

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 17 » декабря 2024 г. № 2999

Сведения
об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению
в части конструктивных изменений, влияющих на метрологические характеристики средства измерений

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистраци- онный номер в ФИФ	Правообла- датель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавлива- емая методика поверки	Добавляемы й изготовитель	Дата утверж- дения акта испыта- ний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Термометры сопротивления платиновые вибропрочные эталонные	ПТСВ	ПТСВ-1-2 № 3388, ПТСВ-2-3 № 1147, ПТСВ- 8-3 № 3439, ПТСВ-9-2 № 3321	32777-06	-	НКГЖ.408717.00 3-2023МП		НКГЖ.408717.00 3-2024МП	-	29.10.20 24	Общество с ограниченной ответственностью «ЭЛЕМЕР» (ООО НПП «ЭЛЕМЕР»), г. Москва, г. Зеленоград	ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева», г. Санкт- Петербург
2.	Колонки топливораздаточные	ТКМ	ТКМ-350-11-1Б У1 зав. №2406302101 (ЕНИСЕЙ); ТК- 350-11-1Б У1 зав. № 2406301101 (ТОПАЗ); ТКМ- 350-11-1Б У1 зав. № 2406298101 (ЕНИСЕЙ) (дальнейшее применение невозможно)	58093-14	-	МП 208-011-2020	-	МП 208-093-2024	-	01.10.20 24	Общество с ограниченной ответственностью «Научно- производственное объединение «Контрольно- измерительные приборы в энергетике» (ООО «НПО «КИПЭНЕРГО»)), г. Москва	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва

3.	Установки измерительные	ТК	ТКВ-50(БН)8СВТД У1 зав. №2406293455, ТКВ-20(БН)8СВТД У1 зав. №2406294455, ТКВ-50(БН)8СВТД У1 зав. №2406297455 (дальнейшее применение невозможно)	58618-14	-	МП 208-006-2020 с изменением № 1	-	МП 208-006-2020 с изменением № 2	-	01.10.2024	Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное объединение «Контрольно-измерительные приборы в энергетике» (ООО «НПО «КИПЭНЕРГО»), г. Москва	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва
4.	Счетчики воды турбинные	ВСХН, ВСХНд, ВСГН, ВСТН	ВСХНд-40 зав. №244001658, ВСХН-40 зав. №244003109; ВСХН-150 зав. №244005232, ВСХНд-250 зав. №243522722, ВСГН-40 зав. №241353558, ВСТН-40 зав. №244003181, ВСГН-150 зав. №242308307, ВСТН-250 зав. №244002279	61401-15	-	МП РТ 2272-2015 с изменением №1	-	ГОСТ Р 8.1012-2022	Общество с ограниченной ответственностью «Водомер» (ООО «Водомер»), Московская обл., г. Мытищи	16.08.2024	Акционерное общество «Тепловодомер» (АО «Тепловодомер»), Московская обл., г. Мытищи	ЗАО КИП «МЦЭ», г. Москва
5.	Установки измерительные	«Спутник-Массомер НТ.1»	0321-02	67165-17	-	МП 1282-9-2021	-	МП 1282-9-2021 с изменением №1	-	06.09.2021	Общество с ограниченной ответственностью Инженерно-производственное предприятие «Новые технологии» (ООО ИПП «Новые Технологии»), г. Уфа	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева», г. Казань

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» декабря 2024 г. № 2999

Регистрационный № 61401-15

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики воды турбинные ВСХН, ВСХНд, ВСГН, ВСТН

Назначение средства измерений

Счетчики воды турбинные ВСХН, ВСХНд, ВСГН, ВСТН предназначены для измерений объема холодной и горячей воды, протекающей в системах холодного и горячего водоснабжения, в обратных или подающих трубопроводах закрытых и открытых систем теплоснабжения.

Описание средства измерений

Счетчики воды турбинные ВСХН, ВСХНд, ВСГН, ВСТН состоят из турбины, червячного механизма с магнитной муфтой, расположенных в корпусе счетчика, и счетного механизма, герметично отделенных друг от друга. Счетный механизм состоит из масштабирующего редуктора с показывающим устройством, выполненном в виде стрелочных и роликовых указателей объема.

Вода через входное отверстие поступает внутрь корпуса счетчика, приводит во вращение турбину и через выходное отверстие вытекает в трубопровод. Число оборотов турбины пропорционально объему прошедшей через счетчик воды. Вращение турбины через магнитную связь передается на счетный механизм, преобразуется в значение измеренного объема воды и выводится на показывающем устройстве счетчика.

Счетчики ВСХНд, ВСТН дополнительно имеют магнитоуправляемый контакт, при помощи которого формируются выходные импульсы, количество которых пропорционально объему воды, прошедшему через счетчик.

Для защиты от несанкционированного доступа к механизму счетчиков воды турбинных ВСХН, ВСХНд, ВСГН, ВСТН устанавливается пломба на регулировочный винт, а на ВСХНд, ВСТН дополнительно устанавливается пломба на импульсный выход.

Счетчики воды турбинные ВСХН, ВСХНд предназначены для измерений объема холодной воды.

Счетчики воды турбинные ВСГН, ВСТН предназначены для измерений объема горячей воды.

Общий вид средства измерений представлен на рисунке 1.

Места пломбировки от несанкционированного доступа обозначены цифрой 1 на рисунке 2. Знак поверки наносится на пломбы.

Заводской (серийный) номер наносится на маркировочной табличке в цифровом формате, любым технологическим способом, обеспечивающим четкое изображение и стойкость к внешним воздействующим факторам, а также сохранность в течение всего срока эксплуатации, место нанесения обозначено цифрой 2 на рисунке 2.

Знак утверждения типа наносится на лицевую сторону счетного устройства счетчика фотохимическим методом, место нанесения обозначено цифрой 3 на рисунке 2.



а) Счетчик воды турбинный ВСХН,
на примере ВСХН-50



б) Счетчик воды турбинный ВСХНд,
на примере ВСХНд-50



в) Счетчик воды турбинный ВСГН,
на примере ВСГН-50



г) Счетчик воды турбинный ВСТН,
на примере ВСТН-50

Рисунок 1 – Общий вид счетчиков воды турбинных ВСХН, ВСХНд, ВСГН, ВСТН

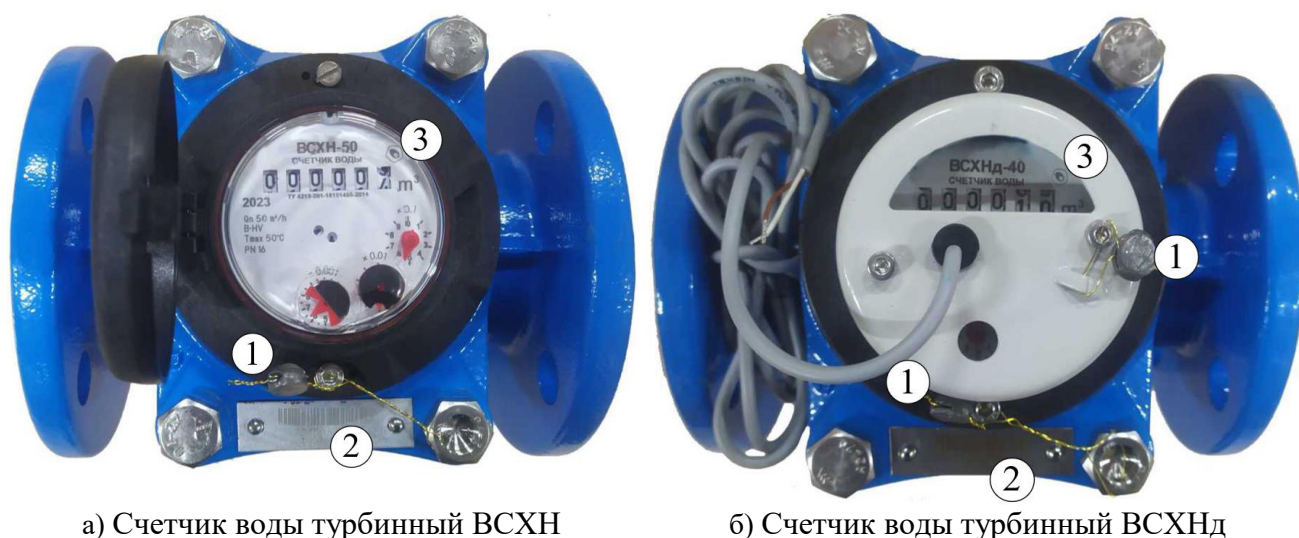


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа и места нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение								
Условный диаметр, мм	40	50	65	80	100	125	150	200	250
Расход воды счетчиков холодной воды ВСХН, ВСХНд, м ³ /ч									
- наименьший $Q_{\min}$	0,40	0,40	0,45	0,50	0,60	1,5	1,80	4,00	10,0
- переходный Q_t	0,64	0,64	0,80	0,80	1,28	2,00	3,20	6,00	16,0
- номинальный Q_n	30	50	63	120	230	250	400	750	1100
- наибольший $Q_{\max}$	60	90	120	200	300	350	600	1000	1600*
Порог чувствительности, м ³ /ч	0,15	0,15	0,20	0,25	0,25	0,5	1,0	1,5	3,0
Расход воды счетчиков горячей воды ВСГН, ВСТН, м ³ /ч									
- наименьший $Q_{\min}$	0,63	0,63	1,00	1,58	2,40	4,0	6,00	10,0	20,00
- переходный Q_t	1,00	1,00	1,60	2,52	4,00	6,40	10,0	16,0	40,00
- номинальный Q_n	25	25	40	63	100	160	250	400	630
- наибольший $Q_{\max}$	32	32	60	90	140	200	312	500	1260*
Порог чувствительности, м ³ /ч	0,25	0,25	0,30	0,35	0,60	1,1	2,0	4,0	8,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема, %, в диапазонах расходов Q_i									
- $Q_{\min} \leq Q_i < Q_t$	± 5								
- $Q_t \leq Q_i \leq Q_{\max}$	± 2								
Цена выходного импульса ВСХНд, ВСТН, л/имп	100						1000		
Наименьшая цена деления, м ³	0,0005						0,005		

* для счетчиков воды турбинных ВСХН, ВСХНд, ВСГН, ВСТН с условным диаметром 250 мм изготавливаемых ООО «Водомер», г. Мытищи $Q_{\max}=1200$ м³/ч.

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Таблица 2 – Основные технические характеристики									
Наименование характеристики	Значение								
Условный диаметр, мм	40	50	65	80	100	125	150	200	250
Габаритные размеры, мм, не более									
– длина	200	200	200	225	250	250	300	350	450
– высота ВСХН, ВСГН	170	180	190	212	222	250	350	375	420
– высота ВСХНд, ВСТН	210	220	230	250	260	270	370	400	450
– ширина	150	165	185	200	220	250	285	340	400
Масса, кг, не более	7,8	9,8	10,5	13,2	15,5	18	40	51	75
Диапазон температуры воды для счетчиков воды турбинных ВСХН, ВСХНд, °С	от +5 до +50								
Диапазон температуры воды для счетчиков воды турбинных ВСГН, ВСГНд, ВСТН, °С	от +5 до +150								
Наибольшее значение роликового указателя счетного механизма, м ³	999999						999999·10		
Потеря давления при наибольшем расходе не превышает, МПа, не более	0,01								
Максимальное рабочее давление, МПа	1,6								

Знак утверждения типа

наносят на счетное устройство фотохимическим методом и на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
1 Счетчик воды турбинный	ВСХН/ВСХНд/ВСГН/ВСТН	1	-
2 Руководство по эксплуатации	РЭ 4213-201-18151455-2024	-	в электронном виде (на сайте изготовителя)
3 Паспорт	ПС 4213-201-18151455-2014	1	-
4 Упаковка	-	1	-

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены п. 1.5 «Устройство и работа счетчика» руководства по эксплуатации РЭ 4213-201-18151455-2024.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»;

ГОСТ Р 50193.1-92 (ИСО 4064/1-77) Измерение расхода воды в закрытых каналах. Счетчики холодной питьевой воды. Технические требования;

ГОСТ 14167-83 Счетчики холодной воды турбинные. Технические требования;

ТУ 4213-201-18151455-2014 Счетчики воды турбинные ВСХН, ВСХНд, ВСГН, ВСТН. Технические условия.

Изготовители

Акционерное общество «Тепловодомер» (АО «Тепловодомер»)

ИНН 5029005378

Адрес: 141002, Московская обл., г. Мытищи, ул. Колпакова, д. 2

Тел./факс: (495) 150-38-16

E-mail: secret@teplovodomer.ru

Web-сайт: <https://www.teplovodomer.ru>

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

ИНН 5029217654

Адрес: 141002, Московская обл., г. Мытищи, ул. Колпакова, д. 2, к. 14, оф. 63

Тел./факс: (495) 407-06-94

E-mail: info@vodomer.su

Web-сайт: <http://vodomer.su>

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)

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

Тел.: (495) 544-00-00

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

в части вносимых изменений

Закрытое акционерное общество Консалтинго-инжиниринговое предприятие «Метрологический центр энергоресурсов» (ЗАО КИП «МЦЭ»)

Адрес: 125424, г. Москва, Волоколамское ш., д. 88, стр. 8

Телефон/факс: +7 (495) 491-78-12

E-mail: sittek@mail.ru

Web-сайт: <http://www.kip-mce.ru>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311313.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» декабря 2024 г. № 2999

Регистрационный № 58618-14

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные ТК

Назначение средства измерений

Установки измерительные ТК (далее – УИ ТК) предназначены для автоматических измерений массы и объёма нефти, нефтепродуктов и других жидкостей (далее – продукта), параметров плотности, давления и температуры продукта при наливе в автомобильные цистерны, железнодорожные цистерны, танкеры и топливные баки (цистерны) транспортных средств, при бункеровке судов, при сливе продукта из автомобильных цистерн, железнодорожных цистерн и танкеров, при приёмке продукта из магистральных трубопроводов, а также при перекачке продукта на нефтебазах, нефтеперерабатывающих заводах и автозаправочных станциях.

Описание средства измерений

Принцип действия УИ ТК основан на прямом методе динамических измерений массы продукта с применением массового счётчика-расходомера. Измерение технологических параметров работы УИ ТК (плотности, давления и температуры продукта) зависит от комплектации УИ ТК и проводится с применением средств измерений утверждённого типа и программного обеспечения из состава УИ ТК.

УИ ТК включает в себя:

- комплекс технологический (далее – КТ);
- систему сбора, обработки информации и управления (далее – СОИ);
- систему распределения электроэнергии (далее – СРЭ);
- вспомогательное технологическое оборудование.

КТ монтируется на раме с каркасом и включает в себя:

– технологические трубопроводы, запорную (краны шаровые, вентили, задвижки) и регулирующую арматуру (краны шаровые регулирующие с электрическим приводом или электромагнитные клапаны);

– электронасосный агрегат (наличие и тип в зависимости от комплектации);

– фильтр и газоотделитель, фильтр-газоотделитель (в зависимости от комплектации);

– измерительную линию, включающую в себя массовый счётчик-расходомер, в зависимости от комплектации измерительная линия может оснащаться манометром, термометром, датчиками давления и температуры;

– дренажную систему;

– узел подключения поверочной установки (в зависимости от комплектации).

СОИ включает в себя:

– отсчётное устройство «Топаз-106K1E» или контроллер multifunctional «Енисей» АО «Информтехтранс», РФ (в зависимости от комплектации);

– автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) оператора (наличие в зависимости от комплектации);

– оборудование и кабельную продукцию для обеспечения внутрисистемной связи (наличие в зависимости от комплектации).

СРЭ включает в себя:

- шкаф силового управления системы распределения электроэнергии;
- источник бесперебойного питания с аккумуляторными батареями (наличие в зависимости от комплектации);
- кабельно-проводниковую продукцию (наличие в зависимости от комплектации).

УИ ТК могут комплектоваться устройствами контроля заземления, предупредительной сигнализацией на месте эксплуатации, считывателями карт и клавиатурой.

Схема обозначения УИ ТК при заказе и в документации:

Установка измерительная ТКХ₁ – Х₂ Х₃ (Х₄) Х₅ Х₆ Х₇ Х₈ Х₉Х₁₀, где:

– Х₁ – буквенное обозначение параметров, измеряемых УИ ТК: А – для измерения массы и объёма продукта; Б – для измерения массы, объёма и плотности продукта; В – для измерения массы, объёма, плотности и температуры продукта;

– Х₂ – цифры 50, 65, 80, 100, 150, 175, 200, 250, 300, 350 и 400 – номинальный диаметр основного технологического оборудования КТ;

– Х₃ – буквенное обозначение – вид технологической операции при измерении метрологических и технологических параметров продукта;

– Х₄ – буквенное обозначение – наличие и тип электронасосного агрегата;

– Х₅ – цифра от 1 до 8 – тип счётчика расходомера массового:
 1 – счётчик-расходомер массовый Micro Motion, регистрационный номер 45115-16;
 2 – счётчик-расходомер массовый Micro Motion, регистрационный номер 71393-18;
 3 – счётчик-расходомер массовый Штрай-Масс, регистрационный номер 70629-18;
 4 – расходомер массовый Promass (модификации Promass 300, Promass 500), регистрационный номер 68358-17; 5 – счётчик-расходомер OPTIMASS x400, регистрационный номер 53804-13; 6 – счётчик-расходомер OPTIMASS 1400, OPTIMASS 2400, OPTIMASS 6400, регистрационный номер 77658-20;
 7 – счётчик-расходомер МИР, регистрационный номер 68584-17; 8 – счётчик-расходомер массовый ЭМИС-МАСС 260, регистрационный номер 42953-15.

– Х₆ – буквенное обозначение – вид продукта;

– Х₇ – наличие датчика температуры;

– Х₈ – наличие датчика давления;

– Х₉ – наличие раздаточного рукава с раздаточным краном;

– Х₁₀ – климатическое исполнение и категория размещения.

Средства измерений (далее – СИ), применяемые в составе УИ ТК в зависимости от комплектации, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Средства измерений, применяемые в составе УИ ТК

Тип СИ	Регистрационный номер
Счётчики-расходомеры массовые Micro Motion	45115-16
Счётчики-расходомеры массовые Micro Motion	71393-18
Счётчики-расходомеры массовые Штрай-Масс	70629-18
Расходомеры массовые Promass (модификации Promass 300, Promass 500)	68358-17
Счётчики-расходомеры массовые МИР	68584-17
Расходомеры-счётчики массовые OPTIMASS x400	53804-13
Расходомеры-счётчики массовые OPTIMASS 1400, OPTIMASS 2400, OPTIMASS 6400	77658-20

Тип СИ	Регистрационный номер
Счётчики-расходомеры массовые ЭМИС-МАСС 260	42953-15
Датчики температуры Rosemount 644, Rosemount 3144P	63889-16
Термопреобразователи универсальные ТПУ-0304	50519-17
Датчики давления 415М	59550-14
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	63044-16

Общий вид УИ ТК представлен на рисунках 1 – 7.



Рисунок 1 – Общий вид УИ ТК



Рисунок 2 – Общий вид УИ ТК



Рисунок 3 – Общий вид УИ ТК



Рисунок 4 – Общий вид УИ ТК



Рисунок 5 – Общий вид УИ ТК



Рисунок 6 – Общий вид УИ ТК



Рисунок 7 – Общий вид УИ ТК

УИ ТК предназначены для измерения метрологических и технологических параметров продукта (перечень параметров зависит от комплектации) при выполнении следующих технологических операций:

1. Налив продукта в автомобильные цистерны:
 - верхний налив через консоль верхнего налива;
 - нижний налив через консоль нижнего налива;
 - комбинированного верхнего и нижнего налива через консоль верхнего или нижнего налива.
2. Налив продукта в железнодорожные цистерны через консоль верхнего налива.
3. Слив продукта из автомобильных цистерн через сливной рукав или консоль в резервуары.
4. Слив продукта из железнодорожных цистерн через устройство нижнего слива в резервуары.
5. Перекачка продукта по трубопроводу между резервуарами и терминалами, слив продукта из танкера в резервуар, налив продукта из резервуара в танкер, бункеровка судов.
6. Налив продукта в топливные баки (цистерны) транспортных средств через кран раздаточный.

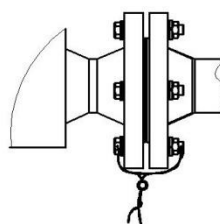
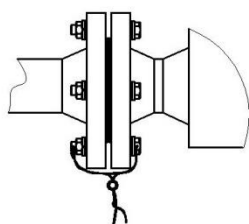


Рисунок 8 – Схема пломбировки фланцев счётчиков-расходомеров массовых.

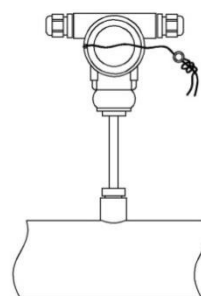
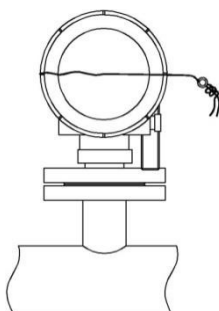


Рисунок 9 – Схема пломбировки крышек датчиков температуры и давления.

Знак утверждения типа и заводской номер, состоящий из десяти цифр, наносятся на маркировочную табличку методом гравировки. Маркировочная табличка прикрепляется на корпус установки в доступном для просмотра месте.

КИПЭНЕРГО ООО "НПО"КИПЭНЕРГО"
121351, г.Москва ул.Коцюбинского, д.4
тел.: (495) 221-18-27 e-mail: info@npo.kipenergy.ru

Установка измерительная ТК
ТУ 4213-008-17875317-2013

обозначение

Qmin м³/ч U 380 В Доза min дм³
Qmax м³/ч Pmax 1,6 МПа

№

t°окр. ср. °C

Зав. № 202 г.

EAC **Ex**

Рисунок 10 – Маркировочная табличка установок измерительных ТК

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) УИ ТК обеспечивает приём, обработку, визуализацию информации от первичных преобразователей и внешних систем управления, а также управление исполнительными устройствами в соответствии с заложенным алгоритмом.

ПО УИ ТК подразделяется на метрологически значимое и метрологически незначимое. Метрологически значимое ПО заносится в память отсчётного устройства «Топаз-106K1E» или контроллера многофункционального «Енисей». В процессе эксплуатации данное ПО не может быть изменено, так как пользователь не имеет к нему доступа.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Топаз	P101	0x5BA9	CRC-16
Енисей libenisey_metrology.s o.1.0.0	1.xxxx	0x30D92BC5	CRC-32
Примечание – где «х» может принимать значение от 0 до 9 и не относится к метрологически значимой части ПО.			

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики УИ ТК

Наименование характеристики	Значение характеристики		
Номинальный расход продукта (в зависимости от комплектации), м³/ч	от 9 до 18	св. 18 до 36	св. 36 до 650
Минимальный объём измеряемой дозы продукта, дм³	100	500	2000
Диапазон изменений вязкости продукта, мм²/с	от 0,55 до 600		
Диапазон измерений: – плотности продукта, кг/м³ – температуры продукта, °С	от 670 до 1150 от -50 до +180		
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (в зависимости от типа массового счётчика-расходомера), % – массы продукта – объёма продукта – объёма продукта, приведённого к температуре +15 °С ¹)	± 0,15; ± 0,25 ± 0,15; ± 0,25 Только для обозначения ТКВ ± 0,15; ± 0,25		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений средней (средневзвешенной) ²) температуры дозы продукта, °С, с использованием: – датчика температуры измерительной линии – датчика температуры массового счётчика-расходомера (в зависимости от его типа)	Только для обозначения ТКВ ± 0,2; ± 0,3 ± 0,5; ± 1,0; ± 1,5		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности дозы продукта, кг/м³: – средней (средневзвешенной) ²) – средней (средневзвешенной), приведённой к температуре +15 °С ¹)	Только для обозначений ТКБ, ТКВ ± 0,5; ± 1,0; ± 1,5 Только для обозначения ТКВ ± 0,5; ± 1,0; ± 1,5		
Пределы допускаемой приведённой³) погрешности измерений давления продукта, %	± 0,5		
Пределы допускаемой относительной погрешности системы обработки информации, %	± 0,01 (для контроллера многофункционального «ЕНИСЕЙ»)		
Примечания: 1. Приведение значений объёма и плотности нефти и нефтепродуктов к температуре плюс 15 °С осуществляется контроллером многофункциональным «Енисей» в соответствии с документом Р 50.2.076-2010, для других жидкостей с использованием справочных данных Государственной службы стандартных справочных данных о физических константах и свойствах веществ и материалов (ГСССД) или экспериментальных и расчетных данных, аттестованных в установленном порядке. 2. Средневзвешенные значения температуры и плотности продукта рассчитываются контроллером многофункциональным «Енисей». 3. Нормирующим значением для приведённой погрешности является верхний предел измерений применяемого датчика давления.			

Таблица 4 – Технические характеристики УИ ТК

Наименование характеристики	Значение характеристики
Рабочее давление, МПа: – максимальное – минимальное	1,6; 4,0 в соответствии с проектом
Диапазон температуры окружающей среды, °С – У1 – ХЛ1	от -40 до +50 от -60 до +50
Диапазон температур измеряемого продукта, °С	от -50 до +180
Напряжение электропитания, В: – от сети постоянного тока – от сети переменного тока частотой (50 ± 1) Гц	от 12 до 24 (± 10 %) 220 ^{+10 %} _{-15 %} 380 ^{+10 %} _{-15 %}
Маркировка взрывозащиты, не менее	II Gc IIAT3

Таблица 5 – Показатели надёжности

Наименование параметра	Значение
Средний срок службы, лет	12

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, крепящуюся снаружи УИ ТК методом гравировки (металлографии, металлофото, шелкографии, наклейки), на титульном листе руководства по эксплуатации и формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Установка измерительная	ТК*	1
Руководство по эксплуатации	АПБЛ 2.950.100.00 РЭ	1
Формуляр	АПБЛ 2.950.100.00 ФО	1
АРМ оператора*	-	1
Примечание * – Обозначение УИ ТК и АРМ оператора в соответствии с комплектацией по заказу.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе п. 2.3.1 АПБЛ 2.950.100.00 РЭ «Установки измерительные ТК. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 ноября 2019 г. № 2603 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений плотности»;

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

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 4213-008-17875317-2013 «Установки измерительные ТК. Технические условия».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное объединение «Контрольно-измерительные приборы в энергетике» (ООО «НПО «КИПЭНЕРГО»)

ИНН 7728850133

Юридический адрес: 121351, г. Москва, ул. Коцюбинского, д. 4, стр. 3

Адреса мест осуществления деятельности:

107023, г. Москва, ул. Электrozаводская, д. 21, к. 41, эт. 3, ком. 12, 13 (внутренняя нумерация комнат № 5, № 6);

194044, г. Санкт-Петербург, ул. Чугунная, д. 20М

Тел.: +7 (495) 221-18-27

E-mail: info@npokipenergy.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Закрытое акционерное общество Консалтинго-инжиниринговое предприятие «Метрологический центр энергоресурсов» (ГЦИ СИ ЗАО КИП «МЦЭ»)

Адрес: 125424, г. Москва, Волоколамское ш., д. 88, стр. 8

Тел./факс: (495) 491-78-12

E-mail: sittek@mail.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30092-10.

в части вносимых изменений

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

Тел.: +7 (495) 437-55-77, факс: +7 (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» декабря 2024 г. № 2999

Регистрационный № 58093-14

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Колонки топливораздаточные ТКМ

Назначение средства измерений

Колонки топливораздаточные ТКМ (далее – колонки) предназначены для измерений массы и объёма бензина, дизельного топлива и других нефтепродуктов (далее – нефтепродукты) при их отпуске в баки транспортных средств и другие ёмкости с учетом требований учётно-расчётных операций.

Описание средства измерений

Принцип действия колонок основан на прямом методе динамических измерений массы нефтепродукта с применением массовых счётчиков-расходомеров (далее – счётчики-расходомеры).

После задания дозы нефтепродукта оператором или потребителем на встроенном в колонку терминале управления отпуском нефтепродукта, либо оператором дистанционно с автоматизированного рабочего места колонка осуществляет подачу нефтепродукта из резервуара или цистерны с помощью насосного блока на счётчик-расходомер массовый колонки с последующим измерением и индикацией массы или объёма отпущенной дозы нефтепродукта. Перед каждой выдачей нефтепродукта показание разового учёта автоматически обнуляется. При работе в режиме ручного управления автоматически прекращается подача нефтепродукта после выдачи требуемой дозы, установленной задающим устройством.

Колонки состоят из следующих основных функциональных элементов:

- блока индикации и управления;
- гидравлической системы.

В составе блока индикации и управления (далее – БИУ) применяются: блок управления серии «Топаз-306» производства ООО «Топаз-сервис», Российская Федерация или контроллер многофункциональный «Енисей» производства АО «Информтехтранс», Российская Федерация;

БИУ обеспечивает:

- сбор информации об измерениях;
- отображение информации об объёме заданной и отпущенной дозы нефтепродукта, а также об её общей стоимости и цене за единицу измерения;
- накопление суммарных данных об измеренном количестве нефтепродукта;
- передачу результатов измерений в систему управления колонки и в информационную систему учёта и управления отпуском нефтепродукта, установленную на объекте нефтепродуктообеспечения;
- управление режимом выдачи;
- отключение выдачи нефтепродукта при возникновении аварийной ситуации.

Гидравлическая система включает в себя:

- счётчик-расходомер массовый;
- электромагнитный клапан;
- фильтр с толщиной фильтрации 20, 60 или 80 мкм (в зависимости от комплектации);
- насосный блок;
- раздаточные рукава с раздаточными кранами.

Количество одновременно заправляемых транспортных средств 1 или 2 в зависимости от конструктивного исполнения колонки.

Колонки по заказу потребителя могут дополнительно комплектоваться:

- системой электронной юстировки;
- клавиатурой и считывателем контактных и бесконтактных пластиковых карт;
- устройством отбора паров из топливного бака транспортного средства при его заправке;
- устройством подтяжки раздаточного рукава с раздаточным краном;
- системой электрообогрева;
- мультимедийным оборудованием;
- выносным терминалом управления отпуском нефтепродукта.

Схема обозначения колонки при заказе и в документации:

Колонка топливораздаточная ТКХ₁-Х₂Х₃-Х₄Х₅-Х₆Х₇, где:

- Х₁ – тип измерительного устройства:
М – счётчик-расходомер массовый;
- Х₂ – конструктивная модель колонки:
1 – в прямоугольном корпусе с одним раздаточным рукавом;
2 – в прямоугольном корпусе с двумя раздаточными рукавами;
3 – в корпусе L-типа;
4 – в корпусе H-типа;
- Х₃ – номинальный расход нефтепродукта колонки:
50 – колонка с номинальным расходом 50 л/мин;
80 – колонка с номинальным расходом 80 л/мин;
130 – колонка с номинальным расходом 130 л/мин;
50/80 – колонка с номинальным расходом 50 и 80 л/мин;
50/130 – колонка с номинальным расходом 50 и 130 л/мин;
50/80/130 – колонка с номинальным расходом 50, 80 и 130 л/мин;
- Х₄ – количество раздаточных рукавов (от 1 до 10);
- Х₅ – количество выдаваемых марок нефтепродуктов (от 1 до 5);
- Х₆ – исполнение сборочных единиц:
0 – встроенный насосный моноблок;
1 – подача нефтепродукта погружным или выносным насосом;
2 – раздельное размещение функциональных блоков;
- Х₇ – тип гидравлической системы (определяется заказом).



а) ТРК ТКМ-1X₃-11-X₆X₇



б) ТРК ТКМ-1X₃-11-X₆X₇



в) ТРК ТКМ-2X₃-21-X₆X₇



г) ТРК ТКМ-3X₃-21-X₆X₇



д) ТРК ТКМ-3X₃-63-X₆X₇



е) ТРК ТКМ-3X₃-63-X₆X₇



ж) ТРК ТКМ-4X₃-42-X₆X₇



з) Сателлит



и) ТРК ТКМ-1X₃-11-X₆X₇

Рисунок 1 – Общие виды колонок

Для исключения возможности изменения измерительной информации счётчик-расходомер, блок управления «Топаз-306» и контроллер многофункциональный «Енисей» пломбируются в соответствии с рисунками 2, 3, 4.



Рисунок 2 – Схема пломбирования фланцев счётчиков-расходомеров

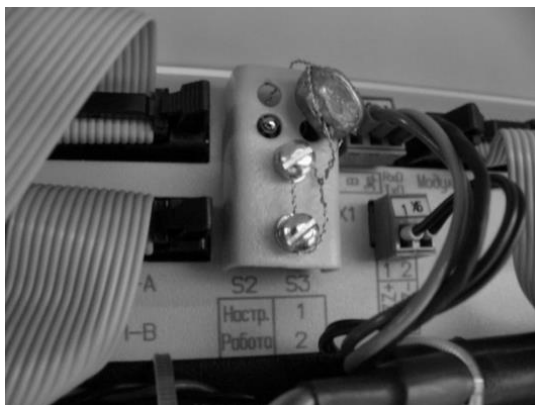


Рисунок 3 – Пломбировка фиксирующей планки блока управления «Топаз-306»

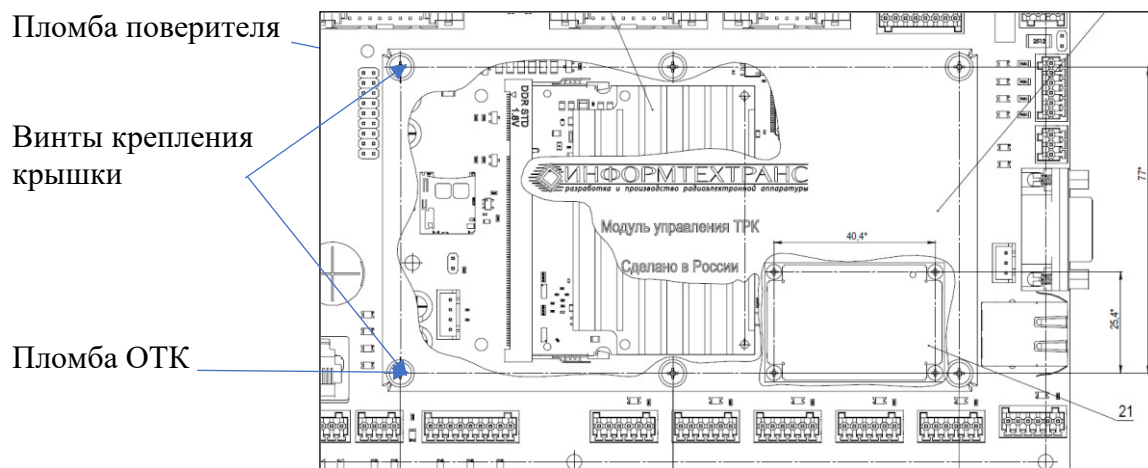


Рисунок 4 – Пломбировка контроллера многофункционального «Енисей» – на винтах крепления крышки

Пример маркировочной таблички приведён на рисунке 5.

КИПЭНЕРГО
KIPENERGO

ООО "НПО"КИПЭНЕРГО"
121351, г.Москва ул.Коцюбинского, д.4
тел.: (495) 221-18-27 e-mail: info@npokipenergy.ru

EAC Колонка топливораздаточная ТКМ **Ex**
ТУ 4213-011-17875317-2013 обозначение

Qном дм³/мин (л/мин) Доза min л(кг)
U 220В W кВт Σ массы %
Pmax 0,2 МПа - °C ≤ t ≤ + °C
№
Зав. № 202 г.

Рисунок 5 – Маркировочная табличка

Программное обеспечение

Колонки имеют встроенное программное обеспечение (далее – ПО), которое устанавливается предприятием изготовителем в БИУ. Данное ПО обеспечивает:

- сбор информации от средств измерений, входящих в состав колонки;
- накопление и хранение в суммарном виде информации об измеренном количестве нефтепродукта;
- формирование отчётов;
- информационное взаимодействие по проводным и/или беспроводным каналам передачи данных с автоматизированной системой управления объекта нефтепродуктообеспечения, на котором установлены колонки;
- управление процессом измерений, передачу результатов измерений и телеметрической информации о состоянии колонки по проводным и/или беспроводным каналам передачи данных в информационную систему организации, эксплуатирующую колонки.

ПО колонки подразделяется на метрологически значимое и метрологически незначимое. Метрологически значимое ПО заносится в память блока управления серии «Топаз-306» или контроллера многофункционального «Енисей» и используется для получения и передачи измерительных данных, обеспечения безопасности и управления колонкой. ПО защищено от несанкционированного изменения путем пломбирования устройства. ПО исключает возможность модификации или удаления данных через интерфейсы пользователя. Доступ к ПО защищён паролём.

Метрологически незначимое ПО используется для визуализации информации, накопления и хранения архивов, осуществления информационного обмена колонок с внешними информационными системами.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Топаз	P101	5BA9	CRC-16
Енисей libenisey_metrology.so.1.0.0	1.xxxx	0x30D92BC5	CRC-32
Примечание – где «х» может принимать значение от 0 до 9 и не относится к метрологически значимой части ПО.			

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование параметра	Значение параметра		
Номинальный расход нефтепродукта (в зависимости от комплектации) через один раздаточный кран, $\text{дм}^3/\text{мин}$ (л/мин)	50 ± 5	80 ± 8	130 ± 13
Минимальная измеряемая доза выдачи нефтепродукта, дм^3 (л)	2	5	10
Наименьший расход нефтепродукта через кран, $\text{дм}^3/\text{мин}$ (л/мин)	5	8	13
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (в зависимости от типа счётчика-расходомера), %: – массы нефтепродукта; – объёма нефтепродукта; – массы минимальной дозы выдачи нефтепродукта; – объёма минимальной дозы выдачи нефтепродукта	$\pm 0,15$; $\pm 0,25$ $\pm 0,15$; $\pm 0,25$ $\pm 0,3$; $\pm 0,5$ $\pm 0,3$; $\pm 0,5$		
Верхний предел показаний указателя суммарного учёта, дм^3 или кг	9 999 999		
Верхний предел показаний указателя разового учета, не менее: – выданного количества топлива, дм^3 (л) или кг – цены за 1 л, руб. – стоимости выданной дозы, руб.	999,99 99,99 99 999,99		
Дискретность отображения информации указателя, дм^3 (л) или кг: – разового учёта – суммарного учёта	0,01 1,0		

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование параметра	Значение параметра
Рабочие условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С: – для исполнения У1 и У2 – для исполнения ХЛ1 и ХЛ2 – температура измеряемого нефтепродукта, °С: – для бензина – для дизельного топлива и керосина	от - 40 до + 50 от - 60 до + 50 от - 40 до + 35 от - 40 до + 40
Габаритные размеры, мм, не более	2200×600×2150
Масса, кг, не более	500
Маркировка взрывозащиты	1Ex IIА ТЗ Gb X

Таблица 4 – Показатели надёжности

Наименование параметра	Значение
Средний срок службы, лет	12

Знак утверждения типа

наносится на маркировочные таблички колонки методом гравировки (металлографии, металлофото, шелкографии, наклейки) и на эксплуатационную документацию типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Колонка топливораздаточная	ТКМ-Х ₂ Х ₃ -Х ₄ Х ₅ -Х ₆ Х ₇	1 шт.
Руководство по эксплуатации	АПБЛ 2.833.300.00 РЭ	1 шт.
Эксплуатационная документация на комплектующие изделия, входящие в состав колонки	-	1 компл.

Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в п. 2.3.1 документа «Колонка топливораздаточная ТКМ-Х₂Х₃-Х₄Х₅-Х₆Х₇. Руководство по эксплуатации» АПБЛ 2.833.300.00 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (перечень, п. 6.3.4);

ТУ 4213-011-17875317-2013 «Колонки топливораздаточные ТК. Технические условия».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное объединение «Контрольно-измерительные приборы в энергетике» (ООО «НПО «КИПЭНЕРГО»)

ИНН: 7728850133

Юридический адрес: 121351, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Кунцево, ул. Коцюбинского, д. 4, стр. 3

Адреса мест осуществления деятельности:

107023, г. Москва, ул. Электrozаводская, д. 21, к. 41, эт. 3, ком. 12, 13 (внутренняя нумерация комнат № 5, № 6);

194044, г. Санкт-Петербург, ул. Чугунная, д. 20М;

347360, г. Волгодонск, ул. 7-я Заводская, д. 56;

390042, г. Рязань, ул. Прижелезнодорожная, д. 10, помещ. Н8

Тел.: +7 (495) 221-18-27,

E-mail: info@npokipenergy.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ЗАО КИП «МЦЭ» (ГЦИ СИ ЗАО КИП «МЦЭ»)

Адрес: 125424, г. Москва, Волоколамское шоссе, д. 88, стр. 8

Тел./факс: (495) 491-78-12

E-mail: sittek@mail.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30092-10.

в части вносимых изменений

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озёрная, д. 46

Тел.: +7 (495) 437-55-77, факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru, E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» декабря 2024 г. № 2999

Регистрационный № 67165-17

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные «Спутник-Массомер НТ.1»

Назначение средства измерений

Установки измерительные Спутник-Массомер НТ.1 (далее – установки) предназначены для измерений массы и массового расхода скважинной жидкости, массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды (нефти), измерений объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на измерениях массы и массового расхода скважинной жидкости, массы и массового расхода скважинной жидкости за вычетом воды, объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, после разделения в сепараторе.

Установки состоят из блока контроля и управления (далее – БКУ) и блока технологического (далее – БТ).

Установки могут изготавливаться как в стационарном, так и в мобильном варианте исполнения, рассчитанном для подключения одной скважины. При изготовлении установок в мобильном варианте, блок БТ (вариант исполнения установок для подключения одной скважины) и блок БКУ устанавливаются в кузове прицепа или автомобиля, либо на шасси прицепа или автомобиля.

В состав БКУ входят силовой шкаф, блок измерений и обработки информации (далее – БИОИ). В варианте исполнения стационарной установки для подключения одной скважины БИОИ во взрывозащищенном исполнении может устанавливаться в БТ.

В состав БТ, в зависимости от исполнения, входят средства измерений (далее – СИ): счетчики-расходомеры массы и массового расхода жидкости и газа, датчики давления, температуры, загазованности, пожарной сигнализации и оборудование: защита от несанкционированного доступа, емкость сепарационная (далее – ЕС) или трубный сепаратор (далее – ТС), переключающие и регулирующие устройства, трубопроводы с запорной и регулирующей арматурой.

В зависимости от конструкции, комплектации средствами измерений и оборудованием установки выпускаются в следующих исполнениях:

- исполнение 1 – с массовым счетчиком-расходомером жидкости, поточным влагомером в жидкостной линии и массовым счетчиком-расходомером газа в газовой линии;
- исполнение 2 – с массовым счетчиком-расходомером жидкости, без поточного влагомера в жидкостной линии и массовым счетчиком-расходомером газа в газовой линии;

- исполнение 3 – с массовым счетчиком-расходомером жидкости, поточным влагомером в жидкостной линии и объемным счетчиком-расходомером газа в газовой линии;
- исполнение 4 – с массовым счетчиком-расходомером жидкости, без поточного влагомера в жидкостной линии и объемным счетчиком-расходомером газа в газовой линии;
- исполнение 5 – с объемным счетчиком-расходомером жидкости и поточным плотномером жидкости в жидкостной линии и объемным счетчиком-расходомером газа в газовой линии;
- исполнение 6 – с массовым счетчиком-расходомером жидкости/газа или с объемным счетчиком-расходомером жидкости/газа и поточным плотномером жидкости на общей измерительной линии жидкости/газа;

ИУ могут изготавливаться как в стационарном, так и в мобильном варианте исполнения, рассчитанном для подключения одной скважины.

Установки в разных исполнениях измеряют массу и массовый расход жидкости, массу и массового расход жидкости за вычетом воды, объем и объемный расход газа, приведенные

к стандартным условиям в автоматическом режиме с учетом:

- введенных в программу БИОИ значений плотности воды и нефти, измеренных стандартизованными методами или по аттестованным методикам измерений в лабораторных условиях;

- поправок на давление и температуру рабочей среды;

- газосодержания рабочей среды;

Перечень основных СИ, которыми комплектуются исполнения установок, приведен в таблице 1. Средства измерений, входящие в состав установки, определяются на основании требований опросного листа на установку или технического задания заказчика.

Таблица 1 – Перечень основных СИ, которыми комплектуются модификации исполнений установок.

Наименование средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
<i>СИ массы и массового расхода жидкости, газа</i>	
Счетчики-расходомеры массовые «Micro Motion»	45115-16
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	71393-18
Счетчики-расходомеры массовые Метран-360 М	89922-23
Расходомеры массовые Promass (мод. Promass 300, Promass 500)	68358-17
Расходомеры-счетчики массовые кориолисовые ROTAMASS мод. RC	75394-19
Счетчики жидкости массовые МАСК	12182-00
Счетчики-расходомеры массовые СКАТ-С	75514-19
Счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс	70629-18
Массовый кориолисовый расходомер «ЭМИС-МАСС 260»	42953-15
Расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS x400	53804-13
Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые «ЭМИС-МАСС 260»	77657-20
Счетчики количества жидкости ЭМИС-МЕРА 300	65918-16
Счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак	47266-16

Наименование средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
<i>СИ объема и объемного расхода жидкости</i>	
Счетчики жидкостные турбинные ТОР.НТ.М	72663-18
Расходомеры-счетчики вихревые ЭРВИП.НТ	60269-15
Расходомеры-счетчики вихревые ЭРВИП.НТ.М	70119-18
Расходомеры-счетчики вихревые ЭРВИП.НТ.ППД	74730-19
<i>СИ объема и объемного расхода газа</i>	
Расходомеры вихревые «Ирга-РВ»	55090-13
Расходомеры-счетчики вихревые ЭРВИП.НТ	60269-15
Расходомеры-счетчики вихревые ЭРВИП.НТ.М	70119-18
Расходомеры-счетчики вихревые ЭРВИП.НТ.ППД	74730-19
Расходомеры-счетчики вихревые ИРВИС -РС4М	55172-13
Расходомеры-счетчики ультразвуковые ИРВИС-РС4М-Ультра	58620-14
Датчики расхода газа ДРГ.М	26256-06
Счетчики газа вихревые СВГ	13489-13
Датчики расхода-счетчики «ДАЙМЕТИК-1261»	67335-17
Преобразователи расхода вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)»	42775-14
Расходомеры ультразвуковые Ирга-РУ	70354-18
Расходомеры-счетчики вихревые 8800	64613-16
<i>СИ содержания объемной доли воды в жидкости</i>	
Влагомер сырой нефти ВСН-ПИК-Т	59365-14
Влагомеры сырой нефти ВСН-2	24604-12
Влагомеры оптические емкостные сырой нефти АМ-ВОЕСН	78321-20
Влагомеры нефти поточные ПВН-615Ф	63101-16
<i>СИ плотности жидкости</i>	
Плотномер 804	47933-11
<i>СИ обработки результатов измерений</i>	
Приборы вторичные теплоэнергоконтроллеры ИМ2300	14527-17
Вычислители УВП-280	53503-13
Вычислители УВП-280Г	88195-23
Преобразователи расчетно-измерительные ТЭКОН-19	61953-15
Контроллеры SCADAPack на основе измерительных модулей серии 5000	50107-12
Контроллеры SCADAPack 32/32P, 314/314E, 330/334 (330E/334E), 350/357 (350E/357E), 312, 313, 337E, 570/575	69436-17
Контроллеры измерительные ADAM-3600	71322-18
Модули аналоговые I-7000, M-7000, tM, I-8000, I-87000, I-9000, I-9700, ET-7000, PET-7000, ET-7200, PET-7200	70883-18
Контроллеры программируемые SIMATIC S7-300	15772-11
Устройства распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200SP/SP HA	74165-19
Контроллеры программируемые логические MKLogic200	85559-22
Контроллеры программируемые логические серии НК	70915-18
Контроллеры логические программируемые АБАК ПЛК	63211-16

Наименование средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Контроллеры измерительные K15	75449-19
Контроллеры механизированного куста скважин КМКС	50210-12
Контроллеры логические программируемые ПЛК160	48599-11
Контроллеры логические программируемые ПЛК 200	84822-22
Контроллеры программируемые SIMATIC S7-1200	63339-16
Контроллеры программируемые логические Cilk	72507-18
Модули измерительные контроллеров программируемых SIMATIC S7-1500	60314-15
Контроллеры программируемые Mega12	87091-22
Модули измерительно-вычислительные MCC xx	76108-19
Устройства программного управления «TREI-5B»	31404-08
Системы управления модульные B&R X20	57232-14
Комплексы автоматики и телемеханики многофункциональные программно-технические «Сфера»	78950-20
Комплексы многофункциональные программно-технические «Орбита»	53630-13

Вспомогательные СИ давления и температуры, применяемые в составе установок, могут быть любого типа, внесенные в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, имеющие метрологические и технические характеристики, отвечающие требованиям:

- измерительные преобразователи давления, с диапазоном измерения (0-25,0) МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности не более $\pm 0,5$ %, аналоговый токовый выходной сигнал;
- манометры показывающие с диапазоном измерений (0-25) МПа, кл.т. не ниже 1,5;
- измерительные преобразователи температуры, с диапазоном измерений (0-100) °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,5$ °С, аналоговый токовый выходной сигнал;
- термометры показывающие с диапазоном измерений (0-100) °С, абсолютная погрешность $\pm 0,5$ °С.

Заводской номер установок наносится на фирменные металлические таблички, которые крепятся снаружи на стенке блока технологического и блока контроля управления, методом лазерной маркировки, обеспечивающим его сохранность на весь период эксплуатации установок. Формат нанесения заводского номера - цифровой. Пломбирование установок не предусмотрено. Средства измерений, находящиеся в составе установок, подлежат пломбированию в соответствии с их описанием типа.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Установки измерительные «Спутник-Массомер НТ.1»
Внешний вид блока технологического (БТ)



Рисунок 2 – Установки измерительные «Спутник-Массомер НТ.1».
Внешний вид БКУ многоскважинной установки

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) для установок состоит из программно-технического комплекса «Мега», комплекса многофункционального программно-технического «Инфолук», МПТК «Орбита», систем управления модульных В&R X20, модулей измерительно-вычислительных МССхх и т.д. (см. таблицу 2).

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» согласно Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения». Примененные специальные средства защиты в достаточной мере исключают возможность несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений метрологически значимой части программного обеспечения и измеренных (вычисленных) данных. ПО на метрологические характеристики установок влияние не оказывает.

Идентификационные данные программного обеспечения (далее - ПО) установок

приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение							
	mega12family_user				mega12_pro_fam ly_user	mega12 module	mega12 nwfamil y_user	mega12 nwmod ule
Идентификационное наименование ПО	mg12target	mg12target6lwpn	mg12gate6lwpn	mg12user_common	mg12pro user_com mon	mega12 module	mg12n wuser_c ommon	mega12 nwmod ule
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 211201				не ниже 190412	не ниже 191206	не ниже 211201	не ниже 211201
Цифровой идентификатор ПО	53898	53898	53898	53898	38485	-	-	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	md5	md5	md5	md5	md5	md5	md5	md5

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
	ПЛК-160	Комплекс автоматики и телемеханики многофункциональный программно-технический «Сфера»	Контроллер механизированного куста скважин КМКС	ПЛК200 [M02]	Массомер 3.0
Идентификационное наименование ПО	710-PO-PW-C6EA	WebSphere	gmicro	Sp_Mass_NT_1	«Massomer 3.0.bin»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.05	Не ниже 2.0	03.12.0091	1.05	3.0
Цифровой идентификатор ПО	3FCA88C5	WebSphere.WebUI.dll cf7be66fd355394aa3c5066ede51f643	4CE136FE	-	585DD63E
Другие идентификационные данные - алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	Md5	CRC16	-	-

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	X20	SIMATIC S7-1200	ПОТОК	Модули измерительно-вычислительные MCCxx
Идентификационное наименование ПО	ngiflow-x20	ngiflow-tia	K15_AGZU	MCCxx_v7.bin*
Номер версии (идентификационный номер) ПО	20.6.86.11	12.2.5.4	1.0.1.XXX*	7.00
Цифровой идентификатор ПО	B6B5E126	9EB1B229	ed98b2388ce7a7b334c3145290c004a3	-
Другие идентификационные данные - алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	CRC-32	CRC-32	MD5	-
* – xx соответствует исполнению модуля в Идентификационном наименовании ПО * – принимает значение от 1 до 99 в номере версии.				

Метрологические и технические характеристики

Метрологические, основные технические характеристики и показатели надежности установок приведены в таблицах 3, 4 и 5.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений среднесуточного массового расхода скважинной жидкости, в зависимости от варианта исполнения установок, т/сут: - для стационарных установок - для мобильных установок	от 0,24 до 3000 от 0,24 до 1500
Диапазон измерений среднесуточного объемного расхода свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, в зависимости от варианта исполнения установок, м³/сут: - для стационарных установок - для мобильных установок	от 2,4 до 1000 000 от 2,4 до 500 000
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений массы скважинной жидкости, % - при вязкости нефти в пластовых условиях не более 200 мПа·с - при вязкости нефти в пластовых условиях 200 мПа·с и более	±2,5 ± 10
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений массы скважинной жидкости за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа при содержании воды (в объемных долях), %: - от 0 до 70% - от 70 до 95% - свыше 95 %	±6,0 ±15,0 не нормируется
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, %	±5
Примечание: при отсутствии в составе установки СИ объемного и массового расхода газа, относительная погрешность измерений объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, не определяется	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Параметры
Рабочая среда	нефтегазовая смесь
Температура рабочей среды, °С	от +1 до +90
Вязкость жидкости, мм ² /с, не более	500
Давление рабочей среды, МПа (кгс/см ²), не более	25 (250)
Плотность обезвоженной нефти, кг/м ³	от 700 до 900
Плотность измеряемой жидкости, кг/м ³	от 700 до 1300
Диапазон значений объемной доли пластовой воды в жидкости, %	от 0 до 99,9
Содержание парафина, объемная доля, %, не более	7
Содержание механических примесей, % (мг/л), не более	0,05 (5000)
Содержание сероводорода, объемные доли, %, (массовые доли), (мг/л), не более	18 (277,056)
Содержание углекислого газа, массовые доли, мг/л, не более	1400
Минерализация жидкости, массовая доля, г/дм ³ , не более:	50
Газовый фактор, нм ³ /т, в зависимости от пропускной способности установок	150; 200; 300; 1500; 3000
Род тока	переменный
Напряжение, В	380/220
Отклонение напряжения питания сети, %	от - 10 до + 10
Частота переменного тока, Гц	50±1
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	20
Исполнение электрооборудования: Блок технологический - класс взрывоопасной зоны в помещении блока технологического по ГОСТ 31610.20-1-2020 - категории взрывоопасности и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 31610.20-1-2020 Блок контроля и управления	взрывозащищенное В-Ia ПА – ТЗ общепромышленное
Маркировка взрывозащиты неэлектрической части оборудования взрывозащищенной ИУ по ГОСТ 31610.20-1-2020	II Gb IIA/IIb T4...T3
Коммуникационные каналы: - RS485 - RS 232S/485	протокол Modbus (мастер) протокол Modbus (подчиненный)
Количество подключаемых скважин - для стационарных установок - для мобильных установок	от 1 до 14 1
Диаметр подсоединительных трубопроводов, мм, не менее	50
Температура окружающего воздуха, °С - исполнение У1 - исполнение УХЛ1	от - 45 до + 40 - 60 до + 40
Относительная влажность, %, не более	80

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Параметры
Средняя наработка на отказ по функциям измерений и определений параметров, не менее, ч	34500
Среднее время восстановления работоспособного состояния оборудования, не более, ч	8
Срок службы, лет	20

Знак утверждения типа

наносится в левом верхнем углу титульных листов технических условий, руководства по эксплуатации и паспорта установок типографским способом, на таблички блока технологического, блока контроля и управления – методом аппликации или шелкографией.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Установка измерительная «Спутник-Массомер НТ.1»		1 шт.
Руководство по эксплуатации	НТ1.00.00.00.000.1 РЭ	1 экз.
Паспорт	НТ1.00.00.00.000 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса скважинной жидкости и объем попутного нефтяного газа. Методика измерений с применением установок измерительных «СПУТНИК-МАССОМЕР НТ.1», утвержденном ВНИИР – филиалом ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева» от «10» июля 2024 года (свидетельство об аттестации МИ № RA.RU.313391/5509-24 от 10.07.2024).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков»;

ГОСТ Р 8.1016-2022 «Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования»;

ТУ 3667-007-77852729-2016 Технические условия «Установки измерительные «Спутник-Массомер НТ.1».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Инженерно-производственное предприятие «Новые технологии» (ООО ИПП «Новые Технологии»)

ИНН 0274106520

Юридический адрес: 450106, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Менделеева, д. 114

Адрес места осуществления деятельности: 450019, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Благоварская, д.16, к. 2

Телефон: 8 (347) 293-93-33

E-mail: nt@tech-new.ru

Испытательный центр

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

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

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

Телефон: +7(843) 272-70-62

Факс: +7(843)272-00-32

E-mail: office@vniir.org

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» декабря 2024 г. № 2999

Регистрационный № 32777-06

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Термометры сопротивления платиновые вибропрочные эталонные ПТСВ

Назначение средства измерений

Термометры сопротивления платиновые вибропрочные эталонные ПТСВ (далее – термометры) предназначены для измерений температуры жидких и газообразных сред в диапазоне от минус 200 °С (73 К) до плюс 660 °С и могут применяться в качестве рабочих эталонов единицы температуры 2-го и 3-го разрядов в соответствии с государственной поверочной схемой для средств измерений температуры.

Описание средства измерений

К настоящему типу относятся термометры 22-х исполнений: ПТСВ-1-2, ПТСВ-1-3, ПТСВ-2-2, ПТСВ-2К-2, ПТСВ-2-3, ПТСВ-2К-3, ПТСВ-3-3, ПТСВ-4-2, ПТСВ-4-3, ПТСВ-5-3, ПТСВ-6м-3, ПТСВ-6К-3, ПТСВ-6Км-3, ПТСВ-7м-2, ПТСВ-7м-3, ПТСВ-4Г-2, ПТСВ-3Г-3, ПТСВ-8-3, ПТСВ-9-2, ПТСВ-10-2, ПТСВ-11-2, ПТСВ-12-3.

Принцип действия термометров заключается в использовании температурной зависимости электрического сопротивления платины.

Основной частью термометра является чувствительный элемент (ЧЭПТ). ЧЭПТ представляет собой резистор в виде спирали из платиновой проволоки, размещенной в канале керамического каркаса. К каждому концу спирали приварены отрезки (контакты) платиновой проволоки.

Защитная арматура термометров выполнена в виде металлической трубки.

У стержневых термометров от ЧЭПТ к разъему, расположенному в головке термометра, идут удлинительные провода. ЧЭПТ с удлинительными проводами заключен в металлическую трубку. Трубка с ЧЭПТ и удлинительными проводами заполнена порошком оксида алюминия для теплового контакта между ЧЭ и защитной арматурой. Головка с разъемами для подсоединения к электроизмерительной аппаратуре закреплена на металлической трубке.

Подключение термометра к измерительной аппаратуре происходит посредством соединительного кабеля.

У кабельных термометров к ЧЭПТ припаян кабель с разъемами на конце для подсоединения к измерительной аппаратуре. ЧЭПТ заключен в металлическую трубку. Трубка с ЧЭПТ заполнена теплопроводящей пастой для теплового контакта между ЧЭ и защитной арматурой.

У капсульных термометров ЧЭПТ приварен к изолятору и заключен в металлическую трубку. Для подключения к измерительной аппаратуре к изолятору с другой стороны припаяны соединительные провода со свободными концами. Трубка с ЧЭПТ заполнена порошком оксида алюминия для теплового контакта между ЧЭ и защитной арматурой.

Измерение сопротивления термометра осуществляется по четырех проводной схеме. Термометр имеет четыре вывода – два токовых и два потенциальных. В каждой паре выбор токовых и потенциальных выводов – произвольный.

Исполнения термометров ПТСВ различаются конструкцией (стержневые, кабельные, капсульные, Г-образные), метрологическими характеристиками и габаритными размерами.

По устойчивости к климатическим воздействиям термометры соответствуют виду климатического исполнения УХЛ4 по ГОСТ 15150-69.

По устойчивости к механическим воздействиям при эксплуатации термометры соответствуют группе исполнения N3 по ГОСТ Р 52931-2008.

Маркировка термометров выполнена фотохимическим способом на самоклеящейся стойкой к стиранию наклейке или методом гравировки, которая наносится на корпус и содержит: товарный знак предприятия-изготовителя; условное обозначение ПТСВ; заводской номер в формате не менее 2 арабских цифр по принятой нумерации предприятия-изготовителя и другие параметры. Год изготовления может указываться на упаковке.

Нанесение знака поверки на термометр не предусмотрено.

Общий вид средства измерений представлен на рисунке 1.

Пломбировка корпуса от несанкционированного доступа не предусмотрена.

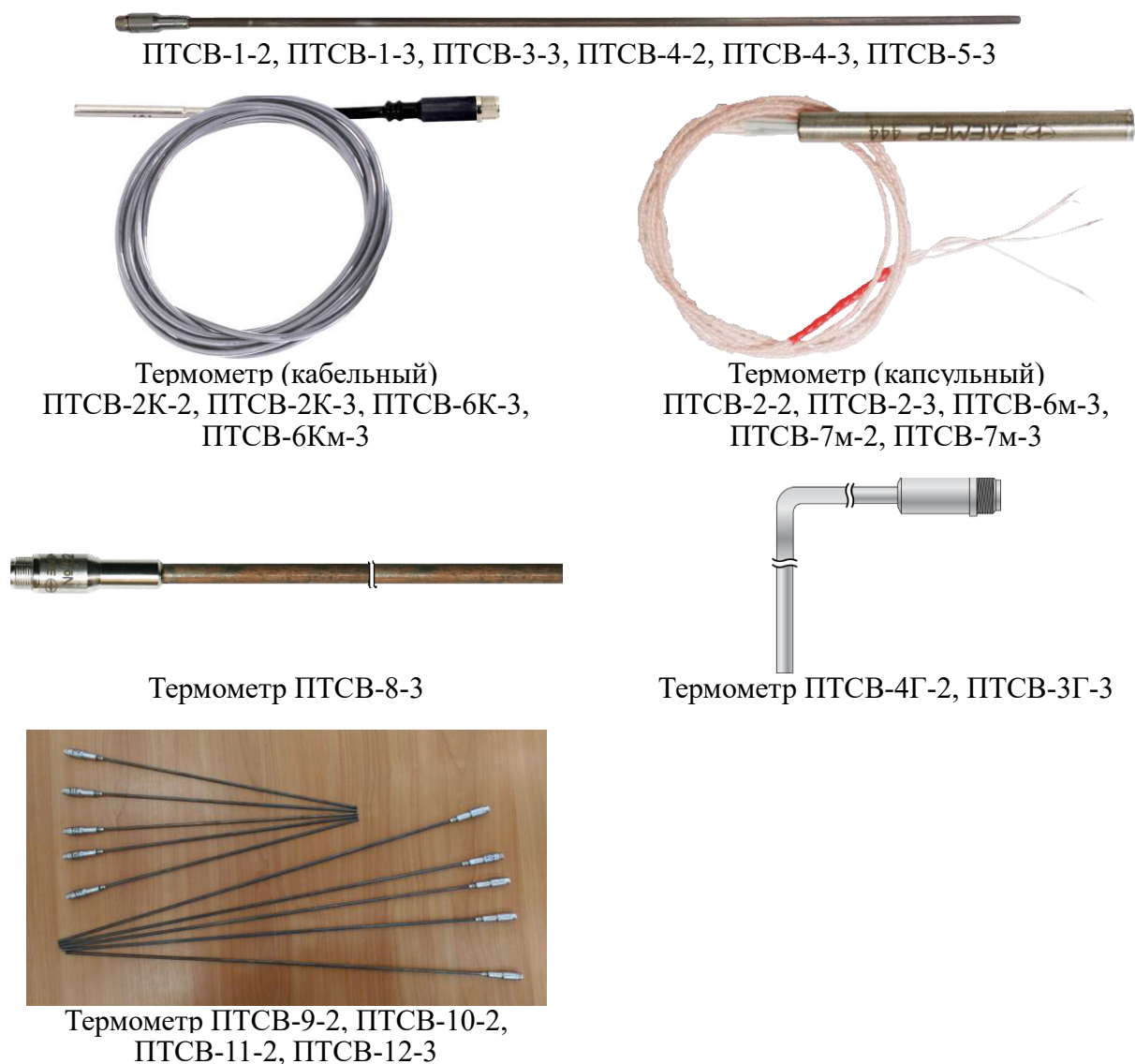


Рисунок 1 – Общий вид термометров

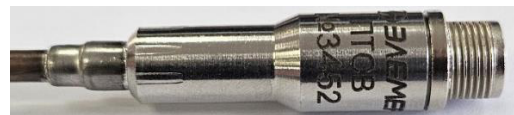


Рисунок 2 – Общий вид маркировки термометра

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Диапазон измерений, доверительная погрешность при доверительной вероятности 0,95, разряд по ГПС

Термометр	Разряд по ГПС	Диапазон измерений, °C	Доверительная погрешность ¹⁾ при доверительной вероятности 0,95, °C, в контрольной точке, °C(K)								
			-200(73) (N ₂)	-50(223) ²⁾ (TTHg)	0 (тТВ)	30 (Ga)	160 (In)	232 (Sn)	420 (Zn)	500	660 (Al)
ПТСВ-1-2	2	от -50 до 450	-	0,01	0,01	-	0,02	0,02	0,02	-	-
ПТСВ-1-3	3	от -50 до 450	-	0,02	0,02	-	0,03	0,04	0,04	-	-
ПТСВ-2-2	2	от -200 до 160	0,01		0,01	-	0,02	-	-	-	-
ПТСВ-2К-2	2	от -60 до 60	-	0,01	0,01	0,01		-	-	-	-
ПТСВ-2-3	3	от -200 до 200	0,02	-	0,02	-	0,03	-	-	-	-
ПТСВ-2К-3	3	от -50 до 150	-	0,02	0,02	-	0,03	-	-	-	-
ПТСВ-3-3	3	от -50 до 500	-	0,02	0,02	-	0,03	0,04	0,04	0,04	-
ПТСВ-4-2	2	от -50 до 232	-	0,01	0,01	-	0,02	0,02	-	-	-
ПТСВ-4-3	3	от -50 до 232	-	0,02	0,02	-	-	0,04	-	-	-
ПТСВ-5-3	3	от -50 до 250	-	0,02	0,02	-	-	0,04	-	-	-
ПТСВ-6К-3	3	от -50 до 160	-	0,02	0,02	-	0,03	-	-	-	-
ПТСВ-6м-3	3	от -200 до 200	0,03		0,02	-	0,03	-	-	-	-
ПТСВ-6Км-3	3	от -50 до 150	-	0,02	0,02	-	0,03	-	-	-	-
ПТСВ-7м-2	2	от -50 до 50	-	0,01	0,01	0,01	-	-	-	-	-
ПТСВ-7м-3	3	от -50 до 50	-	0,02	0,02	0,02	-	-	-	-	-
ПТСВ-4Г-2	2	от -50 до 232	-	0,01	0,01	-	0,02	0,02	-	-	-
ПТСВ-3Г-3	3	от -50 до 500	-	0,02	0,02	-	0,03	0,04	0,04	0,04	-
ПТСВ-8-3	3	от 0 до 660	-	-	0,02	-	-	0,03	-	-	0,15
ПТСВ-9-2	2	от -200 до 450	0,02	0,01	0,01	-	-	0,02	0,02	-	-
ПТСВ-10-2	2	от -50 до 450	-	0,02	0,01	-	-	0,02	0,02	-	-
ПТСВ-11-2	2	от -50 до 232	-	0,01	0,01	-	0,02	0,02		-	-
ПТСВ-12-3	3	от -50 до 450	-	0,02	0,02	-	-	0,03	0,04	-	-

1) Интерполяция и экстраполяция значений погрешности в диапазоне температуры – линейная.

2) При поверке ПТСВ может использоваться тройная точка ртути (-38,84 °C)

3) Измерительный ток 1,0±0,1 мА

Таблица 2 – Относительное сопротивление, номинальное сопротивление ПТСВ

Термометр	Относительное сопротивление, не менее, при температуре			Номинальное сопротивление при 0 °С, Ом
	плавления галлия W_{Ga}	тройной точки ртути W_{Hg}	100 °С W_{100}	
ПТСВ-1-2	1,11795	0,844235	1,3924	100,0±0,2
ПТСВ-1-3	1,11795	0,844235	1,3924	
ПТСВ-2-2	1,11795	0,844235	1,3924	
ПТСВ-2К-2	1,11795	0,844235	1,3923	
ПТСВ-2-3	1,11795	0,844235	1,3924	
ПТСВ-2К-3	1,11760	0,844990	1,3923	
ПТСВ-3-3	1,11795	0,844235	1,3924	
ПТСВ-4-2	1,11795	0,844235	1,3924	
ПТСВ-4-3	1,11795	0,844235	1,3924	
ПТСВ-5-3	1,11795	0,844235	1,3924	
ПТСВ-6м-3	1,11760	0,844990	1,3923	
ПТСВ-6К-3	1,11760	0,844990	1,3923	
ПТСВ-6Км-3	1,11760	0,844990	1,3923	
ПТСВ-7м-2	1,11760	0,844990	1,3923	
ПТСВ-7м-3	1,11760	0,844990	1,3923	
ПТСВ-4Г-2	1,11795	0,844235	1,3924	
ПТСВ-3Г-3	1,11795	0,844235	1,3924	
ПТСВ-8-3	1,11795	0,844235	1,3924	25,0±0,2
ПТСВ-9-2	1,11795	0,844235	1,3924	100,0±0,2
ПТСВ-10-2	1,11795	0,844235	1,3924	
ПТСВ-11-2	1,11795	0,844235	1,3924	
ПТСВ-12-3	1,11795	0,844235	1,3924	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Электрическое сопротивление изоляции, МОм, не менее	
- при температуре 0 °С	100
- при температуре +200 °С	50
- при температуре +500 °С	20
- при температуре +600 °С	10
Условия эксплуатации	
- температура окружающей среды, °С	от +1 до +35
- относительная влажность воздуха, %, не более	80
- атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7

Таблица 4 – Габаритные размеры и масса ПТСВ

Термометр	Габаритные размеры, мм		Масса, кг, не более		
	Длина погружной части	Диаметр погружной части			
ПТСВ-1-2	550±5	6±0,2	0,105		
ПТСВ-1-3	550±5				
ПТСВ-2-2	65±1		0,017		
ПТСВ-2К-2	40±1	5±0,2	0,055		
ПТСВ-2-3	65±1	6±0,2	0,017		
ПТСВ-2К-3	40±1	5±0,2	0,055		
ПТСВ-3-3	550±5	6±0,2	0,105		
ПТСВ-4-2					
ПТСВ-4-3					
ПТСВ-5-3	550±5 350±2		0,09		
ПТСВ-6м-3	25±1	3±0,2	0,003		
ПТСВ-6К-3	40±1	4±0,2	0,036		
ПТСВ-6Км-3	25±1	3±0,2	0,020		
ПТСВ-7м-2			0,003		
ПТСВ-7м-3					
ПТСВ-4Г-2	260±8	6±0,2	0,058		
ПТСВ-3Г-3			0,078		
ПТСВ-8-3	550±5				
ПТСВ-9-2	550±5	4±0,2	0,047		
ПТСВ-10-2			0,036		
ПТСВ-11-2	350±5				
ПТСВ-12-3					

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Наработка до отказа, ч, или число циклов охлаждения-нагрев, не менее	1000 или 50
Срок службы, лет, не менее	5
Гарантийный срок, лет	1

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность термометра

Наименование	Обозначение	Количество
Термометр сопротивления платиновый вибропрочный эталонный ¹⁾	ПТСВ	1 шт.
Соединительный кабель (1,5 м)		1 шт. (по заказу)
Руководство по эксплуатации	НКГЖ.408717.003РЭ	1 экз.
1) Исполнение термометра в соответствии с заказом.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации НКГЖ.408717.003РЭ «Термометры сопротивления платиновые вибропрочные эталонные ПТСВ», раздел 8.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений температуры, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19 ноября 2024 г. № 2712 (ч. 1, 2);

Технические условия ТУ 4211-041-13282997-02 «Термометры сопротивления платиновые вибропрочные эталонные ПТСВ».

Изготовитель

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

ИНН 5044003551

Юридический адрес: 124489, г. Москва, г. Зеленоград, пр-д 4807-й, д. 7, стр. 1

Адреса мест осуществления деятельности:

124489, г. Москва, г. Зеленоград, пр-д 4807-й, д. 7, стр. 1;

124489, г. Москва, г. Зеленоград, пр-д 4807-й, д. 2

Тел: (495) 925-51-47 Факс: (499) 710-00-01

E-mail: elemer@elemer.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (ГСИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 141570, Московская обл., Солнечногорский р-н, гп. Менделеево

Телефон/факс (495) 744-81-12

E-mail: office@vniiftri

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № 30002-08.

в части вносимых изменений

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

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

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

E-mail: info@vniim.ru

Web-сайт: www.vniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314555.