный центр

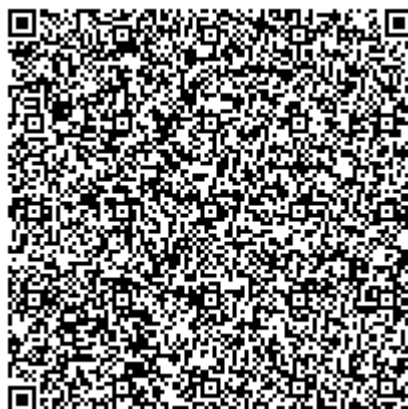
Общество с ограниченной ответственностью «КЭР-Автоматика»
(ООО «КЭР-Автоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Сибирский тракт, д. 34Л, пом. 1022

Телефон (факс): (843) 528-05-70

E-mail: office2@keravt.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314451



Регистрационный № 97111-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Полуприцеп-цистерна ACERBI 18K2.38

Назначение средства измерений

Полуприцеп-цистерна ACERBI 18K2.38 (далее – ППЦ) предназначена для измерения объема, а также для транспортирования и временного хранения нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия ППЦ основан на заполнении ее нефтепродуктом до уровня налива, соответствующего объему нефтепродукта. Слив нефтепродукта производится самотеком.

ППЦ состоит из алюминиевой сварной цистерны, имеющей в поперечном сечении чемоданообразную форму, установленной на шасси. ППЦ состоит из девяти герметичных секций. Внутри секций имеются перегородки-волнорезы с отверстиями-лазами. ППЦ являются транспортной мерой полной вместимости.

Каждая секция ППЦ оборудована заливной горловиной с установленным указателем уровня налива из металлического уголка.

Технологическое оборудование предназначено для операций налива-слива нефтепродуктов и включает в себя:

- съемную крышку горловины с заливным люком и дыхательным клапаном;
- клапан донный;
- кран шаровой;
- рукава напорно-всасывающие.

На боковых сторонах и сзади ППЦ имеются надпись «ОГНЕОПАСНО», знак ограничения скорости и знаки обозначения транспортного средства, перевозящего опасный груз.

Общий вид полуприцеп-цистерны ACERBI 18K2.38 зав. № ZA018K23800000046 представлен на рисунках 1-2.



Рисунок 1 – Общий вид полуприцеп-цистерны ACERBI 18K2.38



Рисунок 2 – Общий вид полуприцеп-цистерны ACERBI 18K2.38

Схема пломбировки для защиты от несанкционированного изменения положения уровня налива, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунке 3.

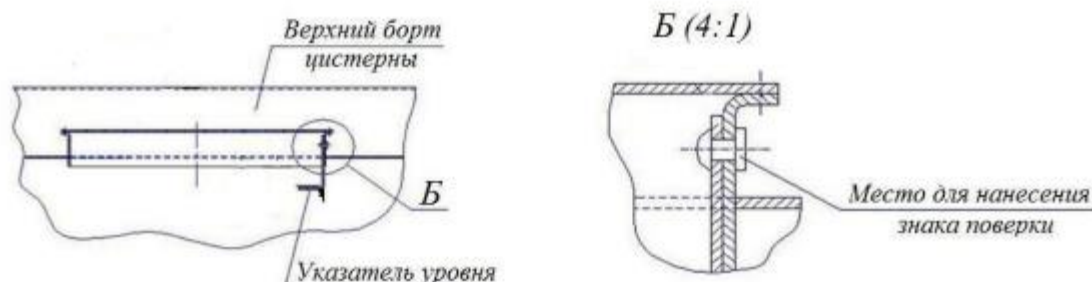


Рисунок 3 – Схема пломбировки от несанкционированного изменения положения уровня налива, обозначение места нанесения знака поверки

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и заклепку, крепящую указатель уровня налива в виде оттиска поверительного клейма.

Заводской номер нанесен на маркировочную табличку в виде буквенно-цифрового обозначения ударным способом обеспечивающий идентификацию СИ, возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации ППЦ. Маркировочная табличка установлена на передней части рамы ППЦ.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, дм ³	34 010
Вместимость 1 секции, дм ³	5 970
Вместимость 2 секции, дм ³	3 100
Вместимость 3 секции, дм ³	2 000
Вместимость 4 секции, дм ³	4 980
Вместимость 5 секции, дм ³	3 950
Вместимость 6 секции, дм ³	2 000
Вместимость 7 секции, дм ³	4 980
Вместимость 8 секции, дм ³	2 000
Вместимость 9 секции, дм ³	5 030
Количество секций, шт.	9
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	±0,4
Разность между номинальной и действительной вместимостью, %, не более	±1,5

Таблица 2 – Технические характеристики

Снаряженная масса, кг, не более	8550
Температура окружающей среды при эксплуатации, °С	от - 40 до + 50

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Полуприцеп-цистерна	ACERBI 18K2.38	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Паспорте «Полуприцеп-цистерна ACERBI 18K2.38», раздел 8.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средствам измерения

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. №2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости».

Правообладатель

VIBERTI SPA, Италия

Изготовитель

VIBERTI SPA, Италия
Изготовлена в 1995г.

Испытательный центр

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

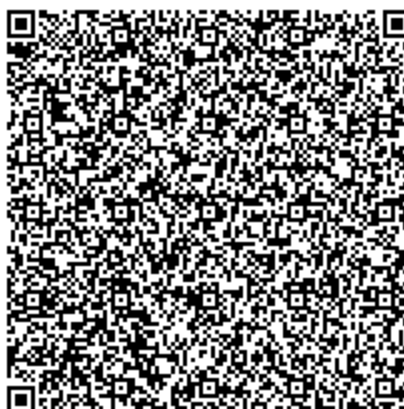
Юридический адрес: 420029, РТ, г. Казань, ул. 8 Марта, д.13, офис 33

Место нахождения: 420043, РТ, г. Казань, ул. Вишневского, д.26а, кабинет №19

Телефон/факс: +7(843) 513-30-75

E-mail: metrolog-kazan@mail.ru

Аттестат аккредитации ООО фирма «Метролог» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312275 от 02.08.2017 г.



Регистрационный № 97112-25

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Твердомеры Роквелла и Супер-Роквелла RockyMet

Назначение средства измерений

Твердомеры Роквелла и Супер-Роквелла RockyMet (далее - твердомеры) предназначены для измерений твердости металлов и сплавов по шкалам Роквелла и Супер-Роквелла.

Описание средства измерений

Принцип действия твердомеров основан на статическом вдавливании алмазного конусного или шарикового наконечников с последующим измерением глубины внедрения наконечника.

Конструктивно твердомеры имеют металлический корпус и состоят из устройства приложения нагрузки и измерительного устройства.

Твердомеры выпускаются в восьми модификациях: RockyMet-R, RockyMet-S, RockyMet-RS, RockyMet-R-ECO, RockyMet-S-ECO, RockyMet-RS-ECO, RockyMet-Auto, RockyMet-R-W. Модификации твердомеров отличаются метрологическими характеристиками, конструкцией, степенью автоматизации процесса измерений.

Серийный номер в виде буквенно-цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, наносятся любым удобным технологическим способом на маркировочную табличку, закрепленную в месте, указанном на рисунках 1-4.

Пломбирование твердомеров не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на корпус твердомер не предусмотрено.

Общий вид твердомеров с указанием места нанесения маркировочной таблички приведён на рисунках 1-4.



Рисунок 1 – Общий вид твердомеров Роквелла и Супер-Роквелла RockyMet-R, RockyMet-S, RockyMet-RS

Рисунок 2 – Общий вид твердомеров Роквелла и Супер-Роквелла RockyMet-R-ECO, RockyMet-S-ECO, RockyMet-RS-ECO



Рисунок 3 – Общий вид твердомеров Роквелла и Супер-Роквелла RockyMet-Auto



Рисунок 4 – Общий вид твердомеров Роквелла и Супер-Роквелла RockyMet-R-W

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) твердомеров является метрологически значимым и используется для управления их работой, а также для визуального отображения, хранения и статистической обработки результатов измерений.

ПО является неизменным, возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию отсутствует.

Влияние ПО твердомеров учтено при нормировании метрологических характеристик.

Внешнее ПО, устанавливаемое на персональный компьютер, не влияет на метрологические характеристики твердомеров.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	uVision-F *	uVision-R *
Идентификационное наименование ПО	uVision-F *	uVision-R *
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже v 1.0	не ниже v. 1.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-	-
* В соответствии с заказом		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики испытательных нагрузок по шкалам Роквелла и Супер-Роквелла

Модификация твердомера	Шкала твердости	Испытательные нагрузки, Н		Пределы допускаемого относительного откло- нения испытательных нагрузок, %	
		предвари- тельная	основная	предвари- тельная	основная
Шкала Роквелла					
RockyMet-R, RockyMet-RS, RockyMet-R-ECO, RockyMet-RS-ECO, RockyMet-Auto, RockyMet-R-W	HRA, HRFW, HRHW	98,07	588,4	±2,0	±0,5
	HRBW, HREW, HRD		980,7		
	HRC, HRGW, HRKW		1471		
Шкала Супер-Роквелла					
RockyMet-S, RockyMet-RS, RockyMet-S-ECO, RockyMet-RS-ECO, RockyMet-Auto	HR15N, HR15TW	29,42	147,1	±2,0	±0,66
	HR30N, HR30TW		294,2		
	HR45N, HR45TW		441,3		

Таблица 3 – Метрологические характеристики твердомеров по шкалам Роквелла

Шкала Роквелла	Диапазон измерений твердости	Пределы допускаемой абсолютной погрешности твердомеров	Размах чисел твердости HR не более
HRA	от 20 HRA до 75 HRA включ. св. 75 HRA до 95 HRA включ.	±2,0 HRA ±1,2 HRA	0,8
HRBW	от 20 HRBW до 80 HRBW * от 80 HRBW до 100 HRBW включ.	±3,0 HRBW ±2,0 HRBW	1,2
HRC	от 20 HRC до 35 HRC включ. св. 35 HRC до 55 HRC включ. св. 55 HRC до 70 HRC включ.	±2,0 HRC ±1,5 HRC ±1,0 HRC	0,8
HRD	от 40 HRD до 70 HRD включ. св. 70 HRD до 77 HRD включ.	±2,0 HRD ±1,5 HRD	0,8
HREW	от 70 HREW до 90 HREW включ. св. 90 HREW до 100 HREW включ.	±2,5 HREW ±2,0 HREW	1,2
HRFW	от 60 HRFW до 90 HRFW включ. св. 90 HRFW до 100 HRFW включ.	±3,0 HRFW ±2,0 HRFW	1,2

Продолжение таблицы 3

Шкала Роквелла	Диапазон измерений твердости	Пределы допускаемой абсолютной погрешности твердомеров	Размах чисел твердости HR не более
HRGW	от 30 HRGW до 50 HRGW включ. св. 50 HRGW до 75 HRGW включ. св. 75 HRGW до 94 HRGW включ.	$\pm 6,0$ HRGW $\pm 4,5$ HRGW $\pm 3,0$ HRGW	1,2
HRHW	от 80 HRHW до 100 HRHW включ.	$\pm 2,0$ HRHW	1,2
HRKW	от 40 HRKW до 60 HRKW включ. св. 60 HRKW до 80 HRKW включ. св. 80 HRKW до 100 HRKW включ.	$\pm 4,0$ HRKW $\pm 3,0$ HRKW $\pm 2,0$ HRKW	1,2
П р и м е ч а н и я: 1 Параметр, отмеченный * - крайнее значение твердости, не включенное в данный поддиапазон. 2 Метрологические характеристики действительны для 5 измерений.			

Таблица 4 – Метрологические характеристики твердомеров по шкалам Супер-Роквелла

Шкала Супер-Роквелла	Диапазон измерений твердости	Пределы допускаемой абсолютной погрешности твердомеров	Размах чисел твердости HR не более
HR15N	от 70 HR15N до 90 HR15N * от 90 HR15N до 94 HR15N включ.	$\pm 2,0$ HR15N $\pm 1,0$ HR15N	1,2 1,0
HR30N	от 40 HR30N до 76 HR30N * от 76 HR30N до 86 HR30N включ.	$\pm 2,0$ HR30N $\pm 1,0$ HR30N	1,2 1,0
HR45N	от 20 HR45N до 78 HR45N включ.	$\pm 2,0$ HR45N	1,2
HR15TW	от 62 HR15TW до 93 HR15TW включ.	$\pm 3,0$ HR15TW	2,4
HR30TW	от 15 HR30TW до 70 HR30TW включ. св 70 HR30TW до 82 HR30TW включ.	$\pm 3,0$ HR30TW $\pm 2,0$ HR30TW	2,4 2,0
HR45TW	от 10 HR45TW до 72 HR45TW включ.	$\pm 3,0$ HR45TW	2,4
П р и м е ч а н и я: 1 Параметр, отмеченный * - крайнее значение твердости, не включенное в данный поддиапазон. 2 Метрологические характеристики действительны для 5 измерений.			

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации температура окружающего воздуха, °С относительная влажность окружающего воздуха, %, не более	от +15 до +35 80
Параметры электрического питания напряжение переменного тока, В частота переменного тока, Гц	от 207 до 253 от 49,5 до 50,5
Габаритные размеры твердомеров, мм, не более RockyMet-R, RockyMet-S, RockyMet-RS, RockyMet-R-ECO, RockyMet-S-ECO, RockyMet-RS-ECO, RockyMet-R-W длина ширина высота RockyMet-Auto длина ширина высота	570 250 * 850 750 600 ** 1100
Масса, кг, не более RockyMet-R, RockyMet-S, RockyMet-RS, RockyMet-R-ECO, RockyMet-S-ECO, RockyMet-RS-ECO, RockyMet-R-W RockyMet-Auto	85 200
* Без координатного стола ** Без сенсорной панели	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность твердомера

Наименование	Обозначение	Количество
Твердомер Роквелла и Супер-Роквелла	RockyMet	1 шт.
Персональный компьютер *	-	1 шт.
Внешнее программное обеспечение *	-	1 шт.
Принадлежности	-	1 комплект
Руководство по эксплуатации	RockyMet - 01 РЭ	1 экз.
* В соответствии с заказом		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в главах 8, 12, 16, 20 «Работа с твердомером» документа «Твердомеры Роквелла и Супер-Роквелла RockyMet. Руководство по эксплуатации. RockyMet - 01 РЭ.».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 23677-79 «Твердомеры для металлов. Общие технические требования»;
ГОСТ 9013-59 «Металлы. Метод измерения твёрдости по Роквеллу»;
ГОСТ 22975-78 «Металлы и сплавы. Метод измерения твёрдости по Роквеллу при малых нагрузках (по Супер-Роквеллу)»;

Государственная поверочная схема для средств измерений твёрдости по шкалам Роквелла и Супер-Роквелла, утвержденная приказом Росстандарта от 30.12.2019 № 3462;

Стандарт предприятия «Твердомеры Роквелла и Супер-Роквелла RockyMet. СП».

Правообладатель

Компания «Anhui Mikrosize Precision Instrument Co., Ltd», Китай

Адрес: A-4035 RuiFeng Business Expo, Wuhu City, China, 241000

Изготовитель

Компания «Anhui Mikrosize Precision Instrument Co., Ltd», Китай

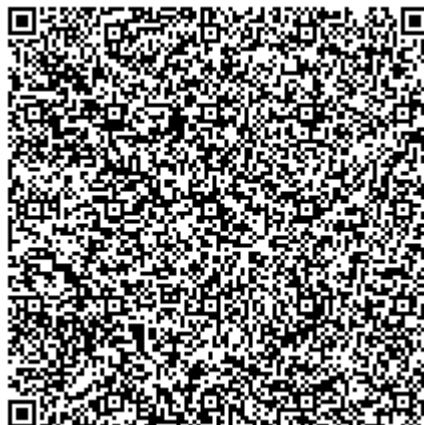
Адрес: A-4035 RuiFeng Business Expo, Wuhu City, China, 241000

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, пгт. Менделеево, промзона ФГУП ВНИИФТРИ

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц 30002-13



Регистрационный № 97113-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Длиномеры вертикальные Jescale

Назначение средства измерений

Длиномеры вертикальные Jescale (далее по тексту – длиномеры) предназначены для измерений линейных размеров (высоты, толщины, глубины, диаметра, зазоров, межцентровых расстояний, отклонения от перпендикулярности) различных изделий.

Описание средства измерений

Принцип действия длиномеров основан на считывании с измерительной шкалы значения измеряемого линейного размера, соответствующего интервалу перемещения измерительной каретки.

Конструктивно длиномеры состоят из станины, вертикальной колонны с направляющими и измерительной шкалой, измерительной каретки с держателем для контактных щупов, электронного блока с цифровым дисплеем, закрепленным на вертикальной колонне.

Перемещение измерительной каретки осуществляется вручную с помощью механического винта, либо автоматически с помощью моторизованного привода, управляемого через функции электронного блока. Измерительная каретка снабжена механической системой установки измерительного усилия. В момент контакта наконечника щупа с объектом измерения длиномер воспроизводит звуковой сигнал. Результат измерений отображается на экране длиномера в виде значения линейного размера.

Станины длиномеров могут быть оснащены воздушной подушкой для быстрого перемещения длиномера. Длиномеры могут быть оснащены системой температурной компенсации, а также комплектоваться контактным электронным щупом для измерения отклонения от перпендикулярности. В комплект поставки длиномеров входит калибровочная мера.

Дополнительно длиномеры имеют возможность подключения к персональному компьютеру.

Длиномеры выпускаются в следующих модификациях: Н1-400, Н1-700, Н1-1100, Н2-400, Н2-700, Н2-1100, которые отличаются метрологическими и техническими характеристиками.

Пломбирование длиномеров от несанкционированного доступа не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифрового обозначения наносится на заднюю поверхность вертикальной колонны длиномера методом наклеивания этикетки.

Фотографии общего вида длиномеров представлены на рисунке 1. Место нанесения заводского номера указано на рисунке 2.



модификации H1-400, H1-700, H1-1100



модификации H2-400, H2-700, H2-1100

Рисунок 1 – Общий вид длиномеров

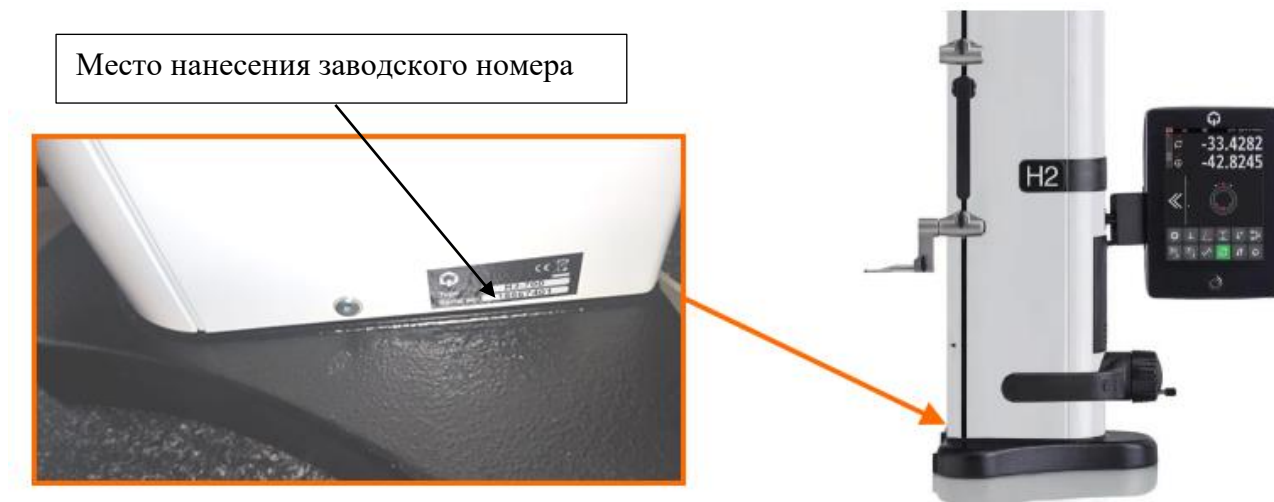


Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) длиномеров предназначено для отображения результатов измерений, сбора, обработки, передачи и хранения измерительной информации.

Влияние ПО на метрологические характеристики длиномеров учтено при нормировании метрологических характеристик.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение для модификации
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.25
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики длиномеров модификаций Н1-400, Н1-700, Н1-1100

Наименование характеристики	Значение для модификации		
	Н1-400	Н1-700	Н1-1100
Диапазон измерений линейных размеров, мм	от 0 до 407	от 0 до 711	от 0 до 1110
Расширенный диапазон измерений линейных размеров, мм	от 0 до 719	от 0 до 1023	от 0 до 1422
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений линейных размеров, мкм*	±(2,5+L**/300)		
Дискретность отсчета (разрешение), мм	0,01; 0,001		
Повторяемость измерений (сходимость), мкм, не более	2		
* При дискретности 0,001 мм.			
** Где L - измеряемая длина в миллиметрах.			

Таблица 3 – Метрологические характеристики длиномеров модификаций Н2-400, Н2-700, Н2-1100

Наименование характеристики	Значение для модификации		
	Н2-400	Н2-700	Н2-1100
Диапазон измерений линейных размеров, мм	от 0 до 407	от 0 до 711	от 0 до 1110
Расширенный диапазон измерений линейных размеров, мм	от 0 до 719	от 0 до 1023	от 0 до 1422
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений линейных размеров, мкм*	±(2+L**/400)		
Дискретность отсчета (разрешение), мм	0,01; 0,001; 0,0001		
Повторяемость измерений (сходимость), мкм, не более	1		
* При дискретности 0,0001 мм.			
** Где L - измеряемая длина в миллиметрах.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификации					
	H1-400	H1-700	H1-1100	H2-400	H2-700	H2-1100
Отклонение колонны от перпендикулярности, мкм, не более	5	8	11	5	8	11
Диапазон измерительного усилия, Н	от 0,75 до 1,50					
Максимальная скорость перемещения каретки, м/с	1					
Масса, кг, не более	21	24	33	22	25	34
Габаритные размеры, мм, не более						
- длина	358					
- ширина	350					
- высота	1500					
Параметры электрического питания:						
- напряжение переменного тока, В	220±22					
- частота переменного тока, Гц	50±1					
Условия эксплуатации:						
- температура окружающего воздуха, °С	20,0±0,5					
- относительная влажность воздуха, %	50±5					

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет, не менее	5
Средняя наработка на отказ, ч	18000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Длиномер вертикальный*	Jescale	1 шт.
Держатель для контактных щупов	-	1 шт.
Контактный сферический щуп $\varnothing$ 4 мм	-	1 шт.
Контактный электронный щуп**	-	1 шт.
Мера калибровочная	-	1 шт.
Воздушная подушка для быстрого перемещения**	-	1 шт.
Система температурной компенсации**	-	1 шт.
Зарядное устройство	-	1 шт.
Комплект соединительных кабелей	-	1 комплект
Пылезащитный чехол	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
* Исполнение в соответствии с заказом.		
** Наличие в соответствии с заказом.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Основные функции» руководства по эксплуатации «Длиномер вертикальный Jescale. Модификация Н1» и в разделе 6 «Основные функции измерений» руководства по эксплуатации «Длиномер вертикальный Jescale. Модификация Н2».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29.12.2018 г. № 2840 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений длины в диапазоне от $1 \cdot 10^{-9}$ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм» (с изменениями, внесенными приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15.08.2022 г. № 2018);

Стандарт предприятия «Длиномеры вертикальные Jescale».

Правообладатель

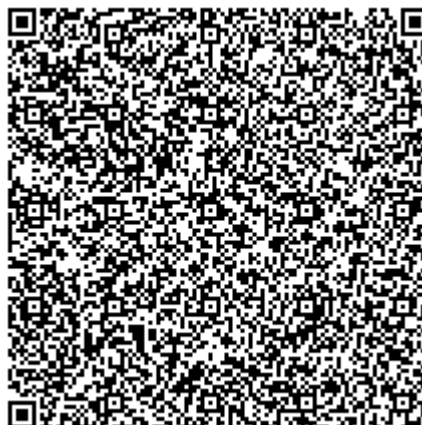
Shanghai Jescale Technology Co., Ltd, Китай
Адрес: Building 3, Lane 10688, Beiqing Road, Qingpu District, Shanghai, China
Телефон: +86-21-61259099
E-mail: info@jescale.com
Web-сайт: www.jescale.com

Изготовитель

Shanghai Jescale Technology Co., Ltd, Китай
Адрес: Building 3, Lane 10688, Beiqing Road, Qingpu District, Shanghai, China
Телефон: +86-21-61259099
E-mail: info@jescale.com
Web-сайт: www.jescale.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Омега Тест Групп»
(ООО «ОТГ»)
Адрес: 111141, г. Москва, ул. Плеханова, д. 15А стр.3, пом. 68/1, комнаты 197-229
Телефон (факс): +7 (499) 302-01-37
E-mail: info@omega-tg.com
Web-сайт: omega-tg.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.315018



Регистрационный № 97114-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная объемного расхода и объема природного газа на газораспределительном пункте СП «Николаевская ТЭЦ» АО «ДГК»

Назначение средства измерений

Система измерительная объемного расхода и объема природного газа на газораспределительном пункте СП «Николаевская ТЭЦ» АО «ДГК» (далее – СИКГ) предназначена для измерений в автоматизированном режиме объемного расхода и объема природного газа, приведенных к стандартным условиям (температура плюс 20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа).

Описание средства измерений

Принцип действия СИКГ основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации входных сигналов, поступающих по линиям связи от средств измерений объемного расхода, давления, температуры.

СИКГ реализует косвенный метод динамических измерений объемного расхода и объема природного газа, приведенных к стандартным условиям.

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

К настоящему типу средства измерений относится СИКГ с заводским номером 96.

В состав СИКГ входят следующие основные элементы:

- блок измерительных линий: измерительные линии № 1 и № 2 DN 150;
- система обработки информации.

В состав СИКГ входят следующие средства измерений (далее – СИ):

– датчики расхода газа ДРГ.М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер 26256-06), модификация ДРГ.М-5000;

– преобразователь давления измерительный АИР-10 (регистрационный номер 31654-09);

– датчики температуры ТС5008 (регистрационный номер 14724-06);

– корректор СПГ761 (регистрационный номер 36693-13), модификация 761.2. (далее – корректор).

Автоматизированное рабочее место оператора входит в состав системы обработки информации.

СИКГ выполняет следующие основные функции:

- автоматическое определение объемного расхода и объема природного газа,

приведенных к стандартным условиям, по каждой измерительной линии и СИКГ в целом;

- автоматическое отображение и регистрация измерительной и технологической информации;

- автоматический сбор и обработку сигналов, поступающих от всех измерительных преобразователей;

- автоматический контроль значений измеряемых величин, включение предупредительной сигнализации при выходе за допускаемые пределы;

- автоматическое обнаружение отказов технических и программных средств, нарушении измерительных каналов;

- автоматический контроль и учет состояния технологического оборудования;

- автоматическая регистрация отклонений от заданных режимов работы, распознавание аварийных ситуаций;

- автоматический контроль достоверности информации, правильности выполнения вычислений;

- автоматическое обнаружение отказов технических и программных средств;

- многоуровневая парольная защита системы обработки информации от несанкционированного доступа с разделением уровней доступа к просмотру и изменению настроек и конфигурации, а также изменению технологических параметров для различных пользователей;

- ведение журнала аварийных и технологических сообщений;

- ведение журнала регистрации действий операторного персонала;

- ведение журнала событий безопасности;

- контроль целостности и подлинности метрологически значимого программного обеспечения, в том числе встроенного;

- регистрация в системном журнале аварийных событий, сообщений об ошибках, а также событиях доступа к метрологически значимым параметрам с указанием даты и времени доступа, нового и прежнего значения параметра;

- формирование базы данных.

Заводской номер СИКГ, состоящий из двух арабских цифр, наносится на маркировочную табличку, закрепленную на шкафу системы обработки информации и на титульный лист паспорта типографским способом.

Пломбирование СИКГ не предусмотрено. Пломбирование СИ, входящих в состав СИКГ, выполняется в соответствии с утвержденным типом этих СИ.

Возможность нанесения знака поверки непосредственно на СИКГ отсутствует.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКГ включает встроенное ПО корректора и обеспечивает реализацию функций СИКГ. Защита ПО СИКГ от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем аутентификации (введением пароля) и идентификации, а также ограничением свободного доступа к цифровым интерфейсам связи и ведением журнала событий.

ПО СИКГ защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой уровней доступа.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКГ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	–
Номер версии (идентификационный номер) ПО	03.х.хх
Цифровой идентификатор ПО	D36A
Метод определения цифрового идентификатора ПО	CRC-16

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики СИКГ

Наименование характеристики	Значение
Объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, по измерительной линии № 1, м ³ /ч	от 490,83 до 32938,60
Объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, по измерительной линии № 2, м ³ /ч	от 490,83 до 36606,60
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, %, составляют:	
– в диапазоне объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, от 490,83 до 20000,00 м ³ /ч по измерительной линии № 1	±2,3
– в диапазоне объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, от 20000,00 до 32938,60 м ³ /ч по измерительной линии № 1	±1,7
– в диапазоне объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, от 490,83 до 36606,60 м ³ /ч по измерительной линии № 2	±1,8

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	газ природный по ГОСТ 5542–2014
Избыточное давление природного газа, кгс/см ²	от 3 до 6
Температура природного газа, °С	от +5 до +20
Объемный расход природного газа при рабочих условиях по измерительной линии № 1, м ³ /ч	от 125 до 4499
Объемный расход природного газа при рабочих условиях по измерительной линии № 2, м ³ /ч	от 125 до 5000
Условия эксплуатации:	
– температура окружающей среды в месте установки СИ, °С	от +10 до +35
– относительная влажность, %, не более	90
– атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Параметры электрического питания:	
– напряжение переменного тока, В	220 ⁺²² ₋₂₂ /380 ⁺³⁸ ₋₃₈
– частота переменного тока, Гц	50±1

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная объемного расхода и объема природного газа на газораспределительном пункте СП «Николаевская ТЭЦ» АО «ДГК»	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Паспорт	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и объем природного газа. Методика измерений системой измерительной объемного расхода и объема природного газа на газораспределительном пункте СП «Николаевская ТЭЦ» АО «ДГК» филиала «Хабаровская генерация», аттестованном ООО ЦМ «СТП», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 1111/2-89-311459-2022 от 11 ноября 2022 г., регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2022.44851.

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» (перечень, пункт 6.7.1);

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 11 мая 2022 г. № 1133 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа».

Правообладатель

Акционерное общество «Дальневосточная генерирующая компания»
(АО «ДГК»)
ИНН 1434031363
Юридический адрес: 680000, Хабаровский край, г. Хабаровск, ул. Фрунзе, 49
Телефон: (4212) 30-49-14
E-mail: dgk@dgk.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Завод «Газпроммаш»
(ООО Завод «Газпроммаш»)
ИНН 6450027395
Адрес: 410031, г. Саратов, ул. Московская, 44
Телефон: (8452) 98-56-00
E-mail: gpm@gazprommash.ru

Испытательный центр

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

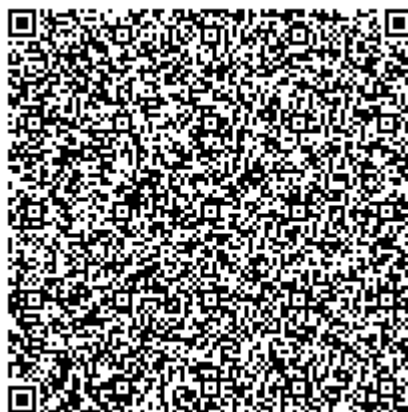
Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, офис 7

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

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

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



Регистрационный № 97157-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики газа ультразвуковые UGM-Смарт

Назначение средства измерений

Счетчики газа ультразвуковые UGM-Смарт (далее – счетчики) предназначены для измерений объема природного газа по ГОСТ 5542-2022 или паров сжиженного газа по ГОСТ 20448-2018, приведенного к температуре плюс 20 °С или к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63.

Описание средства измерений

Счётчики состоят из блока измерителя расхода, представляющего собой герметичный измерительный канал (расходомерный участок) с расположенными в нем ультразвуковыми датчиками и термодатчиком, и электронного блока вычислителя, установленного в корпусе.

В счетчиках реализован метод поочередного излучения электроакустическими преобразователями ультразвуковых импульсов по потоку газа и против него, приема прошедших через поток газа сигналов, измерения времени их распространения в расходомерном участке счетчика. Обработанная и накопленная вычислителем информация индицируется на жидкокристаллическом индикаторе (ЖКИ) счетчиков и может передаваться в централизованную систему учета. Счетчики имеют энергонезависимую память и память для хранения архивной информации. Имеется возможность подключения счетчиков к компьютеру.

В счетчике возможна реализация функции включения клапана отсекающего, управляемого модемом, при несанкционированном вскрытии корпуса, а также возможность управления клапаном удаленно.

Счетчики выпускаются в двух модификациях отличающихся алгоритмами вычисления объема газа t (измерение объема газа, приведенного к температуре плюс 20 °С) и P_t (измерение объема газа приведенного к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63, с использованием подстановочных значений условно-постоянных параметров избыточного и атмосферного давления).

Счетчики имеют четыре типоразмера: G1,6, G2,5, G4, G6, которые различаются диапазоном измерений объема природного газа.

В счетчике может быть предусмотрен модуль беспроводной передачи данных (М).

На рисунке 1 приведен общий вид счётчиков газа ультразвуковых UGM-Смарт G1,6/ UGM-Смарт G2,5 и UGM-Смарт G4/ UGM-Смарт G6. Также на рисунке 1 обозначены места нанесения заводского номера и знака утверждения типа.

Заводской номер счетчика в виде цифрового обозначения, состоящего из шести арабских цифр, нанесен на шильдик счетчика, устанавливаемый под прозрачную крышку корпуса счетчика, методом фотопечати или термотрансферной печати.

На рисунке 2 приведена схема пломбировки и обозначение мест ограничения доступа к местам настройки (регулировки), для нанесения знака поверки и пломб завода-изготовителя

для защиты от несанкционированного доступа.

Структура условного обозначения счетчиков газа ультразвуковых UGM-Смарт:
UGM-Смарт G[1]–[2]–[3]

где:

[1] – типоразмер: G1,6, G2,5, G4, G6;

[2] – модификация: t, Pt;

[3] – наличие модуля беспроводной передачи данных: М.

а) UGM-Смарт G1,6/ UGM-Смарт G2,5



б) UGM-Смарт G4/ UGM-Смарт G6

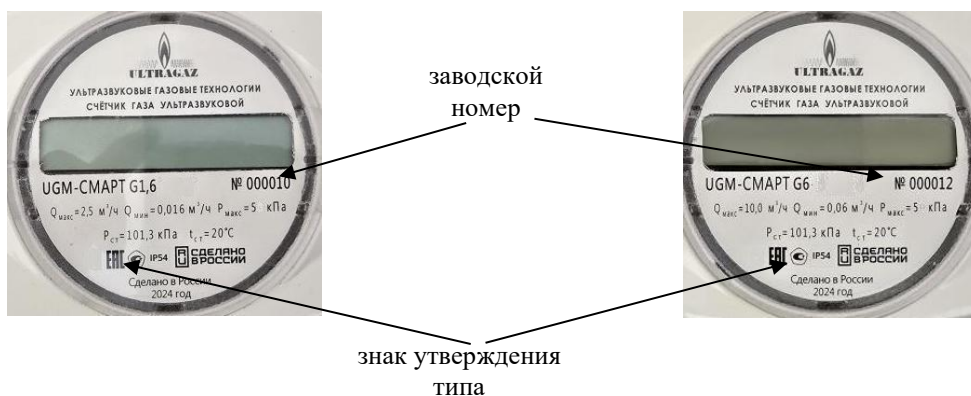


Рисунок 1 – Общий вид счетчика газа ультразвукового
UGM-Смарт G1,6/UGM-Смарт G2,5 и UGM-Смарт G4/UGM-Смарт G6.

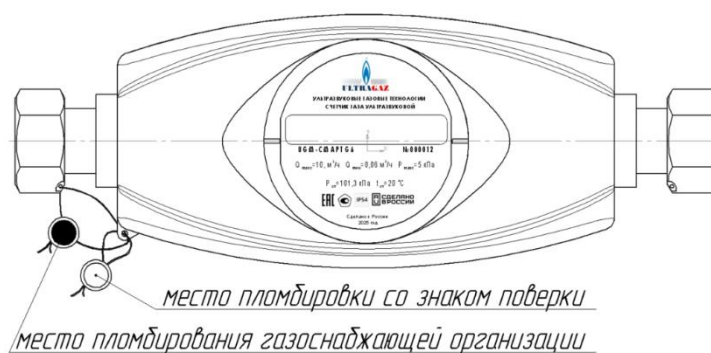


Рисунок 2 – Схема пломбировки счетчика газа ультразвукового UGM-Смарт

Программное обеспечение

В счетчиках применяется встроенное программное обеспечение (далее – ПО). Преобразование измеряемых величин и обработка измерительных данных выполняется с использованием внутренних аппаратных и программных средств. ПО хранится в энергонезависимой памяти. ПО разделено на метрологически значимую часть и метрологически незначимую часть.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MEr
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.01.XX.XX.XX.X*
Цифровой идентификатор ПО	6865
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	CRC-16
* X не относится к метрологически значимой части ПО и может принимать любое число-буквенное значение	

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с рекомендациями Р 50.2.077-2014. Конструкция счетчика исключает возможность несанкционированного влияния на ПО счетчика.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Максимальный расход, $Q_{\max}$, м ³ /ч	от 2,5 до 10
Номинальный расход, $Q_{\text{ном}}$, м ³ /ч	от 1,6 до 6
Минимальный расход, $Q_{\min}$, м ³ /ч	от 0,016 до 0,6
Температура измеряемой среды, °С	от -30 до +55
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений объема газа, приведенного к температуре плюс 20 °С или к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63, с учетом погрешности измерения температуры, без учета погрешности от принятия давления за условно-постоянные величины*, % $Q_{\min} \leq Q < 0,1Q_{\text{ном}}$ $0,1Q_{\text{ном}} \leq Q \leq Q_{\max}$	 $\pm 3,0$ $\pm 1,5$
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков, вызванной отклонением температуры измеряемого газа от нормальной в диапазоне от минус 30 °С до 55 °С, %	$\pm 0,4$
Диапазон температуры измеряемой и окружающей среды, соответствующий нормальным условиям, °С	от +15 до +25
* конкретные значения указываются в эксплуатационной документации изготовителя	

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики для типоразмера			
	G1,6	G2,5	G4	G6
Порог чувствительности, м³/ч, не более	0,004	0,006	0,010	0,015
Допускаемая потеря давления при максимальном расходе, Па (мм вод. ст.), не более	200 (20)	250 (25)		350 (35)
Габаритные размеры, мм, не более	195x38x49		232x83x57	
Масса, кг, не более	0,5		0,8	
Измеряемая среда	Природный газ по ГОСТ 5542-2022, сжиженный газ по ГОСТ 20448-2018			
Максимальное избыточное давление измеряемой среды, кПа (кгс/см²), не более	5 (0,05)			
Параметры электрического питания от встроенной батареи, В	3,6			
Условия эксплуатации: - температура окружающей и измеряемой среды, °С - относительная влажность окружающего воздуха, % - атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от -30 до +55 до 95 при температуре +35 °С и более низких температурах без конденсации влаги от 84 до 106,7 (от 630 до 800)			
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP54			

Таблица 4 – Показания надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	12
Средняя наработка на отказ, ч	55000

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель счетчика, устанавливаемую под прозрачную крышку корпуса счетчика методом фотопечати или термотрансферной печати и на титульный лист паспорта печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик газа ультразвуковой	UGM-Смарт	1 шт.
Паспорт-руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Монтажный комплект для установки счетчика на трубопровод	-	1 комплект (по заказу)

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 Паспорта-руководства по эксплуатации «Счетчик газа ультразвуковой UGM-Смарт. Паспорт-руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 11.05.2022 №1133 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа;
УЛТС.407250.001 ТУ Счетчики газа ультразвуковые UGM-Смарт. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «УЛЬТРАЗВУКОВЫЕ ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ»
(ООО «УЛЬТРАГАЗ»)
ИНН 0269046940
Юридический адрес: 452616, Республика Башкортостан, г.о. город Октябрьский, г. Октябрьский, ул. Северная, зд. 23/1

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «УЛЬТРАЗВУКОВЫЕ ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ»
(ООО «УЛЬТРАГАЗ»)
ИНН 0269046940
Адрес: 452616, Республика Башкортостан, г.о. город Октябрьский, г. Октябрьский, ул. Северная, зд. 23/1

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии – Ростест»
(ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест»)
Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31
Адрес места осуществления деятельности: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон: +7 (495) 544-00-00
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13

