

ПРИЛОЖЕНИЕ

к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» декабря 2022 г. № 3278

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

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистраци- онный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методик поверки сохраняется	Устанавли- ваемая методика поверки	Заявитель	Юридическое лицо, выдавшее заключение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 570 ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	-	570	33208-06	-	МП 242- 0394-2006	-	НА.ГНМЦ. 0410-22 МП	Общество с ограниченной ответственностью «Лукойл-Западная Сибирь», Тюменская обл., г. Урай	АО «Нефтеавтоматика», г. Казань
2.	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ЗАО «Корпорация «ГРИНН» Гипермаркет «ЛИНИЯ-3» 305009, г. Курск, ул. Октябрьская, д.80А	-	225	58987-14	-	-	МП 58987-14	-	Акционерное общество «Корпорация «ГРИНН» (АО «Корпорация «ГРИНН»), г. Орел	ФБУ «Курский ЦСМ», г. Курск

3.	Влагомеры нефти микроволновые	МВН-1	-	63973-16	-	-	-	МП 0379-6-2015	-	Акционерное общество Научно-производственное предприятие «Нефтесервисприбор» (АО НПП «Нефтесервисприбор»), г. Саратов	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Казань
4.	Уровнемеры поплавковые байпасные	УПБ 1015	-	69122-17	-	-	-	МП 208-034-2017	-	Научно-технический и промышленно-производственный кооператив «ПЛАЗВАК» (НТПК «ПЛАЗВАК»), г. Москва	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва
5.	Преобразователи виброперемещений	ИВП	-	75735-19	-	-	-	МП 204/3-3-2019	-	Общество с ограниченной ответственностью «ИР ЛИИ СПб» (ООО «ИР ЛИИ СПб»), г. Санкт-Петербург	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва
6.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 468	-	01	81798-21	Акционерное общество «Черноморские магистральные нефтепроводы» (АО «Черномортранснефть»), г. Краснодарский край, г. Новороссийск, Шесхарис	-	-	МП 1184-14-2020 с изменением № 1	-	Акционерное общество «Транснефть-Метрология» (АО «Транснефть-Метрология»), г. Москва	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Казань
7.	Расходомеры ультразвуковые	ВЛТ-1	-	82846-21	Общество с ограниченной ответственностью «Вэйлаб.Тех» (ООО «Вэйлаб.Тех»), г. Москва	-	-	МП 208-024-2021	-	Общество с ограниченной ответственностью «Вэйлаб.Тех» (ООО «Вэйлаб.Тех»), г. Москва	ООО «НГМ», г. Белгород
8.	Счетчики электрической энергии статические однофазные	SP 101	-	83664-21	Акционерное общество Научно-производственный центр «Спектр» (АО НПЦ «Спектр»), г. Самара	-	-	МП-318/07-2021	-	Акционерное общество Научно-производственный центр «Спектр» (АО НПЦ «Спектр»), г. Самара	ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология», Московская обл., г. Чехов,

9.	Счетчики электрической энергии статические трехфазные	SP 301	-	85684-22	Акционерное общество Научно- производственный центр «Спектр» (АО НПЦ «Спектр»), г. Самара	-	МП-423/01- 2022	-	Акционерное общество Научно- производственный центр «Спектр» (АО НПЦ «Спектр»), г. Самара	ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология», Московская обл., г. Чехов,
----	--	--------	---	----------	--	---	--------------------	---	--	--

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» декабря 2022 г. № 3278

Регистрационный № 83664-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии статические однофазные SP 101

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии статические однофазные SP 101 (далее – счетчики) предназначены для измерений активной и реактивной электрической энергии, и мощности в двухпроводных цепях переменного тока в однотарифном и многотарифном режимах.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на измерении напряжения на клеммах счетчика и тока, протекающего через измерительный шунт, и вычислении потребленной энергии как интеграл по времени от произведения тока на напряжение, с последующим отображением на дисплее счетчиков результатов измерений.

Счетчики состоят из прозрачного пластмассового бесцветного корпуса с двумя пластиковыми крышками: крышки клеммной колодки, предупреждающей доступ к силовым клеммам счетчика и клеммам подключения интерфейсов, и крышки отсека сменных модулей расширения. В корпусе счетчиков расположены печатный модуль с размещенными на нем электронными компонентами, жидкокристаллическим индикатором (далее – ЖКИ), выходными клеммами интерфейсов RS-485 и импульсных выходов для подключения к системам автоматизированного учета потребления энергии или поверки, элементами оптического порта (зависит от варианта исполнения) и клеммная колодка с размещенными в ней датчиком тока и перемычкой.

Печатный модуль размещается в пластиковом корпусе и фиксируется посредством зажимов, являющихся элементами корпуса. Клеммная колодка размещается внутри корпуса и фиксируется с помощью крышки корпуса. Измерительный шунт (или комбинация шунта и реле), а также перемычка подключаются к печатному модулю с помощью проводов. Клеммная колодка содержит зажимы, предназначенные для подключения счетчика к сети переменного тока.

Счетчики обеспечивают:

- запись и хранение значения потребленной энергии во внутреннем энергонезависимом запоминающем устройстве (далее – ПЗУ);
- формирование на импульсном выходе импульсов с частотой, пропорциональной мощности и количеством, пропорциональным проходящей через счетчик электрической энергии;
- формирование посредством светодиода световых импульсов одновременно с импульсами на импульсном выходе;
- сохранение в ПЗУ счётчика профиля мощности;
- сохранение в ПЗУ счетчика информации о месячном или посуточном потреблении электрической энергии;
- сохранение в ПЗУ счетчика информации о событиях;

- измерение мгновенных значений тока, напряжения, активной и реактивной мощности электрической энергии, проходящей через счетчик;
- отсчет текущего времени с помощью энергонезависимых часов реального времени;
- возможность учета электрической энергии по тарифному расписанию;
- возможность отдельного тарифного расписания на выходные и праздничные дни;
- вывод на ЖКИ информации о прошедшей через счетчик электрической энергии, мгновенных значений тока, напряжения и мощности, другой информации;
- взаимодействие с внешним оборудованием через порты оптический и RS-485;
- возможность установки сменных модулей расширения;
- подключение/отключение нагрузки по команде от внешнего оборудования или по событию.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на наклейку типографским способом в месте, указанном на рисунке 1.

Знак поверки наносится в виде оттиска клейма поверителя на пломбу корпуса счетчиков и(или) на свидетельство о поверке в соответствии с действующим законодательством.

Структура условного обозначения счётчиков:

	SP 101-X XX-X X X X
Тип счетчика _____	
Максимальный ток $I_{\text{макс}}$: _____	
6 = 60 А	
8 = 80 А	
Последовательный интерфейс: _____	
R1 – один интерфейс RS-485 с внешним питанием	
R2 – два интерфейса RS-485 с внешним питанием	
S1 – один интерфейс RS-485 с внутренним питанием	
S2 – два интерфейса RS-485 с внутренним питанием	
Наличие встроенного реле отключения/включения нагрузки: _____	
L – реле есть	
x – реле нет	
Наличие измерительного элемента в «нейтрали»: _____	
N – элемент есть	
x – элемента нет	
Возможность подключения резервного источника питания: _____	
P – возможность есть	
x – возможности нет	
Подсветка ЖКИ: _____	
H – наличие подсветки	
x – отсутствие подсветки	

Общий вид счетчиков, обозначение мест нанесения знака утверждения типа, заводского номера, знака поверки, схема пломбировки от несанкционированного доступа представлены на рисунке 1.

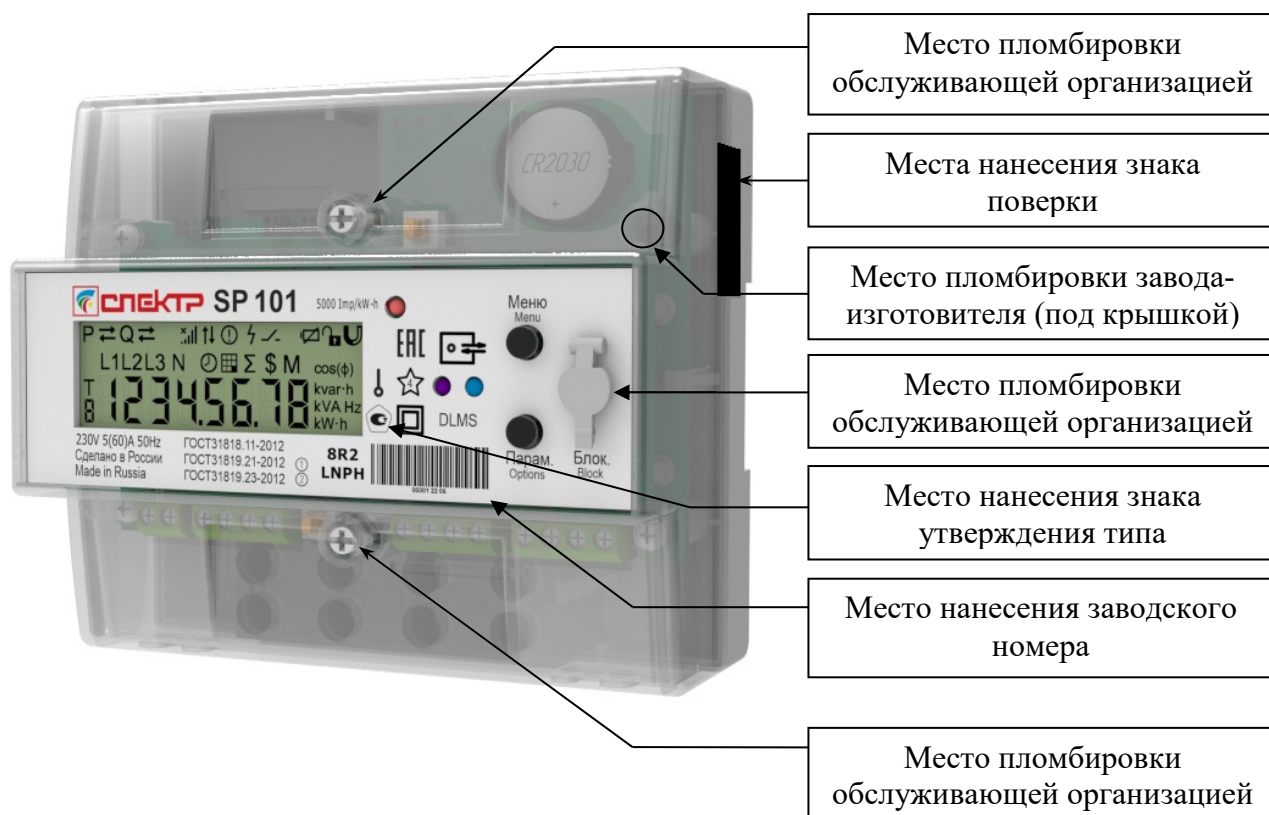


Рисунок 1 – Общий вид счетчиков, обозначение мест нанесения знака утверждения типа, заводского номера, знака поверки, схема пломбировки от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

Счетчики имеют встроенное программное обеспечение (далее – ПО), записанное в микроконтроллере счетчика.

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SPC-EC1P
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 1.32
Цифровой идентификатор ПО	EC0521CF

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Класс точности	
- при измерении активной энергии по ГОСТ 31819.21-2012	1
- при измерении реактивной энергии по ГОСТ 31819.23-2012	2
Номинальные значения напряжения ($U_{ном}$), В	230
Установленный рабочий диапазон напряжений, В	от $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$
Базовый ($I_б$) ток, А	5
Максимальный ток ($I_{макс}$), А	60, 80
Номинальная частота сети, Гц	50
Постоянная счетчика по импульсному выходу, имп./($кВт \cdot ч$) [имп./($квар \cdot ч$)]	5000
Стартовый ток (чувствительность), мА	
при учете активной энергии	20
при учете реактивной энергии	25
Пределы допускаемой абсолютной погрешности хода внутренних часов за сутки, с	± 5

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Максимальное количество тарифов	8
Максимальное количество тарифных зон	8
Полная мощность, потребляемая счетчиком в исполнении без дополнительных коммуникационных интерфейсов, В·А, не более	
по цепям напряжения	25
по цепям тока	5
Габаритные размеры, мм, не более	
- высота	110
- ширина	126
- глубина	70
Масса, кг, не более	0,5
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °C	от -40 до +70
- относительная влажность, %	от 0 до 95
- атмосферное давление, кПа	от 86 до 106

Знак утверждения типа

наносится на корпус счетчиков методом шелкографии или другим способом, не ухудшающим качество знака и на титульных листах эксплуатационной документации, печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик электрической энергии статический однофазный SP 101	ПГКД.411722.003	1 шт.
Паспорт	ПГКД.411722.003ПС	1 экз.*
Руководство по эксплуатации	ПГКД.411722.003РЭ	*
* – документация доступна в электронном виде на сайте изготовителя http://npc-spektr.ru/		

Сведения о методиках (методах) измерений

указаны в разделе 5 Руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 31818.11-2012 (IEC 62052-11:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии;

ГОСТ 31819.21-2012 (IEC 62053-21:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2;

ГОСТ 31819.23-2012 (IEC 62053-23:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии;

ГОСТ IEC 62053-61 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Дополнительные требования;

ПГКД.411722.003ТУ Счетчики электрической энергии статические однофазные SP 101. Технические условия.

Правообладатель

Акционерное общество Научно-производственный центр «Спектр»
(АО НПЦ «Спектр»)
ИНН 5045059557
Адрес: 443022, г. Самара, ул. Заводское ш., д. 1
Телефон: +7 (846) 992-67-46
E-mail: spektr@mail.radiant.ru
Web-сайт: <http://www.npc-spektr.ru/>

Изготовитель

Акционерное общество Научно-производственный центр «Спектр»
(АО НПЦ «Спектр»)
ИНН 6311000815
Адрес: 443022, г. Самара, ул. Заводское ш., д. 1
Телефон: +7 (846) 992-67-46
E-mail: spektr@mail.radiant.ru
Web-сайт: <http://www.npc-spektr.ru/>

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»

(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Адрес: 119530, г. Москва, Очаковское ш., д. 34, пом. VII, комн. 6.

Тел. + 7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

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

В части вносимых изменений:

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»

(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)

Адрес: 142300, Московская обл., г. Чехов, Симферопольское шоссе, д. 2, Лит. А, пом. 1

Тел.: +7 (495) 108-69-50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314164.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» декабря 2022 г. № 3278

Регистрационный № 85684-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии статические трехфазные SP 301

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии статические трехфазные SP 301 (далее – счетчики) предназначены для измерений активной и реактивной электрической энергии, мощности в четырехпроводных трёхфазных цепях переменного тока, трансформаторного или непосредственного включения, в однотарифном и многотарифном режимах.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на измерении напряжения на клеммах счетчика и тока, протекающего через измерительный шунт, и вычислении потребленной энергии как интеграл по времени от произведения тока на напряжение, с последующим отображением на дисплее счетчиков результатов измерений.

Счетчики состоят из прозрачного пластмассового бесцветного корпуса с двумя пластиковыми крышками: крышки клеммной колодки, предупреждающей доступ к силовым клеммам счетчика и клеммам подключения интерфейсов, и крышки отсека сменных модулей расширения. В корпусе счетчиков расположены печатный модуль с размещенными на нем электронными компонентами, жидкокристаллическим индикатором (далее – ЖКИ), выходными клеммами интерфейсов RS-485 и импульсных выходов для подключения к системам автоматизированного учета потребления энергии или поверки, элементами оптического порта (зависит от варианта исполнения) и клеммная колодка с размещенными в ней датчиком тока и перемычкой.

Печатный модуль размещается в пластиковом корпусе и фиксируется посредством зажимов, являющихся элементами корпуса. Клеммная колодка размещается внутри корпуса и фиксируется с помощью крышки корпуса. Измерительный шунт (или комбинация шунта и реле), а также перемычка подключаются к печатному модулю с помощью проводов. Клеммная колодка содержит зажимы, предназначенные для подключения счетчика к сети переменного тока.

Счетчики обеспечивают:

- запись и хранение значения потребленной энергии во внутреннем энергонезависимом запоминающем устройстве (далее – ПЗУ);
- формирование на импульсном выходе импульсов с частотой, пропорциональной мощности и количеством, пропорциональным проходящей через счетчик электрической энергии;
- формирование посредством светодиода световых импульсов одновременно с импульсами на импульсном выходе;
- сохранение в ПЗУ счётчика профиля мощности;

- сохранение в ПЗУ счетчика информации о ежемесячном или посуточном потреблении электрической энергии;
- сохранение в ПЗУ счетчика информации о событиях;
- измерение мгновенных значений тока, напряжения, активной и реактивной мощности электрической энергии, проходящей через счетчик;
- отсчет текущего времени с помощью энергонезависимых часов реального времени;
- возможность учета электрической энергии по тарифному расписанию;
- возможность отдельного тарифного расписания на выходные и праздничные дни;
- вывод на ЖКИ информации о прошедшей через счетчик электрической энергии, мгновенных значений тока, напряжения и мощности, другой информации;
- взаимодействие с внешним оборудованием по оптическому интерфейсу и интерфейсу RS-485;
- возможность установки сменных модулей расширения;
- подключение/отключение нагрузки по команде от внешнего оборудования.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на наклейку типографским способом в месте, указанном на рисунке 1.

Знак поверки наносится в виде оттиска клейма поверителя на пломбу корпуса счетчиков и(или) на свидетельство о поверке в соответствии с действующим законодательством.

Структура условного обозначения счётчиков:

	SP 301-X XX-X X X X
Тип счетчика _____	
Максимальный ток $I_{\text{макс}}$: _____	
x = 10 A	
6 = 60 A	
8 = 80 A	
1 = 100 A	
Последовательный интерфейс: _____	
R1 – один интерфейс RS-485 с внешним питанием	
R2 – два интерфейса RS-485 с внешним питанием	
S1 – один интерфейс RS-485 с внутренним питанием	
S2 – два интерфейса RS-485 с внутренним питанием	
Наличие встроенного реле отключения/включения нагрузки: _____	
L – реле есть	
x – реле нет	
Тип подключения: _____	
C – непосредственное	
T – через трансформатор	
Возможность подключения резервного источника питания: _____	
P – возможность есть	
x – возможности нет	
Подсветка ЖКИ: _____	
H – наличие подсветки	
x – отсутствие подсветки	

Общий вид счетчиков, обозначение мест нанесения знака утверждения типа, заводского номера, знака поверки, схема пломбировки от несанкционированного доступа представлены на рисунке 1.

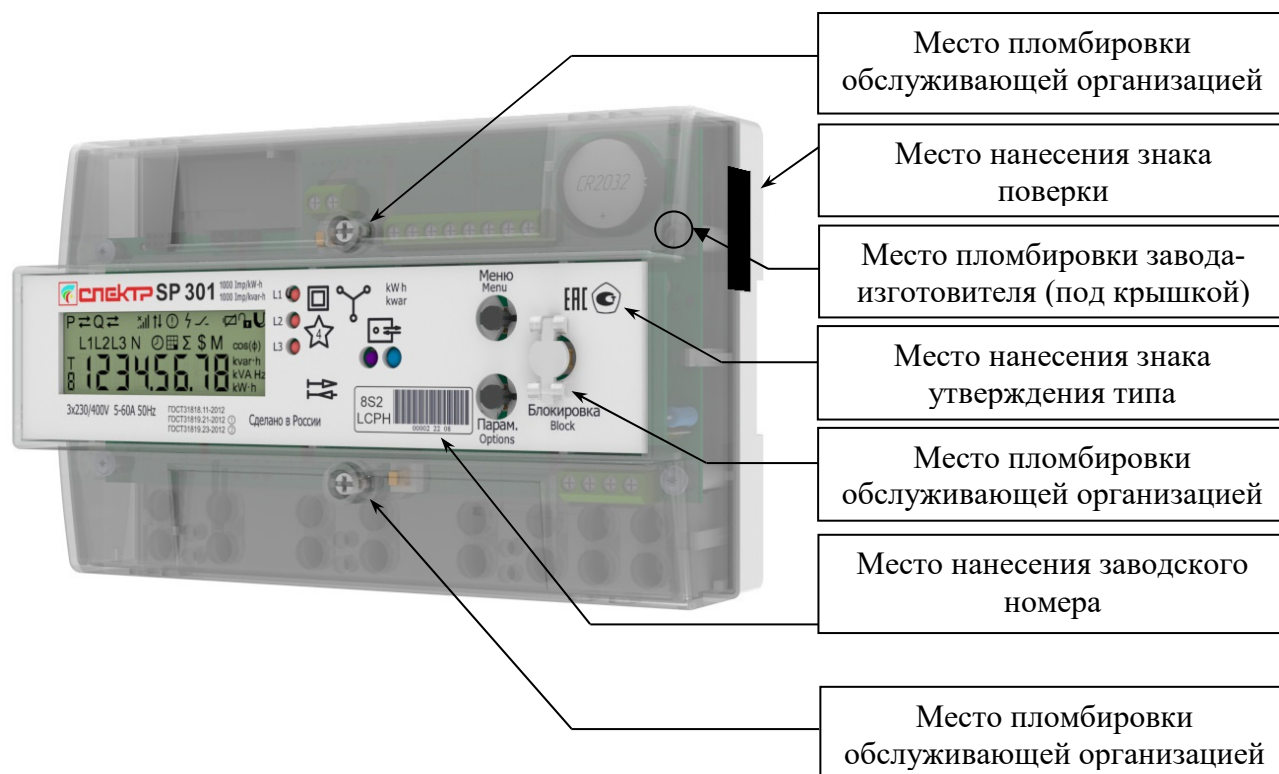


Рисунок 1 – Общий вид счетчиков, обозначение мест нанесения знака утверждения типа, заводского номера, знака поверки, схема пломбировки от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

Счетчики имеют встроенное программное обеспечение (далее – ПО), записанное в микроконтроллере счетчика.

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SPC-EC3P
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 2.77.17
Цифровой идентификатор ПО	047b1d1e

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Класс точности при измерении активной энергии: - по ГОСТ 31819.22-2012 - по ГОСТ 31819.21-2012	0,5S 1
Класс точности при измерении активной энергии: - по ГОСТ 31819.23-2012	1, 2
Номинальные значения напряжения ($U_{ном}$), В	3×57,7/100, 3×230/400
Установленный рабочий диапазон напряжений, В	От $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$
Номинальный ток ($I_{ном}$) для трансформаторного включения, А	5
Базовый ток (I_b) для непосредственного включения, А	5
Максимальный ток ($I_{макс}$), А: - трансформаторное включение - непосредственное включение	10 60, 80, 100
Номинальная частота сети, Гц	50
Постоянная счетчика по импульсному выходу, имп./($кВт \cdot ч$) [имп./($квар \cdot ч$)]	1000
Стартовый ток (чувствительность), мА: - при учете активной энергии - при учете реактивной энергии	20 25
Пределы допускаемой абсолютной погрешности хода внутренних часов за сутки, с	±5

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Максимальное количество тарифов	8
Максимальное количество тарифных зон	8
Полная мощность, потребляемая счетчиком в исполнении без дополнительных коммуникационных интерфейсов, В·А, не более: - по цепям напряжения - по цепям тока	15 5
Габаритные размеры, мм, не более - высота - ширина - глубина	110 170 70
Масса, кг, не более	0,8
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от -40 до +70 от 0 до 95 от 86 до 106

Знак утверждения типа

наносится на корпус счетчиков методом шелкографии или другим способом, не ухудшающим качество знака и на титульных листах эксплуатационной документации, печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчики электрической энергии статические трехфазные SP 301	ПГКД.411722.004	1 шт.
Паспорт	ПГКД.411722.004 ПС	1 экз.*
Руководство по эксплуатации	ПГКД.411722.004 РЭ	*
* – документация доступна в электронном виде на сайте изготовителя http://npc-spektr.ru/		

Сведения о методиках (методах) измерений

указаны в разделе «Основные сведения об изделии» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 31818.11-2012 (IEC 62052-11:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии;

ГОСТ 31819.21-2012 (IEC 62053-21:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2;

ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 62053-22:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S;

ГОСТ 31819.23-2012 (IEC 62053-23:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии;

ГОСТ IEC 62053-61-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Дополнительные требования;

ПГКД.411722.004 ТУ Счетчики электрической энергии статические трехфазные SP 301. Технические условия.

Правообладатель

Акционерное общество Научно-производственный центр «Спектр»
(АО НПЦ «Спектр»)
ИНН 6311000815
Адрес: 443022, г. Самара, ул. Заводское ш., д. 1
Телефон: +7 (846) 992-67-46
E-mail: spektr@mail.radiant.ru
Web-сайт: <http://npc-spektr.ru/>

Изготовитель

Акционерное общество Научно-производственный центр «Спектр»
(АО НПЦ «Спектр»)
ИНН 6311000815
Адрес: 443022, г. Самара, ул. Заводское ш., д. 1
Телефон: +7 (846) 992-67-46
E-mail: spektr@mail.radiant.ru
Web-сайт: <http://npc-spektr.ru/>

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)
Адрес: 119530, г. Москва, Очаковское ш., д. 34, пом. VII, комн. 6.
Тел. + 7 (495) 481-33-80
E-mail: info@prommashtest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312126.

В части вносимых изменений:

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)
Адрес: 142300, Московская обл., г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2, Лит. А, пом. 1
Тел.: +7 (495) 108-69-50
E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314164.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 468

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 468 (далее по тексту - СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти.

При косвенном методе динамических измерений массу брутто нефти определяют с применением измерительных компонентов: преобразователей расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователя расхода, преобразователей температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму.

Массу нетто нефти вычисляет комплекс измерительно-вычислительный, как разность массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты определения массовых долей воды, механических примесей и массовой концентрации хлористых солей в испытательной лаборатории.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти, системы сбора и обработки информации. В вышеприведенные технологические блоки входят измерительные компоненты по своему функционалу участвующие в измерениях массы брутто нефти, контроле и измерении параметров качества нефти, а так же контроле технологических режимов работы СИКН.

Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН и эксплуатационными документами на ее компоненты.

Измерительные компоненты СИКН, приведены в таблице 1.

Таблица 1– Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики жидкости камерные лопастные Smith Meter исполнения K12 модели S3	64790-16
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	63044-16
Датчики температуры ТМТ142R	63821-16
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Комплекс измерительно-вычислительный ТН-01*	67527-17
Преобразователь плотности и расхода CDM	63515-16
Преобразователь плотности жидкости ТН-Плотномер-25-6,3	76669-19
Преобразователи плотности и вязкости FVM	62129-15
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	57762-14
Анализаторы серы общей рентгеноабсорбционные в потоке нефти/нефтепродуктов при высоком давлении NEX XT	47395-17
Термопреобразователи универсальные ТПУ 0304	50519-17
*Далее по тексту – ИВК	

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения объема нефти в рабочем диапазоне расхода;
- автоматизированные измерения массы нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода;
- автоматические измерения температуры, давления (избыточное, дифференциальное), плотности, вязкости нефти, объемной доли воды в нефти, массовой доли серы в нефти;
- измерения температуры и давления нефти с применением показывающих средств измерений температуры и давления соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик и поверки счетчиков жидкости камерных лопастных Smith Meter исполнения K12 модели S3 с применением трубопоршневой установки;
- проведение контроля метрологических характеристик рабочих счетчиков жидкости камерных лопастных Smith Meter исполнения K12 модели S3 с применением счетчика жидкости камерного лопастного Smith Meter исполнения K12 модели S3, применяемого в качестве контрольного;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушения установленных границ;
- вычисление массы нетто нефти;
- автоматическое регулирование расхода нефти через блок измерений показателей качества нефти для обеспечения требований ГОСТ 2517 - 2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический и ручной отбор проб;
- защита информации от несанкционированного доступа;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в ИВК и компьютерах автоматизированных рабочих мест (АРМ) оператора и обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО ИВК и АРМ оператора настроено для работы в СИКН и испытано. Идентификационные данные ПО ИВК указаны в таблице 2. ПО АРМ оператора не содержит метрологически значимой части.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО	d1d130e5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО	6ae1b72f
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.18
Цифровой идентификатор ПО	1994df0b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.20
Цифровой идентификатор ПО	6aa13875
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.11
Цифровой идентификатор ПО	4bc442dc
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.28
Цифровой идентификатор ПО	58049d20
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.3
Цифровой идентификатор ПО	29c26fcf

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.6
Цифровой идентификатор ПО	4c134dd0
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.5
Цифровой идентификатор ПО	5e6ec20d
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.4
Цифровой идентификатор ПО	86fff286
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	f3578252
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.12
Цифровой идентификатор ПО	e2edee82
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.17
Цифровой идентификатор ПО	5b181d66
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.3.1
Цифровой идентификатор ПО	62b3744e
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.5
Цифровой идентификатор ПО	c5136609
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	c25888d2
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.50
Цифровой идентификатор ПО	4ecfdc10
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.4
Цифровой идентификатор ПО	82dd84f8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.14
Цифровой идентификатор ПО	c14a276b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	8da9f5c4
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	41986ac5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.2.1
Цифровой идентификатор ПО	adde66ed
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.2
Цифровой идентификатор ПО	2a3adf03
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	c73ae7b9

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.34
Цифровой идентификатор ПО	df6e758c
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.33
Цифровой идентификатор ПО	37cc413a
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Примечания 1 Допускается ограничивать количество программных модулей ИБК в зависимости от функционального назначения в применяемой измерительной системе. 2 Цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления в виде буквенно-цифрового кода, регистр букв при этом может быть представлен в виде заглавных или прописных букв, при этом значимым является номинал и последовательность расположения цифр или букв.	

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики СИКН, в том числе показатели точности и физико-химические показатели измеряемой среды, приведены в таблицах 3, 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода нефти*, м³/ч	от 400 до 2100
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
*Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений	

Таблица 4 – Технические характеристики СИКН и физико-химические показатели измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Избыточное давление нефти, МПа - рабочее - максимально допустимое	от 0,2 до 0,8 1,6
Режим работы СИКН	периодический

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Параметры измеряемой среды: - измеряемая среда - температура, °C - плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³ - вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с - массовая доля воды, %, не более - массовая доля механических примесей, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более - массовая доля серы, %, не более - давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более - содержание свободного газа	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 (ГОСТ 31378-2009) «Нефть. Общие технические условия» от +6 до +36 от 760 до 950 от 6,0 до 50,0 0,5 0,05 100 1,8 66,7 (500) не допускается
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38, трехфазное 220±22, однофазное 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - атмосферное давление, кПа - относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование СИКН, %	от -32 до +42 от 84,0 до 106,0 от 30,0 до 80,0
Срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, ч	20000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 468, заводской № 01	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Масса нефти. Методика измерений системой измерения количества и показателей качества нефти № 468 ПСП ООО «Тихорецк-Нафта», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2021.39174.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 256 «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 «Черноморские магистральные нефтепроводы»
(АО «Черномортранснефть»)
ИНН 2315072242
Адрес: 353911, Краснодарский край, г. Новороссийск, Шесхарис

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть - Метрология»
(АО «Транснефть - Метрология»)
ИНН 7723107453
Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская набережная, д. 4, стр. 2
Телефон: 8(495) 950-87-00
Факс: 8(495) 950-85-97
E-mail: cmo@cmo.transneft.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии - филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский проспект, д. 19
Адрес местонахождения: 420088, Россия, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»
Телефон: 8(843) 272-70-62
Факс: 8(843) 272-00-32
Web-сайт: www.vniir.org
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» декабря 2022 г. № 3278

Регистрационный № 33208-06

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерений количества и показателей качества нефти № 570
ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»**

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 570 ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы нефти при проведении приёмо-сдаточных операций между ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и ОАО АК «Транснефть».

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти по результатам измерений:

- объёма нефти с помощью преобразователей расхода (далее – ПР), преобразователей давления и температуры;
- плотности нефти с помощью поточных преобразователей плотности (далее – ПП), давления и температуры.

Конструктивно СИКН состоит из:

- блока измерительных линий (далее – БИЛ);
- блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК);
- системы сбора и обработки информации (далее – СОИ);
- установки трубопоршневой поверочной стационарной (далее – ТПУ);

БИЛ состоит из 3 рабочих измерительных линий (далее – ИЛ).

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

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: четыре комплекса измерительно-вычислительных SyberTrol (далее – ИВК), осуществляющих сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, и два автоматизированных рабочих места оператора (далее – АРМ оператора), оснащенные средствами отображения, управления и печати.

Стационарная ТПУ предназначена для проведения поверки ПР на ИЛ, а также проведения контроля метрологических характеристик (далее – КМХ) в межповерочном интервале ПР.

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

Т а б л и ц а 1 - Перечень СИ

Наименование и тип средств измерений	Регистрационный №
Комплексы измерительно-вычислительные "SyberTrol"	16126-02
Преобразователи расхода жидкости турбинные	12750-00
Преобразователи измерительные 444 к датчикам температуры	14684-00
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 68	22256-01
Датчики давления 1151 модели GP	13849-99
Преобразователи плотности измерительные модели 7835	15644-96
Влагомеры нефти поточные модели LC	16308-02
Влагомеры поточные модели L	25603-03
Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная	12888-99
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820	32460-06
Преобразователи давления измерительные серии 40 мод. 4385	20729-03

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

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение объемного расхода нефти в рабочем диапазоне ($\text{м}^3/\text{ч}$);
- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне ($\text{т}/\text{ч}$);
- автоматическое вычисление массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое вычисление объема нефти в рабочем диапазоне расхода (м^3);
- автоматическое измерение и вычисление показателей качества нефти (плотности);
- автоматическое измерение технологических параметров (температуры, давления, расхода);
- поверку и КМХ ПР по стационарной ПУ;
- автоматический и ручной отбор проб нефти в БИК;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчётов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защиту информации от несанкционированного доступа.

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

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом в инструкции по эксплуатации СИКН.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Программное обеспечение

СИКН реализовано в ИВК и в АРМ оператора.

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

Идентификационные данные ПО комплексов измерительно-вычислительных SyberTrol и АРМ оператора приведены в таблицах 2 и 3 соответственно.

Т а б л и ц а 2 - Идентификационные данные ПО ИВК SyberTrol

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	FIOM	FCPB
Номер версии (идентификационный номер ПО)	26.08	26.08
Цифровой идентификатор ПО	aa6daa07	9b8a1aab
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	CRC32

Т а б л и ц а 3 - Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО АРМ оператора СИКН	ПО АРМ оператора ПСП
Идентификационное наименование ПО	View.exe	View.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО)	147-07.v1.1	147-07.v2.1
Цифровой идентификатор ПО	36D4C444C530AEA0 4A2C935E8021C28F	630C2B26895F5B2E F701694C249DC4E7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5	MD5

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 254 до 1524
Диапазон измерительного канала избыточного давления, МПа	от 0 до 2,5
Диапазон измерительного канала температуры, °С	от 0 до +50
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема нефти, %	±0,15
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерительного канала избыточного давления, %	±0,1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерительного канала температуры, °С	±0,2

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

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Количество ИЛ, шт.	3
Характеристики измеряемой среды: – плотность при рабочих условиях, кг/м ³ – давление рабочее, МПа – температура, °С – массовая доля воды, %, не более – вязкость кинематическая, мм ² /с	от 770 до 890 от 0,3 до 0,9 от +20 до +40 1,0 от 4,0 до 12,0
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – мощность потребляемая, кВА, не более	380±38, трехфазное 220±22, однофазное 5
Условия эксплуатации: – температура, °С – относительная влажность, %	от +5 до +40 от 50 до 80

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 570 ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», зав. № 570	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) № 570 ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ФР.1.29.2014.17741.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

«FMC Corporation subsidiary», США

Адрес: «Smith Meter Inc», 1602, Wagner Avenue, PO Box 10428, Erie Pennsylvania, 165140428.

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

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

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» декабря 2022 г. № 3278

Регистрационный № 58987-14

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ЗАО «Корпорация «ГРИНН» Гипермаркет «ЛИНИЯ-3» 305009, г. Курск, ул. Октябрьская, д.80А

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ЗАО «Корпорация «ГРИНН» Гипермаркет «ЛИНИЯ-3» 305009, г. Курск, ул. Октябрьская, д.80А предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (далее - ПО) «Пирамида 2000» и АРМ энергосбытовой организации - субъекта оптового рынка, подключенный к базе данных ИВК филиала ЗАО «Корпорация «ГРИНН» Гипермаркет «ЛИНИЯ-3» 305009, г. Курск, ул. Октябрьская, д.80А при помощи удаленного доступа по сети INTERNET.

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень системы, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов. АРМ энергосбытовой организации - субъекта оптового рынка, подключенный к базе данных ИВК филиала ЗАО «Корпорация «ГРИНН» Гипермаркет «ЛИНИЯ-3» 305009, г. Курск, ул. Октябрьская, д.80А при помощи удаленного доступа по сети INTERNET в автоматическом режиме, с использованием ЭЦП, раз в сутки формирует и отправляет по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты в формате XML в ОАО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» Курское РДУ и всем заинтересованным субъектам.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-3, на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Устройство синхронизации времени обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени приемника более чем на ± 1 с, пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации часов сервера БД и времени приемника не более ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера БД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректровке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ филиала ЗАО «Корпорация «ГРИНН» Гипермаркет «ЛИНИЯ-3» 305009 г. Курск, ул. Октябрьская, д.80А используется ПО «Пирамида 2000» версии не ниже 3.0, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 - Метрологически значимые модули ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156 a0fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb 3ccea41b548d2c83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b7372613 28cd77805bd1ba7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e664 94521f63d00b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055 bb2a4d3fe1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	3	ecf532935ca1a3fd3 215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc2 3ecd814c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e28 84f5b356a1d1e75	MD5

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающие в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений РФ, регистрационный № 21906-11.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, $(\pm\delta)$, %	Погрешность в рабочих условиях, $(\pm\delta)$, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП-176 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ								
1	II с.ш., яч. 1, отх. КЛ-0,4 кВ на ВРУ №4 Р7	Т-0,66 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 51516-12	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	-	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,2 5,6
2	II с.ш., яч. 1, отх. КЛ-0,4 кВ на ВРУ №4 Р8	Т-0,66 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 51516-12	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	-	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,2 5,6
3	II с.ш., яч. 3, отх. КЛ-0,4 кВ на ВРУ №3 Р5	Т-0,66 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 51516-12	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	-	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,2 5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	II с.ш., яч. 3, отх. КЛ-0,4 кВ на ВРУ № 2 Р4	Т-0,66 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 51516-12	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	-	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,2 5,6
5	II с.ш., яч. 4, отх. КЛ-0,4 кВ на ВРУ № 1 Р2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 400/5 Рег. № 51516-12	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	-	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,2 5,6
6	I с.ш., яч. 6, отх. КЛ-0,4 кВ на ВРУ № 1 Р1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 400/5 Рег. № 51516-12	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	-	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,2 5,6
7	I с.ш., яч. 8, отх. КЛ-0,4 кВ на ВРУ № 2 Р3	Т-0,66 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 51516-12	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	-	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,2 5,6
8	I с.ш., яч. 8, отх. КЛ-0,4 кВ на ВРУ № 3 Р6	Т-0,66 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 51516-12	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	-	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,2 5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	I с.ш., яч. 9, отх. КЛ-0,4 кВ на ВРУ № 4 Р9	T-0,66 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 51516-12	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	-	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,2 5,6
10	I с.ш., яч. 9, отх. КЛ-0,4 кВ на ВРУ № 4 Р10	T-0,66 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 51516-12	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	-	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,2 5,6

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
 3. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение, указанных в таблице 2, метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденное типа.
- Замена оформляется актом в установленном на филиале АО «Корпорация «ГРИНН» Гипермаркет «ЛИНИЯ-3» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	10
Нормальные условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C - ТТ - счетчики электроэнергии - ИВК относительная влажность воздуха, % атмосферное давление, кПа магнитная индукция внешнего происхождения, не более, мТл	от 98 до 102 от 100 до 120 $50 \pm 0,15$ 0,9 инд от +15 до +35 от +21 до +25 от +10 до +30 70 ± 5 100 ± 4 0,05
Рабочие условия эксплуатации: для ТТ: параметры сети: - диапазон силы первичного тока - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - частота, Гц температура окружающей среды, °C для счетчиков электроэнергии: параметры сети: - диапазон вторичного напряжения - диапазон силы вторичного тока - коэффициент мощности, $\cos\varphi$; - частота, Гц; - относительная влажность воздуха, %; - атмосферное давление, кПа; - температура окружающей среды, °C; - магнитная индукция внешнего происхождения, мТл для аппаратуры передачи и обработки данных: параметры питающей сети: - напряжение, В; - частота, Гц; температура окружающего воздуха, °C; относительная влажность воздуха, %; атмосферное давление, кПа	(0,05 - 1,2) $I_{Н1}$ от 0,5 до 1,0 $50 \pm 0,4$ от - 40 до + 70 (0,9 - 1,1) $U_{Н}$ (0,01 - 1,2) $I_{Н2}$ от 0,5 до 1,0 $50 \pm 0,4$ от 40 до 60 100 ± 4 от - 40 °C до + 60 не более 0,5 220 ± 10 50 ± 1 от + 10 до + 30 70 ± 5 100 ± 4
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М.16: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	140000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации: счетчики ПСЧ-4ТМ.05М.16: - тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений (функция автоматизирована), лет, не менее	 35 10 70000 1 3,5

Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °С до + 40 °С.

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Кол-во, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	T-0,66	30
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.16	10
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.225 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ филиала ЗАО «Корпорация «ГРИНН» Гипермаркет «ЛИНИЯ-3» 305009, г. Курск, ул. Октябрьская, д.80А, аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ЗАО «Корпорация «ГРИНН» Гипермаркет «ЛИНИЯ-3» 305009, г. Курск, ул. Октябрьская, д.80А

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;

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

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Росэнергосервис»

(ЗАО «Росэнергосервис»)

Юридический адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Почтовый адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: (4922) 44-87-06

Факс: (4922) 33-44-86

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: 8 (495) 437-55-77/437-56-66

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

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

В части вносимых изменений:

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской области» (ФБУ «Курский ЦСМ»)

Адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а

Телефон: (4712) 53-67-74

E-mail: secretary@kcsms.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311913.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Уровнемеры поплавковые байпасные УПБ 1015

Назначение средства измерений

Уровнемеры поплавковые байпасные УПБ 1015 (далее - уровнемеры) предназначены для измерений уровня и уровня границы раздела жидких сред.

Описание средства измерений

Принцип действия уровнемеров основан на измерении перемещения поплавка с магнитом в зависимости от изменения уровня жидкости в байпасной трубе, соединенной с резервуаром или технологическим аппаратом с помощью фланцевых соединений, образуя систему сообщающихся сосудов. Измерение уровня жидкости осуществляется при помощи измерительного преобразователя с резистивным магнитоуправляемым или магнитострикционным чувствительным элементом. Чувствительный элемент установлен параллельно байпасной трубе и в зависимости от положения поплавка с магнитом, в нем изменяется общее сопротивление, равное сумме подключаемых герконами последовательно расположенных сопротивлений или увеличивается/уменьшается время между подачей токового импульса и приемом отраженного сигнала. Значение сопротивления либо времени преобразуется измерительным преобразователем в значение уровня жидкости и при наличии показывающего устройства выводится на индикацию. Передача значения уровня осуществляется через унифицированный выходной сигнал.

Дополнительно на байпасной трубе уровнемера может устанавливаться магнитный роликовый индикатор, который состоит из металлического профиля с трубкой, внутри которой расположены магнитные «ролики» и шкалы, закрепленной на профиле неразъемным способом. При изменении уровня, поплавков воздействует на «ролики» заставляя их повернуться вокруг своей оси. Отслеживание уровня осуществляется визуально, по оцифрованной шкале, закрепленной на индикаторе.

Для сигнализации предельных значений уровня измеряемой среды уровнемеры могут оснащаться магнитными выключателями.

Уровнемеры состоят из:

- выносной направляющей байпасной трубы с патрубками для присоединения сбоку к резервуару или технологическому аппарату. Внутри трубы установлен магнитный поплавок;
- электронного преобразователя (с LED/LCD показывающим устройством или без него) с линейкой из герконов с резисторами или магнитострикционным волноводом для измерения уровня жидкости и передачи данных в аналоговом (от 4 до 20 мА) и цифровом виде с коммуникацией по протоколам HART, Profibus PA/Fieldbus, UART, RS-485 Modbus;

Дополнительно уровнемеры могут оснащаться:

- местным индикатором с магнитными «роликами» и оцифрованной шкалой для визуального отслеживания уровня;
- одного или нескольких конечных магнитных выключателей, для сигнализации предельных и промежуточных положений магнитного поплавка.

Уровнемеры выпускаются в модификациях ПРМ, ПМ которые отличаются видом установленного чувствительного элемента:

- ПРМ - резистивный магнитоуправляемый;
- ПМ - магнитострикционный.

Общий вид уровнемеров представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид уровнемеров поплавковых байпасных УПБ 1015
а) без показывающего устройства; б) с показывающим устройством

Заводской номер уровнемера наносится на информационную табличку, размещенную на корпусе уровнемера, в буквенно-цифровом формате, способом лазерной или ударно-точечной маркировки.

На винт фиксирующий крышку измерительного преобразователя прямоугольной формы, либо фиксирующий металлическую скобу на измерительном преобразователе цилиндрической формы наносят краску или мастику. Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение мест нанесения знака поверки представлены на рисунке 2.

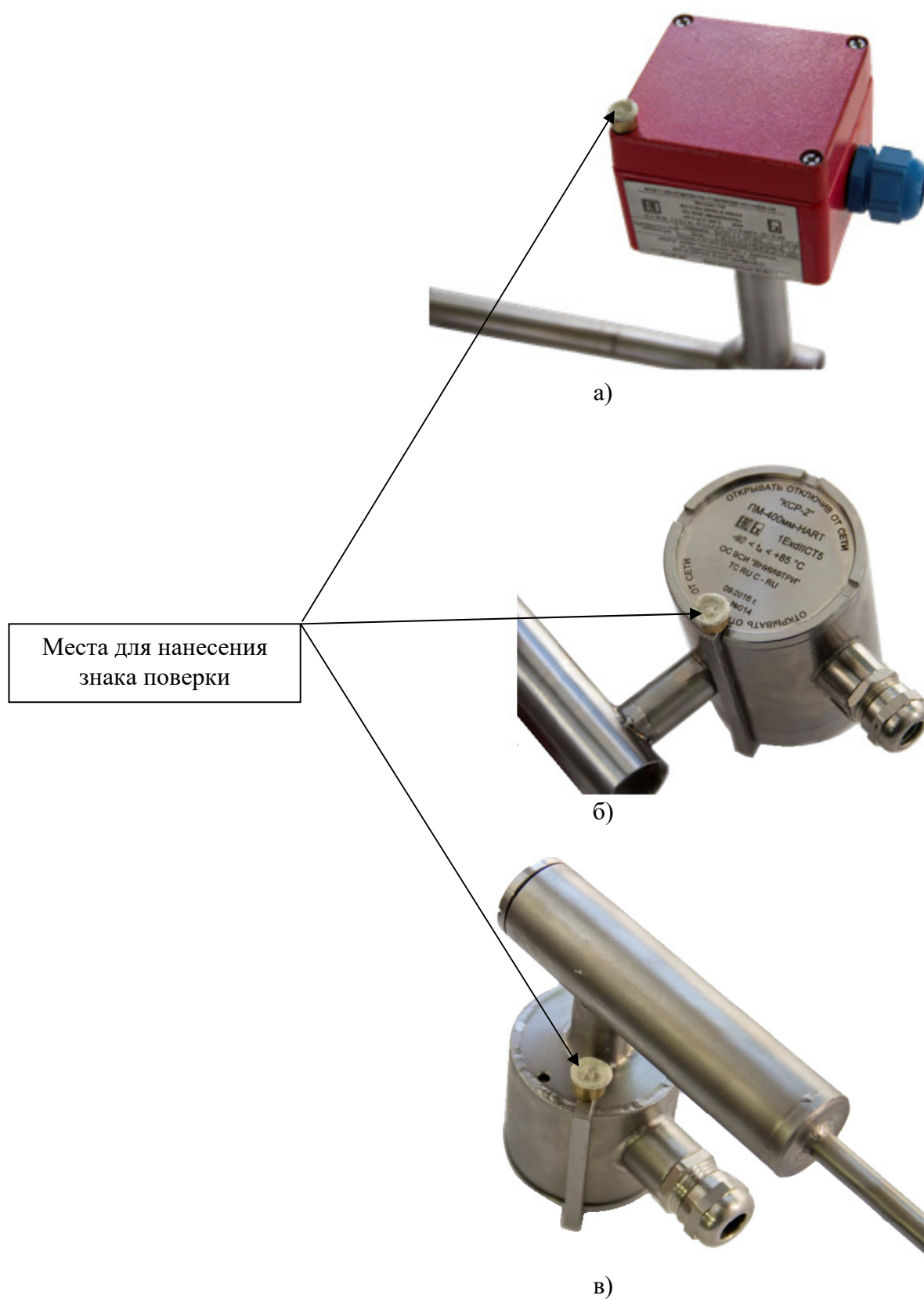


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение мест нанесения знака поверки
а) и б) схемы пломбирования уровнемера без показывающего устройства;
в) схема пломбирования уровнемера с показывающим устройством

Программное обеспечение

Уровнемеры содержат встроенное программное обеспечение (далее – ПО) и энергонезависимую память для хранения данных заводских настроек. Встроенное ПО обеспечивает:

- обработку и передачу измерительной информации от чувствительного элемента к измерительному преобразователю;
- отображение результатов измерений на показывающем устройстве;
- измерение уровня, границы раздела сред;
- формирование выходного аналогового и цифрового сигналов;
- настройку и диагностику аппаратной части уровнемера.

Метрологически значимая часть ПО PLP_1000H (для уровнемеров модификации ПМ с коммуникацией по протоколу HART), PLP_1000U (для уровнемеров модификации ПМ с коммуникацией по протоколу UART) и заводские параметры защищены от несанкционированного доступа с помощью паролей. Программное обеспечение TLH_TLEN (для уровнемеров модификации ПРМ с коммуникацией по протоколу HART) недоступно для изменения.

Уровнемер обеспечивает идентификацию встроенного ПО посредством индикации номера версии и идентификационного наименования ПО на экране подключенного к нему компьютера.

Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	PLP_1000H	PLP_1000U	TLH_TLEN
Идентификационное наименование ПО	PLP_1000H	PLP_1000U	TLH_TLEN
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже v14	не ниже v14	-
Цифровой идентификатор ПО	48270(BC8E)	22604(584C)	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений уровня L, мм*	от 150 до 6000
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений уровня и вариации показаний в зависимости от значения диапазона измерений L выраженного в миллиметрах для модификации уровнемера, мм*: - резистивного магнитоуправляемого ПРМ - магнитострикционного ПМ	$\pm 5; \pm 10; \pm 15$ $\pm [2+L/2000]$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности преобразования значения уровня в стандартный токовый выходной сигнал, выраженной по отношению к диапазону выходного токового сигнала, %	$\pm 0,2$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений границы раздела жидких сред, мм, в зависимости от модификации уровнемера, мм: - резистивного магнитоуправляемого ПРМ - магнитострикционного ПМ	± 50 ± 25
Пределы допускаемой дополнительной погрешности при изменении температуры окружающей среды от нормальных условий измерений на каждые 10 °С: - пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений уровня и границы раздела жидких сред, мм; - пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности преобразования значения уровня в стандартный токовый выходной сигнал, выраженной по отношению к диапазону выходного токового сигнала, %	$\pm 0,2$ $\pm 0,01$

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия измерений - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7

Примечание:

* - в соответствии с заказом

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон температур измеряемой среды, в зависимости от температурного исполнения уровнемера, °C	от -90 до +400
Максимальное давление измеряемой среды, МПа*	40,0
Плотность измеряемой среды, не менее, кг/м ³	350
Тип и разрядность показывающего устройства в зависимости от модификации уровнемера * - резистивного магнитоуправляемого ПРМ - магнитострикционного ПМ	жидкокристаллический** (LCD) 4½ разряда, светодиодный (LED) 4 разряда светодиодный (LED) 5 разрядов
Выходной аналоговый сигнал, мА	от 4 до 20 (токовая петля)
Выходной цифровой сигнал*	HART, Profibus PA/Fieldbus, UART, RS-485 Modbus
Параметры электрического питания, В - напряжение питания постоянного тока для общепромышленного исполнения - напряжение питания постоянного тока для взрывозащищенного исполнения	от 12 до 30 от 10 до 28
Потребляемая мощность, Вт, не более	2
Габаритные размеры, мм, не более* - высота - ширина - длина	500 500 6500
Масса, кг, не более*	250
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, %	от -40 до +85 (от -60 до +85 с обогревом) до 95 при температуре +35 °C
Степень защиты от внешних воздействий*	IP67
Средний срок службы, лет, не менее	12
Маркировка взрывозащиты: - искробезопасная цепь - взрывонепроницаемая оболочка	0ExiaIIBT5 X, 0ExiaIIB«T1...T5» X 1ExdIICT6, 1Exd[ia]IIB«T1...T5»

Примечание:

* - в соответствии с заказом;

** ЖК-дисплей функционирует при температуре от минус 20 до плюс 50 °C.

При минус 20 °C дисплей замерзает, и восстанавливает работоспособность при возвращении температуры в указанные пределы. При температуре ниже минус 20 °C для считывания результата измерений используется токовый выход, либо выходной цифровой сигнал.

Знак утверждения типа

наносится на информационную табличку на корпусе уровнемера методом гравировки и на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Уровнемер поплавковый байпасный	УПБ 1015	1 шт.	В соответствии с заказом
Комплект принадлежностей	КВД-001-06. 00.00.000 ЗИ	1 шт.	Комплект на партию в соответствии с заказом
Паспорт	КВД-001-06. 00.00.000 ПС	1 экз.	
Руководство по эксплуатации	КВД-001-06. 00.00.000 РЭ	1 экз.	Допускается поставлять один экземпляр в один адрес отгрузки
Методика поверки	МП 208-034-2017	1 экз.	

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к уровнемерам поплавковым УПБ 1015

ГОСТ 8.477-82 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений уровня жидкости;

ГОСТ 28725-90 Приборы для измерения уровня жидкостей и сыпучих материалов. Общие технические условия и методы испытаний;

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

ТУ 26.51.52-001-76756232-2022 Уровнемеры поплавковые байпасные УПБ 1015. Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «КСР-2» (ООО «КСР-2»)

ИНН 5838043770

Адрес: 442961, Пензенская обл., г. Заречный, ул. Индустриальная, стр. 112

Телефон/факс: +7 (8412) 655-334

E-mail: ksr2@mail.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

E-mail: office@vniims.ru

Телефон/факс: +7 (495) 437-55-77 / 437-56-66

Web-сайт: <http://www.vniims.ru>

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

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи виброперемещений ИВП

Назначение средства измерений

Преобразователи виброперемещений ИВП (далее - преобразователи) предназначены для измерения амплитудного значения виброперемещения.

Описание средства измерений

Принцип действия преобразователей основан на преобразовании амплитуды колебаний контролируемого объекта в электрический сигнал, пропорциональный амплитудному значению виброперемещения.

Преобразователи конструктивно состоят из заключенного в герметичный корпус пьезорезистивного акселерометра, принцип действия которого основан на изменении электрического сопротивления, которое пропорционально виброускорению, воздействующему на преобразователь, и электронной платы, обеспечивающей двойное интегрирование выходного сигнала акселерометра.

Преобразователи виброперемещений ИВП выпускаются в трех модификациях: ИВП-0,5/200, ИВП-0,8/200 и ИВП-2/400, различающихся между собой диапазонами рабочих частот.

Преобразователи виброперемещений ИВП каждой модификации могут выпускаться со встроенным соединительным кабелем или с коннектором для подключения внешнего соединительного кабеля.

Преобразователи виброперемещений ИВП каждой модификации выпускаются в двух исполнениях, различающихся между собой типом выходного сигнала. Выходной сигнал преобразователя может быть по переменному напряжению или по переменному току. Тип выходного сигнала преобразователя обозначен на боковой стороне корпуса соответствующими обозначениями: «Вольтовый выход» или «Токовый выход».

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на этикетку с производственными данными, расположенную на корпусе преобразователя. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид преобразователей виброперемещений ИВП и место нанесения знака утверждения типа представлены на рисунке 1.

Маркировка типа выходного сигнала преобразователей виброперемещений ИВП представлена на рисунке 2.



С коннектором для подключения внешнего соединительного кабеля

Со встроенным соединительным кабелем

Рисунок 1 – Общий вид преобразователей виброперемещений ИВП и место нанесения знака утверждения типа



Рисунок 2 – Маркировка типа выходного сигнала преобразователей виброперемещений ИВП

Пломбирование преобразователей виброперемещений ИВП не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение ихарактеристики		
	Модификация		
	ИВП-0,5/200	ИВП-0,8/200	ИВП-2/400
Диапазон измерения амплитудного значения виброперемещения, мкм	от 15 до 500		
Диапазоны рабочих частот, Гц	от 0,5 до 200	от 0,8 до 200	от 2 до 400

Продолжение таблицы 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение и характеристики		
	Модификация		
	ИВП-0,5/200	ИВП-0,8/200	ИВП-2/400
Номинальные значения коэффициента преобразования на базовой частоте 45 Гц: - для выхода по напряжению, мВ/мкм - для выхода по току, мкА/мкм	10 16		
Пределы допускаемого отклонения коэффициента преобразования от номинального значения в нормальных условиях измерений, %	±3		
Нелинейность амплитудной характеристики, %, не более	±2		
Диапазоны рабочих частот с неравномерностью амплитудно-частотной характеристики не более ±5 %, Гц	от 0,5 до 150 включ.	от 0,8 до 150 включ.	от 2 до 200 включ.
Диапазоны рабочих частот с неравномерностью амплитудно-частотной характеристики не более ±6 %, Гц	св. 150 до 200		св. 200 до 400
Относительный коэффициент поперечного преобразования, %, не более	5		
Отклонения коэффициента преобразования от номинального значения, вызванные изменением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений в диапазоне рабочих температур, (мВ·мкм ⁻¹)/°C [(мкА·мкм ⁻¹)/°C]	±0,15		

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики		
	Модификация		
	ИВП-0,5/200	ИВП-0,8/200	ИВП-2/400
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока, В: - 4-х проводная схема подключения - 2-х и 3-х проводная схемы подключения	от 12 до 15 от 12 до 24		
Нормальная область значений температуры окружающей среды, °C	от +15 до +25		
Рабочая область значений температуры окружающей среды, °C	от -10 до +80		
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм, не более	27×54×86,5		
Масса, г, не более	130		

Знак утверждения типа

наносится на корпус преобразователя методом наклейки и на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователь виброперемещений	ИВП	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ИВП-001 РЭ	1 экз
Паспорт	ИВП-001 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации ИВП-001 РЭ «Преобразователь виброперемещений ИВП», раздел 1.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2018 г. № 2772 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений виброперемещения, виброскорости, виброускорения и углового ускорения»;

Технические условия ИВП-001.ТУ «Преобразователи виброперемещений ИВП».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИР ЛИИ СПб» (ООО «ИР ЛИИ СПб»)
ИНН 7802638217

Юридический адрес: 194044, г. Санкт-Петербург, Пироговская набережная, 17, к. 5, лит. А, каб. 104

Адрес деятельности: 194044, г. Санкт-Петербург, Пироговская набережная, 17, к. 5, лит. А

Телефон: +7 (812) 603-23-17,

Web-сайт: <http://ivp-sensor.ru/>

E-Mail: irliispb@mail.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +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 «26» декабря 2022 г. № 3278

Регистрационный № 63973-16

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Влагомеры нефти микроволновые МВН-1

Назначение средства измерений

Влагомеры нефти микроволновые МВН-1 (далее - влагомеры) предназначены для непрерывного автоматического измерения объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов в объемных долях в транспортном трубопроводе.

Описание средства измерений

Измерение влагосодержания нефти влагомером основано на поглощении водой СВЧ-энергии.

Влагомер состоит из первичного преобразователя (далее - датчик), электронного блока обработки (далее - блок обработки) и соединительной линии. В датчике, с помощью СВЧ модуля, через диэлектрические окна, осуществляется измерение поглощения СВЧ энергии эмульсией нефть-вода. Уровень поглощения регистрирует контрольный детектор. Опорный детектор служит для компенсации дрейфа мощности облучения. Кроме того, первичный преобразователь влагомера содержит в себе термодатчик контроля температуры корпуса. Сигналы контрольного детектора, опорного детектора и термодатчика обрабатываются в измерительной плате и в виде цифровых импульсов поступают на соединительную линию влагомера.

Блок обработки, через соединительную линию, обеспечивает датчик влагомера искробезопасным электрическим питанием, принимает цифровой код температуры корпуса датчика и цифровой код, пропорциональный влагосодержанию протекающей через датчик эмульсии. В блоке обработки методом кусочно-линейной аппроксимации цифровому коду присваивается величина влагосодержания, вносится температурная коррекция и результат индицируется в цифровом виде на индикаторе вместе с температурой корпуса датчика. Результат обработки так же может быть получен на интерфейсе блока в виде стандартного токового сигнала (4-20) мА, RS485 или HART. Блок обработки может индицировать и выдавать на интерфейс результат как влагосодержания по объему, так и влагосодержания по массе. Для пересчета объемного влагосодержания в массовое, блок обработки может принимать токовый сигнал (4-20) мА от плотномера или плотность нефти может быть введена с клавиатуры блока. Электронный блок обработки также осуществляет ряд сервисных и контрольных функций по настройке и диагностике как самого блока, так и датчика влагомера.

Влагомеры МВН-1 выпускаются в модификациях и исполнениях, отличающихся диапазоном измерений и конструкцией первичного преобразователя:

- отрезок трубопровода с двумя присоединительными фланцами и двумя оболочками на теле трубы (основное исполнение);
- фланец с одной оболочкой на теле, зажимаемый при монтаже между присоединительными фланцами (исполнение -01).

Маркировка влагомеров, содержащая информацию о заводском номере влагомера и знак утверждения типа, наносится на корпус первичного преобразователя и корпус электронного блока обработки влагомера (рисунки 1, 2 и 4). Нанесение знака поверки на влагомеры не предусмотрено. Пломбирование влагомеров от несанкционированного доступа к местам настройки и от вмешательства в процессе измерений производится в местах, представленных на рисунке 3.

Первичный измерительный преобразователь влагомера имеет маркировку взрывозащиты «IExibIIAT3 X» и предназначен для установки во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок согласно гл. 7.3. ПУЭ и другими директивными документами, регламентирующими применение электрооборудования во взрывоопасных зонах.



Рисунок 1 – Первичный преобразователь влагомера MBH-1 с указанием места нанесения знака утверждения типа.

Основное исполнение (слева) и исполнение -01 (справа)



Рисунок 2 – Блок обработки влагомера MBH-1 с указанием мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера

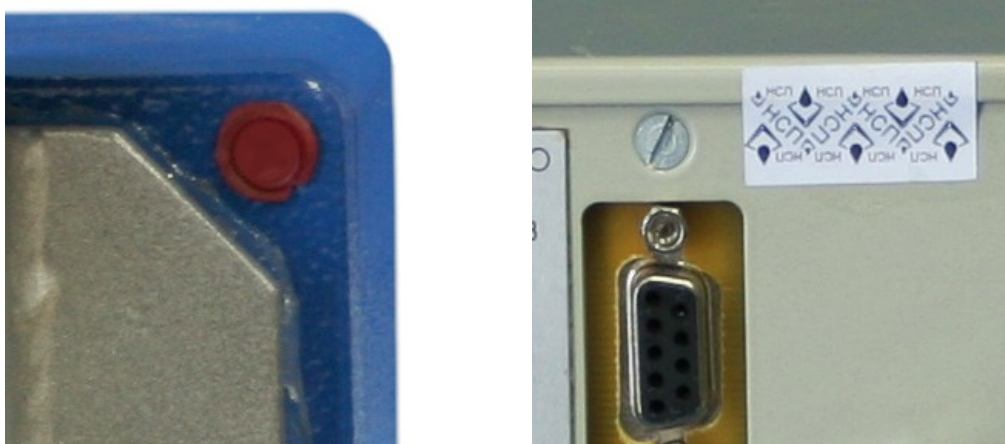


Рисунок 3 – Места пломбировка влагомера MBH-1



Рисунок 4 – Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа на первичный преобразователь

Уровень защиты датчика от поражения человека электрическим током соответствует классу III по ГОСТ 12.2.007.0-75. Датчик от проникновения пыли, влаги и внешних предметов имеет степень защиты IP54 по ГОСТ 14254-2015.

Блок обработки влагомера с входными искробезопасными цепями уровня «ib» имеет маркировку взрывозащиты «[Ex ib]IIA» и предназначен для установки вне взрывоопасных зон. Уровень защиты блока обработки от поражения человека электрическим током соответствует классу 0I по ГОСТ 12.2.007.0-75. Блок обработки от проникновения пыли, влаги и внешних предметов имеет степень защиты IP20 по ГОСТ 14254-2015.

Параметры анализируемой среды:

- линейная скорость потока через датчик, м/с	от 0,5 до 3,5
- диапазон температур, °C	от 0 до плюс 80
- остаточное содержание газа, %, не более	2
- содержание серы, массовая доля, %, не более	5
- давление в трубопроводе, МПа, не более	6,4

Программное обеспечение

является встроенным.

Идентификационные данные встроенного программного обеспечения влагомера МВН-1 указаны в таблице 1.

Таблица 1. Идентификационные данные программного обеспечения.

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Mvn15
Номер версии (идентификационный номер ПО)	003
Цифровой идентификатор ПО	0xC8CF
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16

Встроенное программное обеспечение защищено от несанкционированного изменения пломбировочной наклейкой на корпусе прибора, не позволяющей без ее нарушения, получить доступ к программирующему разъёму.

Программное обеспечение исключает возможность модификации или удаление данных через интерфейсы пользователя.

Доступ к калибровочным коэффициентам защищен посредством пароля.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – высокий в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Модификация и исполнение влагомера МВН	1.1 (1.1-01)	1.2 (1.2-01)	1.3 (1.3-01)
Диапазон измерений влагосодержания, объемная доля воды, %	от 0,01 до 3	от 0,01 до 6	от 0,01 до 10
Пределы допускаемой абсолютной погрешности, объемная доля воды, %	±0,05*	±0,06*	±0,10*

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Обработка результатов измерений	автоматическая
Представление результатов измерений	в цифровом виде
Выходные и входные сигналы: - с первичного преобразователя в блок обработки импульсы тока, мА - с блока обработки унифицированный сигнал постоянного тока, мА - с блока обработки унифицированный цифровой сигнал - в блок обработки от плотномера унифицированный сигнал постоянного тока, мА	от 0 до 20 от 4 до 20 RS485 HART (по спец. Заказу) от 4 до 20
Максимальная длина соединительной линии от датчика до блока обработки, для кабеля 1,5 мм ² , м	500**
Режим работы влагомера	непрерывный
Время установления рабочего режима, мин, не более	40

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч	10000
Назначенный срок службы, лет	6
Потребляемая мощность, Вт, не более	15
Масса, кг, не более - первичный преобразователь - блок обработки	12 (11 для исполнения -01) 2,2
Габаритные размеры, мм, не более - первичный преобразователь длина ширина высота - блок обработки длина ширина высота	200 (215***) 175 230 (100***) 310 200 75
Рабочие условия применения: - диапазон температур окружающего воздуха, °С - максимальное значение относительной влажности при 35 °С, % - напряжение сети переменного тока, В - вибрация, удары	от плюс 5 до плюс 50 80 от 187 до 242 отсутствуют
* Плюс погрешность дискретизации ± единица младшего разряда индикатора. ** Длина кабеля может быть увеличена при сопротивлении каждого провода не более 5,6 Ом и соблюдения требований к соединительному кабелю. *** Для исполнения -01	

Знак утверждения типа

наносится в верхней левой части лицевой панели блока обработки и на первом листе руководства по эксплуатации, посередине и выше на 40 мм наименования «Влагомер нефти микроволновый МВН-1».

Комплектность средства измерений

Комплект поставки влагомеров соответствует таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Преобразователь первичный	МВН-1.01.00.000	1	или МВН-1.01.00.000-01
Блок обработки	МВН-1.02.00.000	1	
Разъем интерфейса	DRB – 15F	1	RS-485, HART, 4-20 мА, вход плотномера
Руководство по эксплуатации	МВН-1.00.00.000 РЭ	1	
Кабель соединительный	МВН-1.00.00.000К1	1	С разъемами, датчик-блок обработки, 2 м

Сведения о методиках (методах) измерений

Сведения о методиках (методах) измерений приведены в руководстве по эксплуатации на влагомеры нефти микроволновые МВН-1.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Влагомер нефти микроволновый. Технические условия ТУ 4318-003-43717286-2003.

Изготовитель

Акционерное общество Научно-производственное предприятие
«Нефтесервисприбор» (АО НПП «Нефтесервисприбор»)
ИНН 6450941930

Адрес: Россия, 410038, г.Саратов, 2-й Соколовогорский проезд, д.2

Телефон: +7 (8452) 751599, факс +7 (8452) 751866

Web-сайт: nsp-sar.ru

E-mail: gva@nsp-sar.ru

Испытательный центр

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

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

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

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

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

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

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры ультразвуковые ВЛТ-1

Назначение средства измерений

Расходомеры ультразвуковые ВЛТ-1 (далее - расходомеры) предназначены для измерений объёмного расхода и объёма жидкости или газа в напорных трубопроводах.

Описание средства измерений

Принцип действия расходомеров основан на измерении времени прохождения ультразвуковых импульсов в движущейся жидкости или газе по направлению движения потока и против него. Разность этих значений пропорциональна средней скорости движения жидкости или газа.

Расходомер состоит из следующих основных частей:

- одной или двух пар электроакустических преобразователей ультразвукового сигнала (ПЭА);
- вычислителя расхода с графическим дисплеем.

Расходомер использует времяимпульсный метод измерений, при котором два ПЭА попеременно работают в качестве передатчика и приёмника и используются для зондирования ультразвуковыми сигналами (УЗС) потока жидкости или газа, проходящего через измерительный участок трубопровода. Вычислитель расхода измеряет разность значений времени распространения УЗС по направлению потока среды в трубопроводе и против него. На основе измеренного значения вычислитель расхода вычисляет среднюю скорость потока. По значению средней скорости и площади внутреннего сечения трубопровода вычислитель расхода вычисляет расход и объём измеряемой среды.

Кроме измерений объёмного расхода и объёма жидкости и газа вычислитель расхода формирует команды управления сбором и обработкой полученной информации, отображает результаты измерений, вычислений и диагностическую информацию на встроенном графическом дисплее, архивирует и хранит результаты измерений и вычислений. Вычислитель расхода передаёт результаты измерений и вычислений в информационные системы, средства обработки информации и системы АСУ ТП в виде цифрового (RS-485) или частотно-импульсного выходного сигнала.

С целью повышения точности измерений либо для измерения объёмного расхода и объёма продукта в двух трубопроводах одновременно предусмотрена возможность применения двух пар ПЭА (двухканальный вариант работы расходомера).

Для монтажа ПЭА на трубопроводе используются специализированные защитные кожухи с метрическими монтажными рейками для контроля взаимного расположения датчиков.

Расходомеры выпускаются двух моделей: ВЛТ-1-L и ВЛТ-1-G, отличающихся модификацией вычислителя расхода и назначением:

- расходомеры ВЛТ-1-G предназначены для измерений расхода и количества газа;
- расходомеры ВЛТ-1-L предназначены для измерений расхода и количества жидкости.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства в работу расходомера на вычислителе расхода предусмотрены места для установки пломб. ПЭА являются неразборными и не пломбируются.

Общий вид расходомера и его составных частей с указанием мест пломбировки от несанкционированного доступа приведён на рисунках 1 - 3. Заводской номер и знак утверждения типа наносятся на маркировочную табличку ПЭА и вычислителя.



Рисунок 1 – Общий вид ПЭА ВЛТ-1



Рисунок 2 – Общий вид вычислителя расхода ВЛТ-1 с указанием места пломбировки

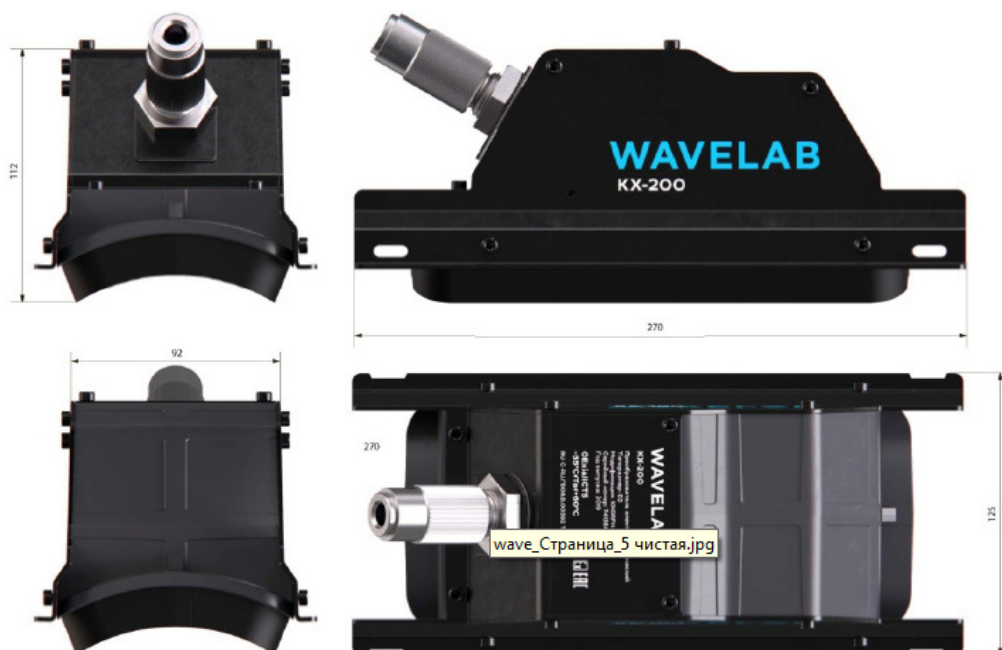


Рисунок 3 – Общий вид ПЭА ВЛТ-1 в сборе с защитным кожухом

Программное обеспечение

Расходомеры имеют встроенное ПО, которое выполняет обработку результатов измерений, их хранение и передачу на внешние устройства.

Идентификационные данные приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значения
Идентификационное наименование ПО	ВЛТ-1
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже V01.02
Цифровой идентификатор метрологической значимой части	отсутствует

Конструкция расходомера исключает возможность несанкционированного доступа к ПО и влияния на ПО и измерительную информацию.

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

Нормирование метрологических характеристик проведено с учетом того, что ПО является неотъемлемой частью расходомеров.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Метрологические характеристики			
	ВЛТ-1-L		ВЛТ-1-G	
	с одной парой ПЭА	с двумя парами ПЭА	с одной парой ПЭА	с двумя парами ПЭА
Диаметр измерительного трубопровода Ду, мм	от 50 до 3800		от 50 до 1600	
Диапазон измерений расхода ¹⁾ , м³/ч	от 2 до 1·10 ⁶		от 2 до 3·10 ⁵	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объёмного расхода и объёма ²⁾ , %				
а) при поверке с применением поверочных	±0,75	±0,50	±1,5	±1,0
б) при поверке с применением имитационных методов	±1,0	±0,75	±2,0	±1,5
Примечания:				
¹⁾ Определяется диаметром измерительного трубопровода.				
²⁾ При длине прямолинейных участков трубопровода не менее 15 Ду до расходомера и не менее 5 Ду после.				

Таблица 3 - Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для моделей расходомеров	
	ВЛТ-1-L	ВЛТ-1-G
Параметры электрического питания: - напряжение питания переменным током, В - напряжение питания постоянным током, В - частота напряжения переменного тока, Гц	от 187 до 242 от 9 до 36 от 49 до 51	
Потребляемая мощность, Вт, не более	12	
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм, не более: - ПЭА в сборе с защитным кожухом - вычислителя расхода	270 × 125 × 100 330 × 200 × 95	
Масса, кг, не более: - ПЭА в сборе с защитным кожухом - вычислителя расхода	1,6 1,8	
Условия эксплуатации: - рабочая среда - диапазон температуры рабочей среды, °С - диапазон температуры окружающего воздуха, °С а) для ПЭА б) для вычислителя расхода - относительная влажность окружающего воздуха, %, не более - скорость потока рабочей среды, м/с - толщина стенки трубопровода, мм	жидкости и газы от -55 до +120 от -60 до +60 от -25 до +60 98	
	от 0,3 до 25	от 0,3 до 40
	от 3 до 40	
Входные и выходные каналы	- для подключения ПЭА (4 шт.); - частотно-импульсные выходные (1 шт.); - технологические: аналоговые (4 - 20 мА) входные (2 шт.), для подключения термопреобразователей сопротивления по четырехпроводной схеме (2 шт.)	
Коммуникационные порты	RS-485	
Протокол передачи данных	Modbus	
Средний срок службы, лет	12	
Средняя наработка на отказ, ч	100000	
Маркировка взрывозащиты: - ПЭА - вычислителя расхода	0Ex ia IIC T5 Ga [Ex ia Ga] IIC	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации расходомера типографским способом, а также на таблички, прикрепленные к ПЭА и вычислителю расхода, фотохимическим или ударным методом, или в виде голографической наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Вычислитель расхода ВЛТ-1	-	1 шт.
Электроакустические преобразователи ультразвукового сигнала	-	1 или 2 пары
Комплект для монтажа ПЭА	-	по числу комплектов ПЭА
Комплект соединительных кабелей	-	1 комплект
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 1.3 руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические 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 объёма жидкости в потоке, объёма жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объёмного расходов жидкости»;

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

ТУ 26.51.52-001-16102671-2019 Расходомер ультразвуковой ВЛТ-1. Технические условия с Изменением №1 от 01.07.2022.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Вэйвлаб.Тех» (ООО «Вэйвлаб.Тех»)
ИНН 7731373385

Адрес: 121205, г. Москва, территория Сколково Инновационного Центра, Большой бульвар, д. №42, строение 1, этаж 1, помещение 336, рабочее место 20

Тел.: +7 (499) 689-53-35

E-mail: info@wavelab.tech

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Вэйвлаб.Тех» (ООО «Вэйвлаб.Тех»)
ИНН 7731373385

Адрес: 121205, г. Москва, территория Сколково Инновационного Центра, Большой бульвар, д. №42, строение 1, этаж 1, помещение 336, рабочее место 20

Тел.: +7 (499) 689-53-35

E-mail: info@wavelab.tech

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, 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.

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Нефтегазметрология» (ООО «НГМ»)

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

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

Web-сайт: www.oilgm.ru;

E-mail: info@oilgm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312851.