

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2022 г. № 3151

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

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистрационный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Добавляемый изготовитель	Дата утверждения акта испытаний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1.	Установки измерительные	«ОЗНА-МАССОМЕР»	«ОЗНА-МАССОМЕР»-400-08-УХЛ1 зав. №6878/1	34745-12	-	7	8	9	10	11	12	13
						-	МП 13 12-9-2021	-	-	03.11.2022	Акционерное общество «ОЗНА - Измерительные системы» (АО «ОЗНА - Измерительные системы»), г. Октябрьский, Республика Башкортостан	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Казань
2.	Датчики давления	МИДА-15	№№ 22102214, 22205971, 22309982, 21422550, 22312359, 22312360	50730-17	-	-	МДВГ.406233.0 90 РЭ раздел 4	МП 202-11-2022	-	22.11.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Микроэлектронные датчики и устройства» (ООО МИДАУС), г. Ульяновск	ФГБУ «ВНИИИМС», г. Москва

3.	Анализаторы автоматические биохимические	BioChem FC-120	312115010	66945-17	-	-	МП 66945-17	МП 244-0014-2021	-	05.09.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Бизнес Технологии» (ООО «Бизнес Технологии»), г. Москва	ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Санкт-Петербург
4.	Система измерений количества и показателей качества нефтепродукта СИКН № 1250 на отводе «КМНПП - а/п «Домодедово»	-	1250	68334-17	-	МП 0566-14-2017	-	МП 2004/2-311229-2022	-	22.04.2022	Акционерное общество «Транснефть - Метрология» (АО «Транснефть - Метрология»), г. Москва	ООО ЦМ «СТП», г. Казань
5.	Системы измерений количества нефти и газа	«ОЗНА-ИС2»	7134	73397-18	-	-	МП 1354-9-2021	-	-	01.11.2022	Акционерное общество «ОЗНА - Измерительные системы» (АО «ОЗНА - Измерительные системы»), г. Октябрьский, Республика Башкортостан	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Казань
6.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии МУП «Горэлектросеть» г. Невинномысск	-	037	75487-19	-	МП 454-2019	-	МП 590-2022	-	04.10.2022 г.	Общество с ограниченной ответственностью «Донская ЭнергоСтроительная Компания» (ООО «ДЭСК»), г. Ростов-на-Дону	ФБУ «Пензенский ЦСМ», г. Пенза

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы автоматические биохимические BioChem FC-120

Назначение средства измерений

Анализаторы автоматические биохимические BioChem FC-120 (далее - анализаторы) предназначены для измерений содержания глюкозы, мочевины, холестерина в биологических жидкостях.

Описание средства измерений

Принцип работы анализаторов основан на колориметрическом методе измерения определяемых биохимических компонентов. Анализаторы выполняют измерения оптической плотности проб после инкубации диагностических реагентов с образцами биологических жидкостей с последующим пересчетом в молярную (массовую) концентрацию определяемого компонента.

Анализаторы представляют собой стационарные настольные приборы, конструктивно состоящие из блока анализа, блока управления (компьютер) и блока вывода результатов (принтер). Блок анализа состоит из: диска проб/реагентов, системы дозирования проб/реагентов, реакционного диска (ротора), гидравлической системы, фотометрической системы. Фотометрическая система, расположенная внутри блока анализа, измеряет поглощающую способность реакционной смеси в кювете и состоит из источника света (галогеновая лампа), решеток, фотодиодной матрицы, интерференционных фильтров и других деталей. Блок управления представляет собой компьютер с программным обеспечением, установленным для управления анализатором, обработки и вывода результатов измерений, а также ввода, хранения и запроса данных. Блок вывода предназначен для распечатки результатов тестов и других данных (принтер).

Результаты измерений представляются в единицах молярной (массовой) концентрации аналитов в ммоль/дм³ (ммоль/л) (мг/дм³ (мг/л)).

Общий вид анализаторов приведен на рисунке 1.

На корпус приборов нанесение знака поверки не допускается.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа и место нанесения заводских номеров на рисунке 2. Заводской номер имеет буквенно-цифровой формат и нанесен на заднюю часть прибора (на заводской этикетке) типографским методом, обеспечивающим его прочтение и сохранность в процессе эксплуатации.



Рисунок 1 - Общий вид анализаторов автоматических биохимических BioChem FC-120

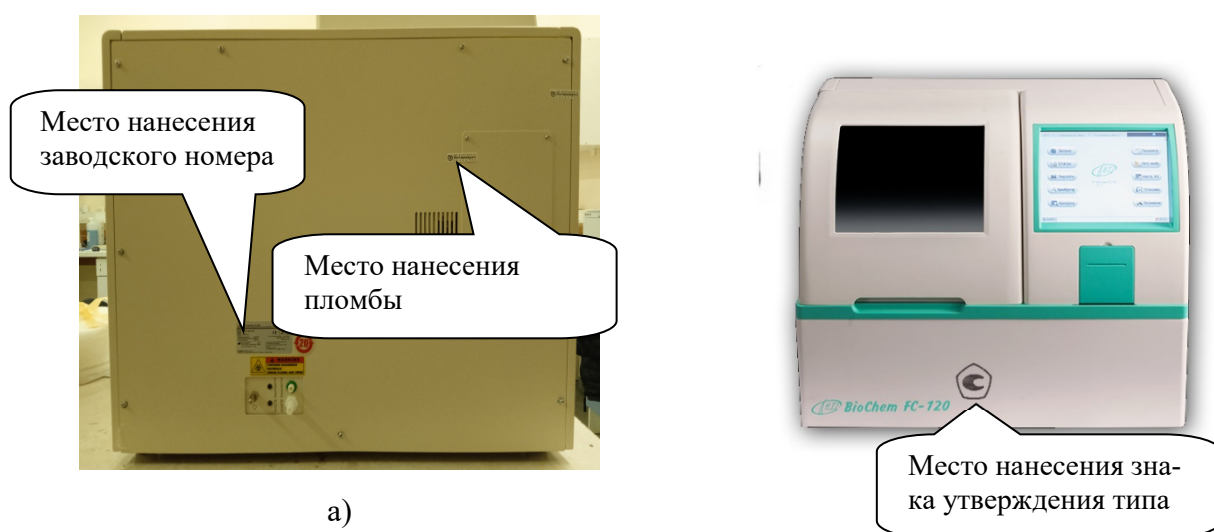


Рисунок 2 – Место, способ и формат нанесения заводских номеров или буквенно-цифровых обозначений, однозначно идентифицирующих каждый экземпляр средств измерений, а также места пломбировки (а) и знака утверждения типа (б)

Программное обеспечение

Анализаторы имеют встроенное программное обеспечение.

Основными функциями ПО анализаторов являются управление работой анализаторов, обработка и вывод результатов измерений, изменение настроечных параметров анализатора, просмотр памяти данных, передача данных, хранение результатов измерений.

Структура программного обеспечения представляет древовидную форму и состоит из разделов, прописанных в соответствующих главах руководства по эксплуатации на анализаторы.

Версия ПО доступна после включения и завершения функции самопроверки анализаторов.

Защита ПО от преднамеренных и непреднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

При нормировании метрологических характеристик учтено влияние программного обеспечения.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в Таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	HTI BioChem FC-120
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	v1.0
Цифровой идентификатор ПО*	9D801842173484FD3740004834D0414D0
Алгоритм вычисления контрольной суммы	md5
*Контрольная сумма указана для приведенной версии ПО	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение*
Диапазон измерений молярной (массовой) концентрации мочевины, ммоль/дм ³ (мг/дм ³)	от 0,5 до 50,0 (от 30 до 3000)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений молярной (массовой) концентрации мочевины, %	±15
Диапазон измерений молярной (массовой) концентрации глюкозы, ммоль/дм ³ (мг/дм ³)	от 0,5 до 20,0 (от 90,1 до 3600)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений молярной (массовой) концентрации глюкозы, %	±15
Диапазон измерений молярной (массовой) концентрации холестерина, ммоль/дм ³ (мг/дм ³)	от 0,5 до 19,0 (от 193 до 7345)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений молярной (массовой) концентрации холестерина, %	±15
*- для определяемых аналитов без предварительного разведения образцов	

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество одновременно производимых исследований, тестов/час, не более:	100
Напряжение питания сети переменного тока с частотой (50 / 60) Гц, В	от 100 до 240
Потребляемая мощность от сети, В·А, не более:	350
Габаритные размеры: глубина × высота × длина, мм, не более:	480×510×640
Масса, кг, не более:	45
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, не более, % - диапазон атмосферного давления, кПа.	от + 10 до + 30 85 от 86 до 106
Средний срок службы, лет	5
Наработка до отказа, ч, не менее	10 000

Знак утверждения типа наносится

на корпус анализаторов в виде клеевой этикетки и на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор автоматический биохимический BioChem FC-120		1 шт.
Комплект принадлежностей*	-	1 комплект
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
* - каждый анализатор комплектуется принадлежностями согласно требованию заказчика и перечня, указанного в Руководстве по эксплуатации.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе п. 1.1. «Анализаторы автоматические биохимические BioChem FC-120».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Анализатор автоматический биохимический BioChem FC-120. Стандарт предприятия;
Государственная поверочная схема для средств измерений содержания органических и элементарно-органических компонентов в жидких и твердых веществах и материалах, утвержденная приказом Росстандарта от 10 июня 2021 г. № 988.

Изготовитель

Фирма High Technology, Inc., США
Адрес: 20 Alice Agnew Dr. North Attleboro, MA 02763
Тел.: (508) 660-22-21 доб. 208; факс (508) 660-22-24
Web-сайт: www.htmed.com
E-mail: st@htmed.com

Испытательный центр

ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Московской области»
(ФБУ «ЦСМ Московской области»)
Адрес: 141570, Московская обл., Солнечногорский р-н, пгт. Менделеево
Тел.: (495)994-22-10, факс (495)994-22-11
E-mail: info@mencsm.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.11AC23.

В части вносимых изменений

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»
(ФГУП «ВНИИМ им Д.И.Менделеева»)
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., д. 19
Телефон/факс: +7 (812) 251-76-01 / +7(812) 713-01-14
Web-сайт: www.vniim.ru
E-mail: info@vniim.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311541.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2022 г. № 3151

Регистрационный № 68334-17

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефтепродукта СИКН № 1250 на отводе «КМНПП - а/п «Домодедово»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефтепродукта СИКН № 1250 на отводе «КМНПП - а/п «Домодедово» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы нефтепродукта.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефтепродукта с помощью преобразователей расхода жидкости турбинных. Выходные электрические сигналы преобразователей расхода жидкости турбинных, преобразователей температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы измерительного контроллера, который преобразует их и вычисляет массу нефтепродукта по реализованному в нем алгоритму.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефтепродукта, узла подключения передвижной поверочной установки, системы сбора, обработки информации и управления и системы дренажа нефтепродукта. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКН и ее компоненты.

СИКН состоит из одной рабочей и одной контрольно-резервной измерительных линий (далее – ИЛ).

В составе СИКН дополнительно сформированы измерительные каналы (далее – ИК) объемного расхода.

В состав СИКН входят следующие средства измерений:

- счетчики жидкости турбинные с Ду от 3/4" до 24" с блоками GeoFlo, GeoProv, Accuload II серии G, GR, GL, Sentry (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 12750-91), серия Sentry (далее – ТПР);

- датчики температуры TMT142R, TMT142C, TMT162R, TMT162C (регистрационный номер 63821-16), модель TMT142R;

- преобразователи давления измерительные АИР-20/М2 (регистрационный номер 63044-16), модификация АИР-20/М2-Н;

- преобразователи плотности жидкости измерительные моделей 7835, 7845, 7847 (регистрационный номер 52638-13), модель 7835;

– расходомеры-счётчики ультразвуковые OPTISONIC 3400 (регистрационный номер 57762-14), исполнение OPTISONIC 3400 С.

Установки поверочные СР, СР-М (регистрационный номер 27778-15), установка поверочная СР-М, применяется при определении и контроле метрологических характеристик ИК объемного расхода.

В систему сбора, обработки информации и управления СИКН входят:

– контроллеры измерительные FloBoss S600+ (регистрационный номер 57563-14) (далее – ИВК);

– автоматизированные рабочие места (далее – АРМ) оператора СИКН с прикладным программным обеспечением «ОЗНА-Flow».

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

– автоматическое измерение объема, объемного расхода нефтепродукта косвенным методом динамических измерений в диапазоне расхода, температуры, давления, плотности за установленные интервалы времени;

– автоматическое вычисление массы нефтепродукта;

– автоматическое измерение плотности нефтепродукта;

– измерение давления и температуры нефтепродукта автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефтепродукта соответственно;

– проведение контроля метрологических характеристик и определение метрологических характеристик ИК объемного расхода;

– автоматический и ручной отбор проб нефтепродукта согласно ГОСТ 2517-2012;

– автоматический контроль параметров нефтепродукта, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;

– защиту информации от несанкционированного доступа установкой логина и паролей разного уровня доступа.

Конструкцией СИКН место нанесения заводского номера не предусмотрено. Идентификация СИКН возможна по заводскому номеру, указанному в эксплуатационной документации, обеспечивающей его сохранность в течение всего срока эксплуатации.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат измерений, конструкцией ТПР предусмотрены места установки пломб (фланцы), несущих на себе знак поверки (оттиск клейма поверителя), который наносится методом давления на свинцовые (пластмассовые) пломбы.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа с местами установки пломб представлена на рисунке 1.

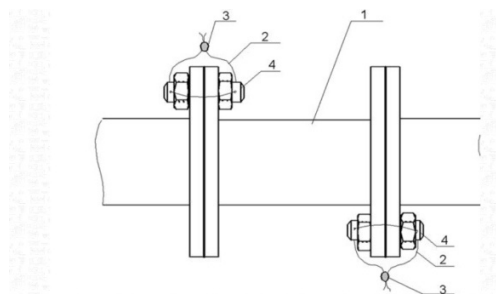


Рисунок 1 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа с местами установки пломб
1 – ПР; 2 – контрольные проволоки; 3 – пломбы; 4 – шпильки

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКН обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО СИКН реализовано в ИВК и компьютере АРМ оператора СИКН с ПО «ОЗНА-Flow».

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

Идентификация ПО СИКН осуществляется путем отображения на мониторе ИВК и АРМ оператора СИКН структуры идентификационных данных. Идентификационные данные ПО СИКН указаны в таблице 1.

ПО СИКН защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем ввода логина и пароля, ведения журнала событий, доступного только для чтения. Доступ к ПО СИКН для пользователя закрыт.

При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО СИКН обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записываются в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	ПО АРМ оператора	ПО ИВК (основной)	ПО ИВК (резервный)
Идентификационное наименование ПО	ОЗНА-Flow	LinuxBinary.app	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.1	06.21/21	06.21/21
Цифровой идентификатор ПО	64C56178	6051	6051
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC16	CRC16

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода измеряемой среды*, м³/ч	от 227,8 до 480,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродукта, %	±0,25
* Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики ИК объемного расхода

Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений по каждому ИК*, м³/ч	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК, %
	Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1 (рабочая ИЛ)	Счетчик жидкости турбинный с Ду от 3/4" до 24" с блоками GeoFlo, GeoProv, Accuload II серии G, GR, GL, Sentry, серия Sentry	контроллер измерительный FloBoss S600+	от 227,8 до 480,0	±0,15
1 (контрольно-резервная ИЛ)	Счетчик жидкости турбинный с Ду от 3/4" до 24" с блоками GeoFlo, GeoProv, Accuload II серии G, GR, GL, Sentry, серия Sentry	контроллер измерительный FloBoss S600+	от 227,8 до 480,0	±0,10
* Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при определении метрологических характеристик соответствующего ИК объемного расхода и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.				

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	топливо для реактивных двигателей по ГОСТ 10227–86
Температура измеряемой среды, °С	от -5 до +40
Давление измеряемой среды, МПа	от 0,35 до 2,50
Плотность измеряемой среды при температуре +20 °С, кг/м³, не менее	775
Вязкость кинематическая измеряемой среды, мм²/с (сСт), при температуре +20 °С, не менее	1,25
Вязкость кинематическая измеряемой среды, мм²/с (сСт), при температуре -20 °С, не более	8,0
Режим управления: – запорной арматурой – регуляторами расхода	автоматизированный и ручной автоматизированный
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380 ⁺³⁸ ₋₅₇ (трехфазное) 220 ⁺²² ₋₃₃ (однофазное) 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование СИ, °С, не менее – относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование СИКН, % – относительная влажность окружающего воздуха, % – атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 +15 от 30 до 80 от 55,0 до 98,0 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа наносится
на титульный лист инструкции по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефтепродукта СИКН № 1250 на отводе «КМНПП - а/п «Домодедово», заводской № 1250	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Инструкции «Масса нефтепродуктов. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 1250 на отводе «КМНПП – а/п «Домодедово», регистрационный номер ФР.1.31.2022.42546.

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

Великолукский завод «Транснефтемаш» - филиал Акционерного общества «Транснефть - Верхняя Волга»

(АО «Транснефть - Верхняя Волга»)

ИНН 6317024749

Адрес: 182115, Российская Федерация, Псковская область, г. Великие Луки, ул. Гоголя, д. 2

Тел.: (81153) 9-26-67, факс: (81153) 9-26-67

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии»

(ФГУП «ВНИИР»)

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

Тел.: (843) 272-70-62, факс: (843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

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

В части вносимых изменений

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

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

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

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2022 г. № 3151

Регистрационный № 75487-19

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии МУП «Горэлектросеть» г. Невинномысск

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии МУП «Горэлектросеть» г. Невинномысск (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер баз данных, устройство синхронизации системного времени типа УССВ-2 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (ФИФ) (рег. №) 54074-13), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и мощности и автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированной информации в форме отображения, печатной форме, форме электронного документа (файла);
- ведение журналов событий измерительно-информационных комплексов (ИИК), ИВК;
- контроль достоверности измерений на основе анализа пропуска данных и анализ журнала событий ИИК;
- передача участникам оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ) результатов измерений (1 раз в сутки);
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны участников ОРЭМ (1 раз в сутки);
- организация доступа к технической и служебной информации (1 раз в 30 мин);

- синхронизация времени в автоматическом режиме компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале времени с погрешностью не более ± 5 с;
- формирование защищенного от несанкционированных изменений архива результатов измерений, с указанием времени проведения измерений и времени поступления данных в электронный архив, формирование архива технической и служебной информации;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на выходы Счетчика, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электрической энергии за интервал времени 30 мин.

Результаты измерений активной и реактивной электрической энергии, а также журналы событий со Счетчиков (ИИК) передаются на сервер баз данных (ИБК), с помощью которого производится накопление и хранение результатов измерений по объектам. Сервер баз данных также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям ОРЭМ за электронно-цифровой подписью в формате XML-макетов осуществляется ИБК по каналу связи Internet через интернет-провайдера.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от Счетчиков в ИБК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИБК входит УССВ-2, которое обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера от источника точного времени, который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU). Синхронизация часов сервера выполняется при расхождении с источником точного времени более чем ± 2 с, с интервалом проверки текущего времени не более 30 мин.

В процессе сбора информации со Счетчиков, с периодичностью 1 раз в 30 мин, сервер также автоматически выполняет проверку текущего времени и в случае расхождения более чем ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию времени в Счетчиках.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью не хуже ± 5 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено, знак поверки наносится на свидетельство о поверке. Заводской номер 037 АИИС КУЭ, заводские номера средств измерений уровней ИИК и ИБК, идентификационные обозначения элементов уровня ИБК указаны в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение ПО «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР», установленного в ИБК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР SE
Номер версии (идентификационный номер ПО)	12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 2-4.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4, 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УССВ
1	ПС Ново-Невинномысская 110/10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Ф-109	ТЛК-10 КТТ=300/5 КТ=0,5 рег. № 9143-06	НАМИТ-10-2 УХЛ2 КТН=10000/100 КТ=0,5 рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-12	УССВ-2 рег. № 54074-13
2	ПС Ново-Невинномысская 110/10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, Ф-105	ТПЛ-10 КТТ=150/5 КТ=0,5 рег. № 1276-59	НАМИТ-10-2 УХЛ2 КТН=10000/100 КТ=0,5 рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
3	ПС Ново-Невинномысская 110/10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, Ф-103	ТПЛ-10 КТТ=300/5 КТ=0,5 рег. № 1276-59 ТПЛМ-10 КТТ=300/5 КТ=0,5 рег. № 2363-68	НАМИТ-10-2 УХЛ2 КТН=10000/100 КТ=0,5 рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электри- ческой энергии	УССВ
4	ПС Ново- Невинномысская 110/10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Ф-107	ТЛК-СТ-10 КТТ=300/5 КТ=0,5 рег. № 58720-14	НАМИТ-10-2 УХЛ2 КТН=10000/100 КТ=0,5 рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-12	УССВ-2 рег. № 54074-13
5	ПС Ново- Невинномысская 110/10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Ф-116	ТПЛМ-10 КТТ=100/5 КТ=0,5 рег. № 2363-68	НАМИТ-10-2 УХЛ2 КТН=10000/100 КТ=0,5 рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
6	ПС Ново- Невинномысская 110/10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, Ф-106	ТПОЛ-10 КТТ=600/5 КТ=0,5 рег. № 1261-59	НАМИТ-10-2 УХЛ2 КТН=10000/100 КТ=0,5 рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
7	ПС Ново- Невинномысская 110/10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Ф-108	ТПОЛ-10 КТТ=600/5 КТ=0,5 рег. № 1261-59	НАМИТ-10-2 УХЛ2 КТН=10000/100 КТ=0,5 рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
8	ПС Ново- Невинномысская 110/10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, Ф-104	ТПОЛ-10 КТТ=600/5 КТ=0,5 рег. № 1261-59	НАМИТ-10-2 УХЛ2 КТН=10000/100 КТ=0,5 рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
9	ПС Ново- Невинномысская 110/10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Ф-114	ТПЛ-10 КТТ=200/5 КТ=0,5 рег. № 1276-59	НАМИТ-10-2 УХЛ2 КТН=10000/100 КТ=0,5 рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
10	ПС Ново- Невинномысская 110/10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Ф-117	ТЛК10-5 КТТ=400/5 КТ=0,5 рег. № 9143-01	НАМИТ-10-2 УХЛ2 КТН=10000/100 КТ=0,5 рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
11	ПС КПФ 110/6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, Ф-66	ТЛК-СТ-10 КТТ=400/5 КТ=0,5 рег. № 58720-14	НТМИ-6-66 КТН=6000/100 КТ= 0,5 рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
12	ПС КПФ 110/6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, Ф-65	ТВЛМ-10 КТТ=200/5 КТ=0,5 рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 КТН=6000/100 КТ=0,5 рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электри- ческой энергии	УССВ
13	РП ЦРП 6 кВ, с.ш. 6 кВ, яч.12	ТПЛМ-10 КТТ=150/5 КТ=0,5 рег. № 2363-68	НАМИТ-10-2 УХЛ2 КТН=6000/100 КТ=0,5 рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 рег. № 27524-04	УССВ-2 рег. № 54074-13
14	КТП 9/173, 10/0,4 кВ, с.ш.10, яч.1	ЗНТОЛП-НТЗ-10 КТТ=20/5 КТ=0,2S рег. № 55601-13	ЗНТОЛП-НТЗ-10 КТН=10000/√3: 100/√3:100/3 КТ=0,5 рег. № 55601-13	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
15	РП «Котельная» 6 кВ, с.ш. 6 кВ, яч.7	ТПФМ-10 КТТ=150/5 КТ=0,5 рег. № 814-53	НТМИ-6 КТН=6000/100 КТ=0,5 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
16	ТП-126 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, яч. 8, Ф-109	ТПЛ-10 КТТ=75/5 КТ=0,5 рег. № 1276-59	НАМИТ-10-2 УХЛ2 КТН=10000/100 КТ=0,5 рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
17	ТП-126 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, яч. 3, Ф-280	ТОЛ 10 КТТ=150/5 КТ=0,5 рег. № 7069-79	НТМИ-10 КТН=10000/100 КТ=0,5 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
18	ПС Казьминский водозабор 35/6 кВ, с.ш. 6 кВ, яч.10	ТПЛМ-10 КТТ=100/5 КТ=0,5 рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 КТН=6000/100 КТ=0,5 рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
19	ПВР 107-195, 10 кВ	ТПЛ-10 КТТ=50/5 КТ=0,5 рег. № 1276-59	НАМИ-10 КТН=10000/100 КТ=0,2 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
20	РП ЖД 6 кВ, с.ш. 6 кВ, яч.9	ТПЛ-10 КТТ=100/5 КТ=0,5 рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 КТН=6000/100 КТ=0,5 рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
21	ТП 47, 6/0,4 кВ, с.ш.6, яч.1	ЗНТОЛП-НТЗ-6 КТТ=30/5 КТ=0,2S рег. № 55601-13	ЗНТОЛП-НТЗ-6 КТН=6000/√3: 100/√3:100/3 КТ=0,5 рег. № 55601-13	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электри- ческой энергии	УССВ
22	ТП-29 10/0,4 кВ, с.ш. 10 кВ, яч.3	ТПЛМ-10 К _{ТТ} =100/5 КТ=0,5 рег. № 2363-68 ТПЛ-10 К _{ТТ} =100/5 КТ=0,5 рег. № 1276-59	НОМ-10-66 К _{ТН} =10000/100 КТ=0,5 рег. № 4947-98	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 рег. № 27524-04	УССВ-2 рег. № 54074-13
23	РП-7, РУ-10 кВ, яч.7	ТЛМ-10 К _{ТТ} =300/5 КТ=0,5 рег. № 2473-00	НТМИ-10-66 К _{ТН} =10000/100 КТ=0,5 рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
24	РП-13, РУ-10 кВ, яч.15	ТОЛ-НТЗ К _{ТТ} =400/5 КТ=0,5S рег. № 69606-17	НАМИТ-10-2 К _{ТН} =10000/100 КТ=0,5 рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
25	ПС КПФ 110/6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч.77	ТОЛ-10 К _{ТТ} =600/5 КТ=0,5S рег. № 47959-11	НТМИ-6-66 К _{ТН} =6000/100 КТ=0,5 рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
26	ПС КПФ 110/6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч.78	ТОЛ-10 К _{ТТ} =600/5 КТ=0,5S рег. № 47959-11	НТМИ-6-66 К _{ТН} =6000/100 КТ=0,5 рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ=0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
27	ПС Ново- Невинномысская 110/10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, Ф-100	ТЛО-10 К _{ТТ} =300/5 КТ=0,5S рег. № 25433-11	НАМИТ-10-2 УХЛ2 К _{ТН} =10000/100 КТ=0,5 рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ=0,2S/0,5 рег. № 36697-17	

Примечания:

- 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков и УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем указанные в настоящем описании типа.
- 2 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 3 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средства измерений.
- 4 Замена оформляется техническим актом в установленном Предприятием-владельцем порядке, акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Пломбирование АИИС КУЭ проводится путем пломбирования: клеммных соединений электрических цепей трансформаторов тока и напряжения; клеммных соединений Счетчиков.

Таблица 3 – Метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номер ИИК	Значение силы тока	Границы допускаемой относительной погрешности с вероятностью 0,95, %			
		в нормальных условиях эксплуатации		в рабочих условиях экс- плуатации	
		cos φ =1,0	cos φ =0,5	cos φ =1,0	cos φ =0,5
Активная электрическая энергия и средняя мощность					
1-12 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	I =0,05·I _Н	±1,8	±5,4	±1,9	±5,5
	I =1,0·I _Н	±0,9	±2,2	±1,1	±2,3
13, 15-18, 20, 22, 23 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	I =0,05·I _Н	±1,8	±5,4	±1,9	±5,5
	I =1,0·I _Н	±0,9	±2,2	±1,1	±2,3
14, 21 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	I =0,02·I _Н	±1,1	±2,3	±1,3	±2,4
	I =1,0·I _Н	±0,7	±1,4	±0,9	±1,6
19 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,2S)	I =0,05·I _Н	±1,7	±5,3	±1,8	±5,4
	I =1,0·I _Н	±0,7	±1,9	±0,9	±2,0
24-26 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	I =0,02·I _Н	±1,8	±5,4	±2,0	±5,5
	I =1,0·I _Н	±0,9	±2,2	±1,1	±2,3
27 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	I =0,02·I _Н	±1,8	±5,4	±2,0	±5,5
	I =1,0·I _Н	±0,9	±2,2	±1,1	±2,3
Номер ИИК	Значение силы тока	Границы допускаемой относительной погрешности с вероятностью 0,95, %			
		в нормальных условиях эксплуатации		в рабочих условиях экс- плуатации	
		sin φ =0,87	sin φ =0,6	sin φ =0,87	sin φ =0,6
Реактивная электрическая энергия и средняя мощность					
1-12 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	I =0,05·I _Н	±2,5	±4,4	±2,9	±4,7
	I =1,0·I _Н	±1,2	±1,9	±1,8	±2,4
13, 15-18, 20, 22, 23 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	I =0,05·I _Н	±2,5	±4,4	±2,8	±4,6
	I =1,0·I _Н	±1,2	±1,8	±1,4	±2,0
14, 21 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	I =0,02·I _Н	±1,6	±2,2	±2,3	±2,7
	I =1,0·I _Н	±1,0	±1,3	±1,7	±2,0
19 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,2S)	I =0,05·I _Н	±2,5	±4,3	±2,7	±4,5
	I =1,0·I _Н	±1,0	±1,6	±1,3	±1,8
24-26 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	I =0,02·I _Н	±2,7	±4,5	±3,2	±5,0
	I =1,0·I _Н	±1,2	±1,8	±1,4	±2,0
27 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	I =0,02·I _Н	±2,7	±4,4	±3,1	±4,7
	I =1,0·I _Н	±1,2	±1,9	±1,8	±2,4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ, относительно шкалы времени UTC (SU), с					±5

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	27
Рабочие условия эксплуатации: – напряжение питающей сети переменного тока, В – частота питающей сети, Гц – температура (для ТН и ТТ), °С – температура (для Счетчиков), °С – температура (для АРМ, каналообразующего и вспомогательного оборудования), °С – индукция внешнего магнитного поля (для счётчиков), мТл	от 198 до 242 от 49,5 до 50,5 от -40 до +40 от -40 до +60 от +10 до +40 от 0 до 0,5
Нормальные условия измерений: – температура окружающего воздуха (для ТТ и ТН), °С – температура окружающего воздуха (для Счетчиков), °С – относительная влажность воздуха, % – атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.) – напряжение питающей сети переменного тока, В – частота питающей сети переменного тока, Гц – индукция внешнего магнитного поля, мТл, не более	от -10 до +40 +10 до +40 от 65 до 75 от 96 до 104 (от 630 до 795) от 215,6 до 224,4 от 49,5 до 50,5 0,05
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время восстановления работоспособности, ч Счетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12): – средняя наработка до отказа, ч Счетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 27524-04): – средняя наработка до отказа, ч Счетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17): – средняя наработка до отказа, ч Сервер: – средняя наработка на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	2 165000 90000 220000 27000 1
Глубина хранения информации: Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее ИВК: – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электрической энергии по каждому каналу и электрической энергии потребленной за месяц, результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее – сохранение информации при отключении питания, лет, не менее	45 3,5 5

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	12
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	15
Трансформатор тока	ТЛК-10	2
Трансформатор тока	ТЛК-СТ-10	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10	12
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	8
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	6
Трансформатор тока	ТЛК10-5	2
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТПФМ-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ 10	2
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10	4
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	2
Трансформатор тока	ТЛО-10	3
Трансформатор комбинированный	ЗНТОЛП-НТЗ-10	3
Трансформатор комбинированный	ЗНТОЛП-НТЗ-6	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	4
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	1
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1
Трансформатор напряжения	НОМ-10-66	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	1
Сервер	Supermicro SYS-5018R-MR	2
Инструкция по эксплуатации	РДБМ.422231.001.00-ИЭ	1
Паспорт-формуляр	РДБМ.422231.001.00-ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии МУП «Горэлектросеть» г. Невинномысск», аттестованном ФБУ «Пензенский ЦСМ», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 01.00230-2013.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Общество с ограниченной ответственностью «Ростовналадка»

(ООО «Ростовналадка»)

ИНН 6167058351

Адрес: 344103, г. Ростов-на-Дону, пер. Араратский, д. 21

Телефон (факс): (863) 295-99-55, (863) 300-90-33

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области»

(ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20

Телефон (факс): +7 (8412) 49-82-65

Web-сайт: www.penzacsm.ru

E-mail: pcsm@sura.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311197.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2022 г. № 3151

Регистрационный № 34745-12

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР»

Назначение средства измерений

Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР» (далее – установки) предназначены для прямых и косвенных измерений массы и массового расхода скважинной жидкости, массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды, массы нетто нефти и объема попутного нефтяного газа, извлекаемых из недр (добываемых из нефтяных скважин).

Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на разделении в сепараторе нефтегазоводяной смеси (скважинной жидкости) на сырую нефть и нефтяной газ, измерении массы жидкостного потока и объемной доли воды в ней, а также массы (или объема) нефтяного газа и последующего приведения объема газа к стандартным условиям.

Конструктивно установки состоят из технологического (далее - БТ) и аппаратного (далее - БА) блоков, оснащенных системами жизнеобеспечения (обогрев, освещение, вентиляция и пожаро-газосигнализация). БА и БТ могут быть закрытого (с укрытием) или открытого исполнения (без укрытия или с быстросъемными панелями, защищающими от атмосферных осадков, ветра и др.). В случае открытого исполнения блоков система жизнеобеспечения не применяется или может включать не все компоненты в зависимости от технических требований. В состав конкретной установки могут входить другие дополнительные функциональные блоки, не выполняющие измерительной функции. Количество и исполнение блоков установки определяется в зависимости от количества подключаемых скважин и необходимости реализации дополнительных функций, помимо измерительных.

БТ может состоять из измерительного модуля или из измерительного и распределительного модулей.

Измерительный модуль комплектуется основными и вспомогательными средствами измерений (далее – СИ).

Установки могут изготавливаться как в стационарном, так и в мобильном варианте исполнения.

Номенклатура применяемых основных СИ приведена в таблице 1.

Совокупность основных СИ, которыми комплектуется конкретная установка, определяется заказчиком.

Таблица 1 – Основные СИ, применяемые в установках

№	Наименование, тип	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	45115-16; 71393-18
2	Расходомеры-счетчики массовые кориолисовые Rotamass мод. RC	75394-19
3	Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые «ЭМИС-МАСС 260»	42953-15; 77657-20
4	Счётчики-расходомеры кориолисовые КТМ РуМАСС	83825-21
5	Счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак	47266-16
6	Счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс	70629-18
7	Расходомеры - счетчики массовые OPTIMASS	78635-20; 77658-20
8	Расходомеры массовые Promass	15201-11; 86234-22
9	Расходомеры массовые Promass 100, Promass 200	57484-14
10	Расходомеры массовые Promass (модификации Promass 300, Promass 500)	68358-17
11	Расходомеры массовые ТМ-R, ТМУ-R, НРС-R	80841-21
12	Расходомеры массовые с преобразователями расхода и измерительными преобразователями I/A Series (расходомеры), CFS10, CFS20 (преобразователи расхода) и CFT50, CFT51 (измерительные преобразователи)	53133-13
13	Счетчики жидкости СКЖ	14189-13
14	Счетчики количества жидкости камерные СКЖ	75644-19
15	Счетчики ковшовые скважинной жидкости КССЖ	80540-20
16	Счетчики количества жидкости ЭМИС-МЕРА 300	65918-16
17	Счетчики газа КТМ600 РУС	62301-15
18	Расходомеры газа ультразвуковые Руна УНЛ-260	78750-20
19	Датчики расхода газа ДУМЕТИС-1223М	77155-19
20	Датчики расхода - счетчики ДАЙМЕТИК-1261	67335-17
21	Расходомеры Turbo Flow GFG	57146-14
22	Счетчики-расходомеры массовые Turbo Flow CFM	83374-21
23	Расходомеры-счетчики газа ультразвуковые TurboFlowUFG	56432-14
24	Расходомер-счетчики газа ультразвуковые ЭЛМЕТРО-Флоус (ДРУ)	73894-19
25	Ультразвуковой расходомер-счетчик газа «Вега-Соник ВС-12»	68468-17
26	Счетчики газа ультразвуковые FLOWSIC 600	43981-11
27	Счетчики газа ультразвуковые СГУ	57287-14
28	Преобразователи расхода вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)»	42775-14
29	Расходомеры-счетчики вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200»	86309-22
30	Расходомеры вихревые Rosemount 8600D	50172-12
31	Расходомеры-счетчики вихревые 88	79217-20
32	Счетчики газа вихревые СВГ	13489-13
33	Датчики расхода газа ДРГ.М	26256-06
34	Расходомеры-счетчики тепловые t-mass	35688-13
35	Влагомеры сырой нефти ВСН-2	24604-12

Продолжение таблицы 1

№	Наименование, тип	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
36	Измерители обводнённости и газосодержания нефте-газо-водяного потока "ВГИ-1"	84473-22
37	Влагомеры поточные моделей L и F	56767-14
38	Измерители обводненности Red Eye® модели Red Eye® 2G и Red Eye® Multiphase	47355-11
39	Влагомеры микроволновые поточные МПВ700	65112-16
40	Влагомеры оптические емкостные сырой нефти АМ-ВОЕСН	78321-20

Вспомогательные СИ могут быть любого типа, в том числе:

- измерительные преобразователи давления, с диапазоном измерений от 0 до 25,0 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности не более $\pm 0,5$ %;
- измерительные преобразователи температуры, с диапазоном измерений от 0 до 100 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,5$ °С;
- измерительные преобразователи разности давлений и гидростатического давления столба жидкости, с верхним пределом измерений, соответственно, 400 кПа и 16 кПа и пределами допускаемой приведенной погрешности не более $\pm 0,5$ %;
- манометры показывающие, с пределами измерений от 0 до 25,0 МПа, класс точности не ниже 1,5;
- термометры показывающие, с пределами измерений от 0 до 100 °С, класс точности не ниже 1,5;
- счетчики жидкости турбинные, с диапазоном измерений от 0 до 170 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 1,5$ %;
- счетчики количества жидкости, с диапазоном измерений от 0 до 170 т/ч и пределами допускаемой относительной погрешности измерений не более $\pm 2,0$ %.

Одним из элементов измерительного модуля является двухфазный (газо-жидкостный) или трехфазный (нефте-газо-водяной) сепаратор гравитационного, трубного или иного типа, обеспечивающий разделение фаз перед измерением. По конструкции сепаратор может быть однокамерным/двухкамерным, горизонтальным или вертикальным. Если поступающая продукция скважины однофазна (поступает только условно жидкостная фаза или условно газовая) и отвечает требованиям рабочих условий применяемых средств измерений, то сепаратор в измерительном модуле может не применяться.

Камеры двухкамерных сепараторов, рассчитанных на малые и средние значения расхода сырой нефти и нефтяного газа, выполнены в виде цилиндров, расположенных один над другим.

Верхняя камера, оборудованная циклоном, является первой ступенью сепарации и служит для первичного выделения нефтяного газа из продукции нефтяных скважин, а также для осушки нефтяного газа с помощью каплеотбойников, смонтированных в полости этой камеры.

Нижняя камера служит для сбора и отстоя сырой нефти, в процессе которого происходит вторичное выделение нефтяного газа.

Верхняя камера оборудована заслонкой, устанавливаемой в месте подключения к этой камере трубопровода для отвода нефтяного газа (далее - газовый трубопровод).

Нижняя камера оборудована люком с поплавковым устройством, оборудованным индикатором уровня.

Поплавковое устройство и заслонка механически связаны друг с другом с помощью рычагов и тяги.

На трубопроводе для отвода сырой нефти (далее - жидкостной трубопровод) из нижней камеры устанавливается регулятор расхода.

Система поплавков - заслонка - регулятор расхода служит для обеспечения возможности накопления нефтяного газа и сырой нефти в сепараторе и последующего сброса их в коллектор. Этим обеспечивается регулирование величины расхода через высокопределные счетчики (расходомеры) сырой нефти и нефтяного газа, соответствующей их диапазону измерений, в случаях, если дебиты сырой нефти и нефтяного газа меньше нижнего предела измерений этих счетчиков (расходомеров).

Упомянутые выше функции могут достигаться путем монтажа крана (или клапана) с электро- или пневмоприводом на жидкостном трубопроводе, регулятора расхода - на газовом трубопроводе, при необходимости регулятор расхода может быть заменен на кран (или клапан) с электро- или пневмоприводом.

Если дебиты сырой нефти и нефтяного газа всех подключенных к установке скважин соответствуют диапазонам измерений счетчиков (расходомеров), заслонки могут быть установлены и на газовом и на жидкостном трубопроводах. В этом случае, регуляторы расхода (краны, клапана) не устанавливаются.

Вертикальные сепараторы, рассчитанные на малые и средние значения расхода сырой нефти и нефтяного газа, могут быть оборудованы осушителем газа. В остальной части не отличаются от двухкамерных горизонтальных сепараторов.

Однокамерные горизонтальные сепараторы с повышенной вместимостью, рассчитанные на большие значения расхода сырой нефти и (или) нефтяного газа, могут комплектоваться электроуправляемыми кранами, либо пневмоуправляемыми клапанами, которые устанавливаются на жидкостном и газовом трубопроводах (при этом, в комплект средств жизнеобеспечения включается система воздухоподготовки для клапанов).

Вариант компоновки конкретной установки, а также типоразмер сепаратора, выбираются в зависимости от ожидаемых значений расхода сырой нефти и нефтяного газа, содержания пластовой воды в сырой нефти и содержания нефтяного газа в обезвоженной нефти.

Распределительный модуль предназначен для подключения скважин к измерительному модулю. Он может включать в себя, в зависимости от варианта исполнения:

- входные трубопроводы;
- блок трехходовых кранов;
- переключатель скважин многоходовой (далее-ПСМ);
- трубопровод, подключаемый к измерительному модулю;
- байпасный трубопровод, с перемычкой на измерительный модуль;
- дренажные линии;
- выходной коллектор;
- патрубки для подключения передвижной измерительной установки;
- фильтр(ы);
- патрубок для подключения пропарочной установки.

В состав БА могут входить:

- блок измерений и обработки информации (далее - БИОИ);
- шкаф силовой (далее - ШС).
- шкафы вспомогательные.

Если БА не применяется, то возможны следующие конфигурации:

- ШС и/или БИОИ общепромышленного исполнения могут быть установлены удаленно в помещениях и/или на специально отведенных площадках на объекте заказчика;

- ШС и/или БИОИ взрывозащищенного исполнения могут быть установлены в БТ установки;

- ШС и/или БИОИ взрывозащищенного исполнения могут быть смонтированы вне установки на специально отведенных площадках на объекте заказчика.

БИОИ может выполняться на базе контроллеров с пределами допускаемой относительной погрешности, при измерениях: унифицированных токовых сигналов - не более $\pm 0,5$ % и/или числа импульсов - не более $\pm 0,15$ %.

Номенклатура применяемых контроллеров БИОИ приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Основные типы контроллеров, применяемых в установках

№	Наименование, тип	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	Контроллеры SCADAPack 32/32P, 314/314E, 330/334 (330E/334E), 350/357 (350E/357E), 312, 313, 337E, 570/575	69436-17
2	Контроллеры SCADAPack	86492-22
3	Контроллеры программируемые DirectLOGIC, CLICK, Productivity 2000, Productivity 3000, Protos X, Terminator	65466-16
4	Контроллеры программируемые SIMATIC S7-300 SIMATIC S7-1200	15772-11 63339-16
5	Модули измерительные контроллеров программируемых SIMATIC S7-1500	60314-15
6	Контроллеры механизированного куста скважин КМКС	50210-12
7	Системы управления модульные B&R X20	57232-14
8	Устройства центральные процессорные системы управления B&R X20	84558-22
9	Контроллеры измерительные ControlWave Micro	63215-16
10	Модули аналоговые I-7000, M-7000, tM, I-8000, I-87000, I-9000, I-9700, ET-7000, PET-7000, ET-7200, PET-7200	70883-18
11	Устройства программного управления TREI-5B	31404-08
12	Контроллеры программируемые логические BRIC	82839-21
13	Контроллеры программируемые логические АБАК ПЛК	63211-16
14	Контроллеры программируемые логические Unistream	62877-15
15	Контроллеры программируемые логические MKLogic200 A	85559-22
16	Контроллеры измерительные K-15	75449-19
17	Модули ввода-вывода аналоговых и дискретных сигналов MDS	37445-09
18	Модули автоматики NL	75710-19
19	Контроллеры программируемые ЭЛСИ-ТМК	62545-15

Заводские (серийные) номера установок нанесены методом лазерной маркировки на таблички, которые прикреплены снаружи на блок-боксы блоков аппаратурных и технологических.

Механическая защита от несанкционированного доступа осуществляется пломбированием наклейки на корпус контроллера БИОИ, как показано на рисунке 1.

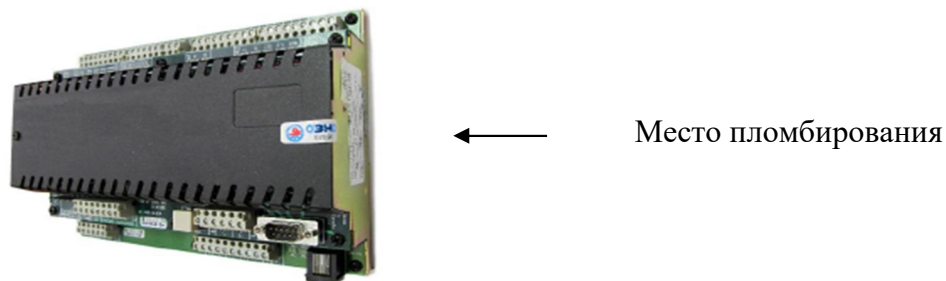


Рисунок 1 - Схема пломбирования корпуса контроллера БИОИ

Общий вид и схема пломбирования представлена на рисунках 2-7.

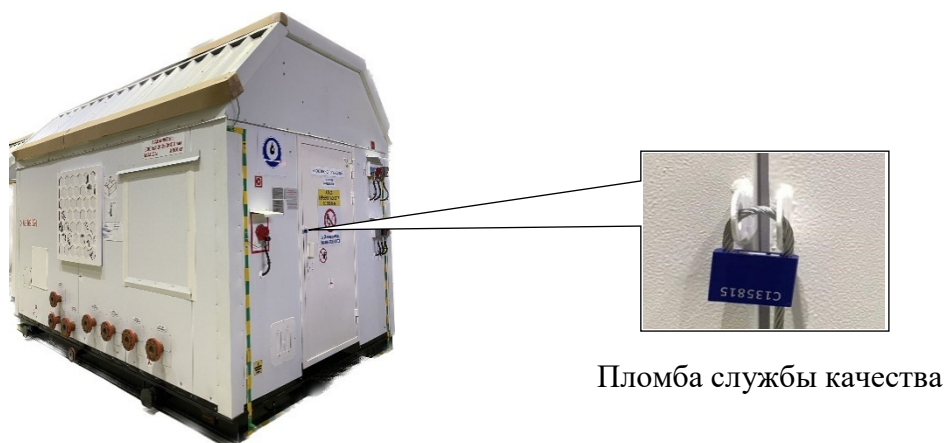


Рисунок 2 - Внешний вид БТ и схема пломбирования

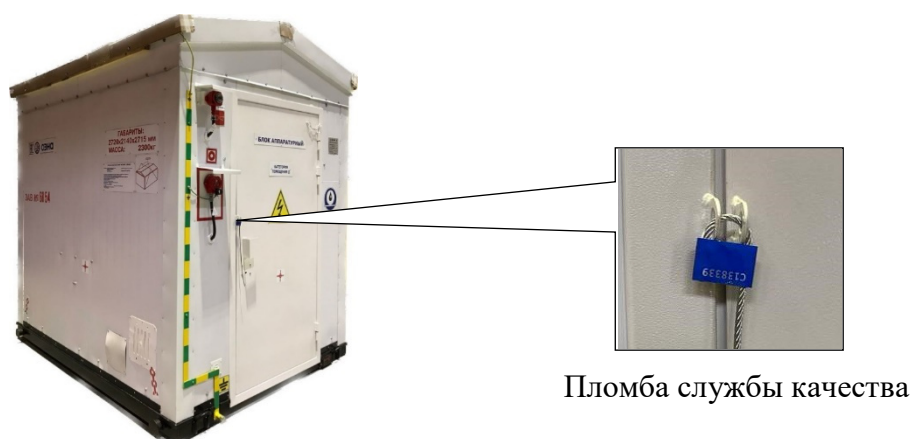


Рисунок 3 - Внешний вид БА и схема пломбирования



Рисунок 4 - Внешний вид оборудования БТ многоскважинной установки



Рисунок 5 - Внешний вид оборудования БА общепромышленного исполнения



Рисунок 6 - Внешний вид оборудования БТ односкважинной установки с БИОИ взрывозащищенного исполнения

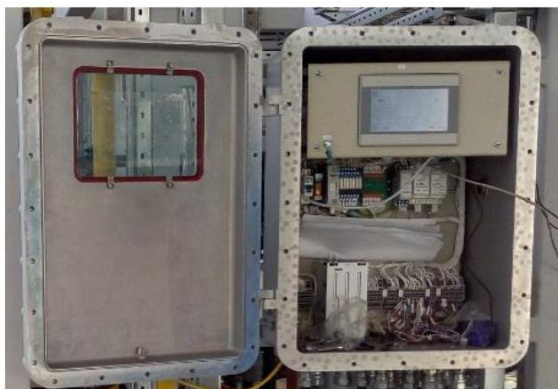


Рисунок 7 - Внешний вид БИОИ взрывозащищенного исполнения

Программное обеспечение

БИОИ предназначен для сбора, обработки измерительной и сигнальной информации, поступающей от первичных преобразователей, вычислений массы и массового расхода скважинной жидкости, массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды, объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведения этих параметров к стандартным условиям, передачи измерительной информации на верхний уровень и управляющей информации на ШС.

В процессе измерений, БИОИ принимает информацию от измерительных преобразователей, усредняет, по соответствующим алгоритмам обрабатывает, формирует измерительную информацию, протоколирует, индицирует, регистрирует, хранит результаты прямых измерений и вычислений по каждой скважине за период не менее одного месяца и передает по каналам связи на верхний уровень информационных систем (пунктов сбора измерительной информации систем телемеханики или центральных серверов корпоративных баз данных) архивную информацию и информацию о текущих результатах измерений.

БИОИ может быть построен с использованием следующих компонентов:

1) промышленного программируемого логического контроллера (далее – ПЛК) без операционной системы (далее - ОС);

2) средства человеко-машинного интерфейса (далее - HMI), называемого также операторской панелью;

3) измерительно-вычислительного комплекса (далее - ИВК) на базе встраиваемых компьютеров (Embedded Computer, без средства HMI), промышленных панельных компьютеров (Industry Panel Computer, совмещено с HMI) производства FIREFLY TECHNOLOGY CO, LTD (КНР), с операционной системой (ОС Linux\WinCE\QNX и т.п.), зарегистрированных ООО "ОЗНА-ДИДЖИТАЛ СОЛЮШНС" как Вычислительные машины FIREFLY, декларация о соответствии ЕАЭС N RU Д-СН.РА05.В.70036/22 от 22.08.2022 действует до 16.08.2027. Основные применяемые модели серий ЕС-А (ЕС-А3399ProC, ЕС-А3399С, ЕС-А3568J, ЕС-А3288С и др.), РС (РС-М10R800-А3568J, РС-М10R800-А3399С, РС-М10R800-А3288С) и их аналоги на базе процессоров ARM64.

ИВК может выполнять функции и заменять собой в составе БИОИ промышленный ПЛК и/или HMI (операторскую панель), но может использоваться и вместе с ними, в зависимости от состава конкретного исполнения БИОИ.

Комплекс ПО состоит из следующих частей:

1. ПО HMI (операторской панели);

2. ПО ПЛК (автоматизированного управления);

3. ПО ИВК (вычислителя параметров дебита).

ПО HMI метрологически значимой частью ПО не является, никаких расчетов и обработки данных не выполняет, и представляет собой только средство визуального интерфейса пользователя.

ПО ПЛК является метрологически значимой частью программного обеспечения и реализуется либо встроенными средствами промышленного ПЛК без ОС, либо в специализированном ПО ИВК с ОС – например в ПО Codesys, IsaGRAF, Veremiz и т.п.

ПО ИВК является метрологически значимой частью программного обеспечения и реализуется либо внутри ПО ПЛК, либо в виде динамически-линкуемой библиотеки DLL\SO (в ПК\миниПК с ОС и т.п.), используемой ПО ПЛК через унифицированные стандартные интерфейсы (Ethernet\RS485 и т.п.) и протоколы (TCP/IP, Modbus и т.п.).

После подачи питания на БИОИ ПО ПЛК выполняет ряд самодиагностических проверок, в том числе проверку целостности конфигурационных данных и неизменности исполняемого кода, путем расчета и публикации контрольной суммы. Неизменность метрологических характеристик ПО ПЛК\ИВК и их соответствие методике (методу) измерений определяется путем выполнения серии расчетов над неизменным тестовым набором исходных и конфигурационных данных, добавления метрологически значимых результатов произведенных расчетов к этому набору и расчета контрольной суммы от полученного набора двоичных данных. Значение контрольной суммы визуально представляет собой группу из четырех шестнадцатеричных цифр, отделенную от служебного идентификатора точкой. Равенство контрольной суммы значению, указанному в настоящем описании типа, удостоверяет неизменность метрологических характеристик ПО и используемых, согласно методике (метода) измерений, алгоритмов расчетов.

Исполняемый код ПО ПЛК\ИВК, исходные данные для расчетов (наборы условно-постоянных величин), результаты измерений хранятся в энергонезависимой памяти ПЛК и/или ИВК БИОИ. Замена исполняемого кода ПО ПЛК\ИВК БИОИ, удаление или изменение результатов измерений штатными средствами интерфейса пользователя невозможно.

Исполняемый код ПО НМІ хранится в энергонезависимой памяти операторской панели (при её наличии) или в памяти ИВК. Замена исполняемого кода ПО НМІ, удаление или изменение результатов измерений штатными средствами интерфейса пользователя невозможно.

Идентификационные данные ПО установки приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО ПЛК	ПО ИВК
Идентификационное наименование ПО	IS.MR.101	IS.MR.201
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.xxxxxx ¹⁾	1.zzzzzz ¹⁾
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	yyyy ²⁾ .F3C4	kkkk ²⁾ .94C7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-16	CRC-16
¹⁾ – номер подверсии из шести десятичных цифр, предназначен для отслеживания исходных текстов ПО ПЛК \ ПО ИВК в системе контроля версий производителя, может быть любым; ²⁾ – служебный идентификатор ПО ПЛК \ ПО ИВК из четырех шестнадцатеричных цифр, расположен перед контрольной суммой, может быть любым.		

Защита ПО установки от преднамеренных и непреднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО СИ и измеренные данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений.

Погрешность расчетов, выполняемых ПО ПЛК\ИВК, благодаря использованию чисел с плавающей запятой в формате IEEE 754 и стандартных математических библиотек применяемых языков программирования ПО ПЛК\ИВК, влияет на метрологические характеристики средства измерений в незначительной степени, не превышающей предусмотренную в методике (методе) измерений.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики установок, включая показатели точности и физико-химические свойства измеряемой среды, приведены в таблицах 4, 5.

Таблица 4 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода скважинной жидкости, т/сут	от 0,24 до 4000
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости: - при вязкости нефти в пластовых условиях не более 200 мПа · с, %, не более - при вязкости нефти в пластовых условиях 200 мПа · с и более, %, не более	±2,5 ±10,0

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа при содержании воды в скважинной жидкости (в объемных долях), %: - от 0 до 70 % - от 70 до 95 % - свыше 95 %	$\pm 6,0$ $\pm 15,0$ в соответствии с методикой измерений
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, %	$\pm 5,0$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	в соответствии с методикой измерений

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристик	Значение
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²), не более	16,0 (160)
Характеристика измеряемой среды: - рабочая среда - минимальное давление рабочей среды (давление в системе сбора продукции нефтяных скважин), МПа (кгс/см²) - температура рабочей среды, °С - содержание пластовой воды в сырой нефти, % объемных - максимальное значение содержания нефтяного газа в обезвоженной нефти в стандартных условиях - газовый фактор, м³/т - минимальное значение содержания свободного нефтяного газа в 1 м³ газожидкостной смеси в рабочих условиях, м³ - содержание механических примесей, мг/л, не более - содержание парафина, % объемных, не более	нефтегазоводяная смесь (скважинная жидкость) 0,3 (3,0) от +1 до +90 от 0 до 100 6000 0,1 3000 15,0
Вид входных/выходных сигналов БИОИ	- унифицированные токовые сигналы от 0 до 20 мА; - дискретные: «сухой контакт» или «переход коллектор-эмиттер транзистора»; - импульсные

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристик	Значение
Коммуникационные каналы:	- RS485, протокол Modbus (мастер); - RS232S/485, протокол Modbus (подчиненный); - Ethernet, протокол Modbus TCP/IP (подчиненный); - Foundation fieldbus; - Profibus.
Габаритные размеры и масса БТ и БА	в зависимости от типоразмера и варианта исполнения установки
Параметры питания электрических цепей: - род тока - напряжение, В - частота, Гц - потребляемая мощность, кВт·А, не более	переменный 220±22; 380±38 50±0,4 20
Количество подключаемых скважин (в зависимости от варианта исполнения установки)	от 1 до 30
Уровень освещенности, лк, не менее	80
Исполнение электрооборудования: - БТ - БА	взрывозащищенное, соответствующее классу взрывоопасной зоны В-1а (ПУЭ); категория взрывоопасности и группа взрывоопасных смесей – ПА-ТЗ по ГОСТ 31610.0-2019, ГОСТ 31610.20-2020 общепромышленное
Климатическое исполнение установок	У, ОМ, ХЛ и УХЛ, категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С: - для исполнения ХЛ, УХЛ1 - для исполнения У1 - для исполнения ОМ - относительная влажность воздуха, %, не более	от -60 до +40 от -45 до +40 от -40 до +45 100
Показатели надежности: - средняя наработка на отказ по функциям измерений и определений параметров, ч, не менее - срок службы, лет, не менее	34500 20

Знак утверждения типа наносится

на металлические таблички, методом лазерной маркировки или аппликацией, укрепленные на БТ и БА-боксах, а также типографским или иным способом - на титульных листах руководства по эксплуатации и паспорта.

Комплектность средства измерений

Комплектность поставки соответствует таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Установка измерительная «ОЗНА-МАССОМЕР», в том числе: ¹⁾	-	1 шт.
- блок технологический ¹⁾	-	-
- блок аппаратный ¹⁾	-	-
- блоки функциональные ¹⁾	-	-
Комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей (далее - ЗИП)	-	-
Руководство по эксплуатации ²⁾	-	1 шт.
Паспорт ²⁾	-	1 шт.
Комплект монтажных частей	-	-
¹⁾ Обозначение установки и блоков, входящих в ее состав, выбирается исходя из конфигурации установки, определяемой заказом		
²⁾ Обозначение документа определяется исходя из конфигурации установки, определяемой заказом		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ГСИ. Масса скважинной жидкости и объем попутного нефтяного газа. Методика измерений с применением установок измерительных «ОЗНА-МАССОМЕР» и систем измерений количества нефти и газа «ОЗНА-ИС2». (Свидетельство об аттестации № 01.00257-2013/7709-22 от 09.09.22 г.). Регистрационный номер в Федеральном реестре методик измерений ФР.1.29.2022.44135.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ТУ 3667-088-00135786-2007. Установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР». Технические условия.

Изготовитель

Акционерное общество «ОЗНА - Измерительные системы»

(АО «ОЗНА - Измерительные системы»)

ИНН 0265037983

Адрес: 452607, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Северная, д. 60

Тел./факс: (34767) 9-50-10

E-mail: ms@ozna.ru

Испытательный центр

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

(ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

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

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

Телефон: +7(843) 272-70-62

Факс: +7(843)272-00-32

E-mail: office@vniir.org

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2022 г. № 3151

Регистрационный № 50730-17

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики давления МИДА-15

Назначение средства измерений

Датчики давления МИДА-15 (далее – датчики), предназначены для непрерывных измерений и пропорционального преобразования избыточного давления (ДИ), абсолютного давления (ДА), разрежения (ДВ), избыточного давления – разрежения (ДИВ) и разности давлений (ДД) в токовый выходной сигнал, сигнал в виде напряжения постоянного тока или цифрового кода (цифровой сигнал) интерфейса UART со специальным протоколом обмена Mida, либо цифрового кода интерфейса RS485 с протоколом обмена на базе протокола Modbus или с протоколом обмена Mida в системах контроля и управления давлением, в том числе взрывоопасных производств.

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков основан на изменении сопротивления тензорезисторов вследствие деформации чувствительного элемента, вызванной воздействием давления измеряемой среды.

Основными функциональными элементами датчиков являются первичный тензопреобразователь, воспринимающий измеряемое давление и преобразующий его в электрический выходной сигнал, а также электронный преобразователь, питающий тензомост и преобразующий выходной сигнал тензомоста в унифицированный выходной сигнал.

Тензопреобразователь и электронный блок конструктивно размещены в едином неразборном герметичном корпусе, соединенном с узлом электрического подключения датчика. Для электрического подключения датчиков к внешним приборам используется разъем (соединитель), контактная колодка или кабель.

Измеряемое давление воздействует на металлическую мембрану, на поверхности которой с внутренней стороны жестко закреплен полупроводниковый чувствительный элемент, представляющий собой монокристаллическую сапфировую подложку со слоем высоколегированного гетерозепитаксиального кремния (структура «кремний на сапфире» – КНС), в котором методом фотолитографии сформирована мостовая тензочувствительная схема. Выводы от схемы через коллектор, имеющий жесткие контакты, соединены с входом электронного преобразователя, смонтированного на печатной плате, которая закреплена в корпусе датчика. Под воздействием измеряемого давления происходит упругая деформация приемной мембраны и расположенного на ней чувствительного элемента, что приводит к его разбалансу и изменению выходного напряжения, который усиливается и преобразуется в унифицированный выходной сигнал постоянного тока (токовый сигнал), напряжения постоянного тока или цифровой выходной сигнал пропорциональный давлению измеряемой среды.

Пломбирование датчиков давления МИДА-15 не предусмотрено.

Конструкция датчиков не предусматривает нанесение на корпус знака поверки.

Заводской номер наносится методом лазерной гравировки на корпус датчика. Общий вид датчиков и место нанесения заводского номера представлены на рисунках 1-6.



Место нанесения заводского номера

Рисунок 1 - Общий вид датчика давления МИДА-ДИ (ДА, ДИВ, ДВ)-15 (Ex)



Место нанесения заводского номера

Рисунок 2 - Общий вид датчика абсолютного давления МИДА-ДА (ДВ, ДИВ)-15 (Ex) с подключением KF25 для вакуумных систем



Место нанесения заводского номера

Рисунок 3 - Общий вид погружного датчика давления МИДА-ДИ-15-П (Ex)



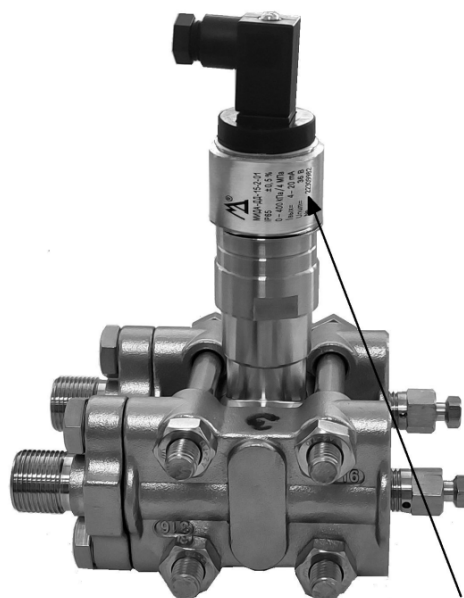
Место нанесения заводского номера

Рисунок 4 - Общий вид датчика давления МИДА-ДИ-15-М-А



Место нанесения заводского номера

Рисунок 5 - Общий вид датчика разности давлений газов МИДА-ДД-15 (Ex)



Место нанесения заводского номера

Рисунок 6 - Общий вид датчика разности давлений жидкостей и газов МИДА-ДД-15-2

Датчики имеют модификации, различающиеся типом измеряемого давления («ДИ» – датчики избыточного давления; «ДА» – датчики абсолютного давления; «ДВ» – датчики разрежения; «ДИВ» – датчики давления-разрежения, «ДД» – датчики разности давлений), по метрологическим характеристикам, по типу выходного сигнала и по конструктивному исполнению. Структурная схема кода заказа датчика приведена ниже:

МИДА - ДИ -15 - М - Ех- IP65-0,25-0 -1МПа-061-М20 - А- МДВГ.406233.090 ТУ									
Измеряемый параметр: ДИ, ДА, ДВ ДИВ, ДД									
Номер серии датчиков									
Специальное исполнение (2; М; М-1; М-2; М-3; П; Э): 2 - датчики ДД в т.ч. для жидкой измеряемой среды; М - датчики для измерения сред с температурой до +150 °С; П - погружной датчик давления Э - высокоточный датчик									
Ех- взрывозащищенное исполнение									
Степень защиты оболочки: IP65; IP67; IP68									
Значение пределов допускаемой основной погрешности									
Нижний предел измерения. Для ДИВ предел измерения разрежения									
Верхний предел измерения с указанием единицы измерения. Для ДИВ – верхний предел измерения избыточного давления									
Код выходного сигнала: 01, 051, 052, 053, 054, 055, 056, 057, 058, 059; 061, 062, 063, 064									
Тип присоединительного штуцера: М10; М12; М12-2; М14Е; М20; G1/2М; G1/4М; G1/4Е; G1/2Е; KF 16; KF 25-фланец вакуумный									
Тип электрического подключения: А - плоский кабель; К- кабель; DIN А, DIN С – соединитель; ПР- соединитель РСГ 4ТВ; ПР4 - разъем 2РМГ-14; ПР12- разъем М12; Р6- соединитель РТ-02А-10-6Р; УМ – угловой металлический сальниковый ввод									
Номер технических условий									

Примечания:

- 1 При отсутствии в обозначении исполнения позиций, последующие позиции сдвигаются влево.
- 2 По требованию заказчика могут изготавливаться датчики с вариантами подключений отличающихся от перечисленных.

Таблица 1 - Коды аналоговых выходных сигналов

Код выходного сигнала	Выходной сигнал	Зависимость выходного сигнала от напряжения питания
01	от 4 до 20 мА	нет
051	от 0,4 до 2,0 В	нет
052	от 0,5 до 4,5 В	нет
053	от 0 до 5 В	нет
054	от 0 до 10 В	нет
055, 058	от 0,4 до 2,0 В	есть
056	от 1 до 5 В	нет
057, 059	от 0,5 до 4,5 В	есть

Таблица 2 - Коды цифровых выходных сигналов

Код выходного сигнала	Тип интерфейса	Протокол
061	UART	Mida
062	UART	Mida
063	RS-485	Mida
064	RS-485	Modbus

Программное обеспечение

В датчиках давления МИДА-15 с цифровым выходным сигналом установлено программное обеспечение (ПО), которое по аппаратному обеспечению является встроенным. Преобразование измеряемых величин, обработка измерительных данных, вычисление значений давления и передача измерительного цифрового кода выполняется с использованием внутренних аппаратных и программных средств. Программный код постоянен, средства и пользовательская оболочка для программирования или изменения встроенного ПО отсутствуют.

Идентификационные данные встроенного ПО приведены в таблицах 3-5.

Таблица 3 - Идентификационные данные встроенного программного обеспечения датчика давления с протоколом Mida и интерфейсом UART

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	FDS_MIDA_UART
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 1.001.000
Цифровой идентификатор ПО	-

Таблица 4 - Идентификационные данные встроенного программного обеспечения датчика давления с протоколом Mida и интерфейсом RS485

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	FDS_MIDA_RS485
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 1.002.000
Цифровой идентификатор ПО	-

Таблица 5 - Идентификационные данные встроенного программного обеспечения датчика давления с протоколом Modbus и интерфейсом RS485

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	FDS_MDB_RS485
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 1.003.003
Цифровой идентификатор ПО	-

Автономное ПО Mida15Tool и Mida15Tool Modbus предназначено для настройки и поверки цифровых датчиков с протоколом обмена Mida и Modbus соответственно.

Автономное ПО CorrectZeroPGA1 и CorrectZeroPGAU предназначено для электронной настройки и поверки датчиков с аналоговыми выходными сигналами постоянного тока и напряжения постоянного тока соответственно.

Конструкция датчика исключает возможность несанкционированного влияния на встроенное ПО датчика и измерительную информацию. Уровень защиты встроенного ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 6 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Верхние пределы измерений давления (с интервалом из ряда по ГОСТ 22520-85 ¹⁾), МПа ^{2), 3)} : - ДИ - ДА - ДВ - ДИВ - ДД	от 0,001 до 400 от 0,004 до 10 от 0,004 до 0,1 от 0,002 до 2,4 от 0,001 до 1,6
Нижние пределы измерений давления (для ДА и ДИВ с интервалом из ряда по ГОСТ 22520-85), МПа: - ДИ - ДА - ДВ - ДИВ - ДД	0 от 0 до 2,8 ⁴⁾ 0 от -0,002 до -0,1 ⁴⁾ 0
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности γ , % (от диапазона измерений) ⁴⁾	$\pm 0,05$; $\pm 0,1$; $\pm 0,15$; $\pm 0,2$; $\pm 0,25$; $\pm 0,5$; $\pm 1,0$; $\pm 1,5$; $\pm 2,0$ ⁵⁾ ; $\pm 2,5$ ⁶⁾
Вариация выходного сигнала, % (от диапазона измерений), не более - для датчиков с γ : $\pm 0,05\%$ и $\pm 0,1\%$, соответственно; - для датчиков с γ : $\pm 0,5$; $\pm 1,0$ %, с ВПИ от 0,004 до 0,01 МПа и менее 0,004 МПа, соответственно, а также для датчиков с ВПИ 300 и 400 МПа с γ : $\pm 2\%$ и $\pm 2,5\%$; - для всех остальных датчиков	0,03; 0,05 0,2; 0,35 0,1
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности, вызванной отклонением температуры окружающего воздуха от нормальной, в диапазоне рабочих температур, % (от диапазона измерений), на 10 °С (в зависимости от основной приведенной погрешности датчика): $\pm 0,05$; $\pm 0,1$ $\pm 0,15$; $\pm 0,2$ $\pm 0,25$ $\pm 0,5$; $\pm 1,0$; $\pm 1,5$; $\pm 2,0$; $\pm 2,5$	$\pm 0,01$; $\pm 0,02$, но не более $\pm 0,06$ во всём рабочем диапазоне температур; $\pm 0,03$, но не более $\pm 0,1$ во всём рабочем диапазоне температур; $\pm 0,1$, но не более $\pm 0,5$ во всём диапазоне рабочих температур

Продолжение таблицы 6

Нормальные условия: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от +15 до +30 от 30 до 80 от 84 до 106,7
Примечания: 1) За исключением верхнего предела измерений 300 МПа, не предусмотренного ГОСТ 22520-85. 2) В соответствии с заказом допускается изготовление датчиков с пределами измерений, выраженных в других единицах измерения давления, допущенных к применению в РФ. 3) Верхние пределы измерений 0,001, 0,0016, 0,0025 МПа только для датчиков ДИ, ДД с цифровыми выходными сигналами. 4) В зависимости от модификации и (или) исполнения, конкретные значения приведены в паспорте. 5) Датчики с верхними пределами измерений давления 300 МПа изготавливаются только с пределами допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 2,5\%$. 6) Датчики с верхним пределом измерений давления 400 МПа изготавливаются только с пределами допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 2,0$ и $\pm 2,5\%$.	

Таблица 7 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Аналоговые выходные сигналы по ГОСТ 26.011-80	от 4 до 20 мА от 0 до 5,0 В от 0 до 10,0 В от 0,4 до 2,0 В от 0,5 до 4,5 В от 1,0 до 5,0 В
Цифровые выходные сигналы: - интерфейс - протокол обмена	UART, RS-485 Mida, Modbus
Напряжение питания постоянного тока, В: - для датчиков с выходным сигналом от 4 до 20 мА - для датчиков с выходным сигналом от 0 до 5 В - для датчиков с выходным сигналом от 0 до 10 В - для датчиков с выходным сигналом от 0,4 до 2 В - для датчиков с выходным сигналом от 0,5 до 4,5 В - для датчиков с выходным сигналом от 1 до 5 В - для датчиков с выходным сигналом UART/ Mida - для датчиков с выходным сигналом RS-485/Mida - для датчиков с выходным сигналом RS-485/Modbus	от 9 до 24, от 9 до 36 от 9 до 24 от 15 до 27 от 3,0 до 5,5 от 5,0 до 5,5 от 9 до 24 от 3,0 до 3,6; от 4,5 до 12,0 от 4,5 до 12,0 от 3,0 до 12,0
Потребляемый ток, мА, не более: - для датчиков с выходным сигналом от 4 до 20 мА - для датчиков с выходным сигналом от 0 до 5 В - для датчиков с выходным сигналом от 0 до 10 В - для датчиков с выходным сигналом от 0,4 до 2 В - для датчиков с выходным сигналом от 0,5 до 4,5 В - для датчиков с выходным сигналом от 1 до 5 В - для датчиков с выходным сигналом UART/ Mida - для датчиков с выходным сигналом RS-485/Mida - для датчиков с выходным сигналом RS-485/Modbus	20,2 5,0 5,0 2,5 3,0 5,0 3,0 3,5 5,0

Продолжение таблицы 7

Наименование характеристики	Значение
Масса, кг, не более ¹⁾	от 0,05 до 2,7
Габаритные размеры (без длины кабеля), не более: ¹⁾ - диаметр (ширина для МИДА-ДД-15-2), мм - длина, мм - высота, мм (для МИДА-ДД-15-2)	от 31,5 до 100 от 53 до 140 170
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - для датчиков модели МИДА-15-М - для датчиков модели МИДА-15-Э - для остальных моделей датчиков - относительная влажность, %, не более: - для исполнения УХЛ 3.1 - для исполнения У2 - атмосферное давление, кПа	от -40 до +90 от +10 до +35 от -40 до +80 85 95 от 84,0 до 106,7
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	180 000
Средний срок службы, лет, не менее	12
Маркировка взрывозащиты	PO Ex ia I Ma X/ 0Ex ia IIB T4 Ga X
Примечание: ¹⁾ В зависимости от модификации и (или) исполнения, конкретные значения приведены в паспорте.	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации типографским методом.

Комплектность средства измерений

Комплектность поставки датчиков с аналоговыми выходными сигналами приведена в таблице 8.

Таблица 8 – Комплектность датчиков с аналоговыми выходными сигналами

Наименование	Обозначение документа	Кол-во	Примечание
Датчик абсолютного давления МИДА-ДА-15(-Ex)	МДВГ.406233.090	1 шт.	Модификация и количество - в соответствии с заказом
Датчик разности давлений МИДА-ДД-15(-Ex)	МДВГ.406233.092	1 шт.	
Датчик избыточного давления МИДА-ДИ-15(-Ex)	МДВГ.406233.093	1 шт.	
Датчик избыточного давления МИДА-ДИ-15-М-А	МДВГ.406233.102	1 шт.	
Датчик избыточного давления МИДА-ДИ-15-М-1	МДВГ.406233.110	1 шт.	
Датчик избыточного давления МИДА-ДИ-15-М-2	МДВГ.406233.109	1 шт.	
Датчик избыточного давления МИДА-ДИ-15-М-3	МДВГ.406233.113	1 шт.	
Датчик избыточного давления погружной МИДА-ДИ-15-П	МДВГ.406233.111	1 шт.	
Датчик избыточного давления/ разрежения МИДА-ДИВ-15(-Ex)	МДВГ.406233.105	1 шт.	

Продолжение таблицы 8

Наименование	Обозначение документа	Кол-во	Примечание
Датчик разрежения МИДА-ДВ -15(-Ex)	МДВГ.406233.107	1 шт.	
Датчик разности давлений МИДА-ДД-15-2	МДВГ.406233.117	1 шт.	
Паспорт	МДВГ.406233.090 ПС	1 экз.	-
Паспорт	МДВГ.406233.102 ПС	1 экз.	Для МИДА-ДИ-15-М-А
Паспорт	МДВГ.406233.110 ПС	1 экз.	Для МИДА-ДИ-15-М-1
Паспорт	МДВГ.406233.109 ПС	1 экз.	Для МИДА-ДИ-15-М-2
Паспорт	МДВГ.406233.113 ПС	1 экз.	Для МИДА-ДИ-15-М-3
Паспорт	МДВГ.406233.111 ПС	1 экз.	Для МИДА-ДИ-15-П
Руководство по эксплуатации	МДВГ.406233.090 РЭ	1 экз.	Допускается поставлять 1 экз. на 10 датчиков, поставляемых в один адрес
Соединитель электрического подключения (комплект)	-	1 шт.	В зависимости от исполнения датчика
Кольцо уплотнительное	МДВГ.754176.020 или МДВГ.754176.020-01, или 14 по DIN3869	1 шт. 2 шт. 1 шт. 1 шт.	для датчиков со штуцером М12, для датчиков ДД, для датчика со штуцером М20. для М14×1,5 и G1/4
Гаситель пульсаций МИДА-ГП -501 (МИДА-ГП-501-1... ..МИДА- ГП-501-15)	МДВГ.408861.002	1 шт. 2 шт.	Поставляется по отдельному заказу. Для датчиков МИДА-ДД-15
Устройство связи МИДА-УС-411	МДВГ.408844.008		Поставляется по отдельному заказу
Устройство связи МИДА-УС-412	МДВГ.408844.009		Поставляется по отдельному заказу

Комплектность поставки датчиков с цифровыми выходными сигналами приведена в таблице 9.

Таблица 9 – Комплектность датчиков с цифровыми выходными сигналами

Наименование	Обозначение документа	Кол-во	Примечание
Датчик абсолютного давления МИДА-ДА -15 (-Ex)-UART(RS485)	МДВГ.406233.094	1 шт.	Модификация и количество - в соответствии с заказом
Датчик избыточного давления МИДА-ДИ -15 (-Ex)-UART(RS485)	МДВГ.406233.096	1 шт.	
Датчик разности давлений МИДА-ДД - 15 (-Ex)-UART(RS485)	МДВГ.406233.095	1 шт.	
Датчик разрежения МИДА-ДВ -15 (-Ex)-UART(RS485)	МДВГ.406233.108	1 шт.	
Датчик избыточного давления-разрежения МИДА-ДИВ -15 (-Ex)-UART (RS485)	МДВГ.406233.106	1 шт.	

Продолжение таблицы 9

Наименование	Обозначение документа	Кол-во	Примечание
Датчик избыточного давления МИДА-ДИ -15-М-А-UART	МДВГ.406233.102	1 шт.	
Датчик избыточного давления погружной МИДА-ДИ-15-П-RS485	МДВГ.406233.111	1 шт.	
Датчик разности давлений МИДА-ДД - 15-2 –UART(RS485)	МДВГ.406233.118	1 шт.	
Паспорт	МДВГ.406233.094 ПС	1 экз.	-
Паспорт	МДВГ.406233.102 ПС	1 экз.	Для МИДА-ДИ-15-М-А-UART
Паспорт	МДВГ.406233.111 ПС	1 экз.	Для МИДА-ДИ-15-П-RS485
Руководство по эксплуатации	МДВГ.406233.090 РЭ	1 экз.	Допускается поставлять 1 экз. на 10 датчиков, поставляемых в один адрес
Устройство связи МИДА-УС-408-UART (преобразователь интерфейсов UART/USB без гальванической развязки)	МДВГ.408 844 007	1 шт.	Поставляется по отдельному заказу
Устройство связи- МИДА-УС-408-RS485 (преобразователь интерфейсов RS485/USB без гальванической развязки)	МДВГ.408 844 007-01	1 шт.	Поставляется по отдельному заказу
Устройство связи-МИДА-УС-410 (преобразователь интерфейсов RS485/USB с гальванической развязкой)	МДВГ.408 844 006	1 шт.	Поставляется по отдельному заказу
Кольцо уплотнительное ¹⁾	МДВГ.754176.020 или МДВГ.754176.020-01, или 14 по DIN3869	1 шт. 2 шт. 1 шт. 1 шт.	Для датчика со штуцером М12, для датчиков ДД, для штуцера М20. Для М14×1,5 и G1/4
Гаситель пульсаций МИДА-ГП -501 (МИДА-ГП-501-1... МИДА- ГП- 501-15)	МДВГ.408. 861.002	1 шт. 2 шт.	Для датчиков МИДА-ДД-15 (поставляется по отдельному заказу)
Примечание: ¹⁾ не поставляется с исполнением штуцера датчика М12-2			

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе МДВГ.406233.090 РЭ «Датчики давления МИДА-15. Руководство по эксплуатации», раздел 4 «Проверка функционирования, настройка и калибровка датчиков, измерение давления»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к датчикам давления МИДА-15

ГОСТ 22520-85 Датчики давления, разрежения и разности давлений с электрическими аналоговыми выходными сигналами ГСП. Общие технические условия;

ГОСТ 26.011-80 Средства измерений и автоматизации. Сигналы тока и напряжения электрические непрерывные входные и выходные;

Государственная поверочная схема для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа, утвержденная Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 июня 2018 г. № 1339;

Государственная поверочная схема для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1} - 1 \cdot 10^7$ Па, утвержденная Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 декабря 2019 г. № 2900;

Государственная поверочная схема для средств измерений разности давлений до $1 \cdot 10^5$ Па, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 августа 2021 г. № 1904;

МДВГ.406233.090 ТУ Датчики давления МИДА-15. Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Микроэлектронные датчики и устройства»

(ООО МИДАУС)

ИНН 7326056481

Адрес: 432035, г. Ульяновск, пр. Энергетиков, д. 4

Телефон: +7 (8422) 360-361, факс: +7 (8422) 360-680

E-mail: sales@midaus.com

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

(ФГБУ «ВНИИМС»)

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

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

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

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

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы измерений количества нефти и газа «ОЗНА-ИС2»

Назначение средства измерений

Системы измерений количества нефти и газа «ОЗНА-ИС2» (далее – системы «ОЗНА-ИС2») предназначены для прямых и косвенных измерений массы и массового расхода скважинной жидкости, массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды, массы нетто нефти и объема попутного нефтяного газа, извлекаемых из недр.

Описание средства измерений

Принцип действия систем «ОЗНА-ИС2» основан на прямых и косвенных измерениях количества и параметров скважинной жидкости и попутного нефтяного газа, предварительно разделенных в сепараторе на жидкую и газовую фазы.

Системы «ОЗНА-ИС2» применяются в установках, автоматизированных типа «Спутник», выпущенных по техническим условиям (далее – ТУ) ТУ3667-043-00135786-2004 (ТУ 3667-014-00135786-99, ТУ 39-1571-91, ТУ 39-5771770-052-90, ТУ 25-6734002-87, ТУ 39-1061-85), установках измерительных «ОЗНА-МАССОМЕР» (ТУ 3667-088-00135786-2007), установках измерительных «ОЗНА-Импульс» (ТУ3667-042-00135786-2003), установках измерительных «ОЗНА-МАССОМЕР-К» (ТУ 3667-095-00135786-2009), установках автоматизированных измерительных «Спутник-ОЗНА-ВМ1» (ТУ 3667-089-00135786.УК-2007) или установках-реципиентах, выпущенных по ТУ других производителей (далее – установки-реципиенты), находящихся в эксплуатации или при выпуске из производства.

Системы «ОЗНА-ИС2» имеют два уровня. Первый уровень включает в себя измерительные преобразователи расхода скважиной жидкости (сырой нефти) и газа, давления, температуры, плотности сырой нефти, содержания объемной доли воды в сырой нефти. Второй уровень состоит из системы сбора и обработки информации (СОИ), реализованной в блоке измерений и обработке информации на основе измерительно-вычислительного контроллера. Связь между измерительными преобразователями и измерительно-вычислительным контроллером осуществляется посредством аналоговых и цифровых сигналов. Преобразование аналоговых сигналов в цифровые осуществляется в измерительно-вычислительном контроллере. Для вычислений массы сырой нефти без учета воды и массы нетто нефти используются параметры измеряемой среды, определяемые в лаборатории и вносимые в СОИ оператором системы «ОЗНА-ИС2».

СОИ так же выполняет функции передачи управляющих сигналов на распределительное устройство, автоматизированную запорно-регулирующую арматуру и системы жизнеобеспечения установок-реципиентов.

Системы «ОЗНА-ИС2» имеют в своем составе следующие измерительные каналы:

1. Измерительный канал массового расхода, плотности и массы сырой нефти, в зависимости от измеряемого расхода, состоящий из следующих средств измерений (СИ) массы, массового расхода и плотности жидкости:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion;
- счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ЭМИС - МАСС 260;
- счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак;
- счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс;
- расходомеры массовые Promass;
- расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS x400, OPTIMASS;
- расходомеры-счетчики массовые кориолисовые Rotamass;
- счётчики-расходомеры кориолисовые КТМ РумАСС;
- расходомеры массовые ТМ-Р, ТМУ-Р, НРС-Р;
- счетчики жидкости СКЖ;
- счетчики ковшовые скважинной жидкости КССЖ;
- счетчики количества жидкости ЭМИС-МЕРА 300;
- счетчики-расходомеры массовые Turbo Flow CFM.

2. Измерительный канал объема сырой нефти в рабочих условиях (опционально может использоваться вместо измерительного канала массового расхода сырой нефти), состоящий из объемных счетчиков жидкости, внесенных в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

При использовании измерительного канала объема сырой нефти масса сырой нефти вычисляется в СОИ с использованием данных о плотности сырой нефти.

3. Измерительный канал содержания объемной доли воды в сырой нефти в зависимости от содержания объемной доли воды в сырой нефти, состоящий из следующих СИ объемной доли воды в сырой нефти:

- измерители обводненности Red Eye[®], моделей Red Eye[®] 2G и Red Eye[®] Multiphase;
- измерители обводненности и газосодержания нефте-газо-водяного потока «ВГИ-1»;
- влагомеры сырой нефти ВСН-2;
- влагомеры сырой нефти ВСН-АТ и влагомеры поточные ВСН-АТ;
- влагомеры поточные моделей L и F;
- влагомеры сырой нефти ВОЕСН;
- влагомеры оптические емкостные сырой нефти АМ-ВОЕСН;
- влагомеры микроволновые поточные МПВ700.

Измерительный канал содержания объемной доли воды может отсутствовать. В этом случае содержание объемной доли воды рассчитывается в СОИ на основании измерений плотности сырой нефти измерительным каналом плотности сырой нефти и измерений плотности пластовой воды и обезвоженной дегазированной нефти, проведенных в лаборатории. Опционально содержание объемной доли воды может вноситься в СОИ на основании лабораторных измерений в качестве условно-постоянной величины.

4. Измерительный канал объемного расхода и объема попутного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63, состоящий из следующих СИ:

- счетчики газа СВГ;
- счетчики газа КТМ600 РУС;
- расходомеры газа ультразвуковые Руна УНЛ-260;
- датчики расхода газа ДУМЕТИС-1223М;
- датчики расхода - счетчики ДАЙМЕТИК-1261;
- расходомеры-счетчики газа ультразвуковые TurboFlowUFG;
- расходомеры-счетчики газа ультразвуковые ЭЛМЕТРО-Флоус (ДРУ);
- ультразвуковой расходомер-счетчик газа «Вега-Соник ВС-12»;
- расходомеры-счетчики вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200»;

- расходомеры-счетчики вихревые 88.

5. Измерительный канал массового расхода и массы попутного нефтяного газа (опционально может использоваться вместо измерительного канала объемного расхода и объема попутного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63), в зависимости от измеряемого расхода, состоящий из следующих СИ:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion;
- счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ЭМИС - МАСС 260;
- счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак;
- счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс;
- расходомеры массовые Promass;
- расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS x400, OPTIMASS;
- расходомеры-счетчики массовые кориолисовые Rotamass;
- счётчики-расходомеры кориолисовые KTM PyMASS;
- расходомеры массовые TM-R, TMU-R, HPC-R;
- счетчики-расходомеры массовые Turbo Flow CFM.

Вычисление объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63, по измеренным значениям массового расхода и массы газа осуществляется в СОИ.

6. Измерительный канал объемного расхода и объема попутного нефтяного газа (опционально может использоваться вместо измерительного канала объемного расхода и объема попутного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63), состоящий из датчиков расхода газа ДРГ.М.

Приведение измеренного объемного расхода и объема газа к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63 осуществляется в СОИ.

7. Измерительный канал избыточного давления, состоящий из измерительных преобразователей избыточного давления с диапазоном измерений от 0 до 20 МПа и пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,5$ %.

8. Измерительный канал температуры, состоящий из измерительных преобразователей температуры с диапазоном измерений от минус 50 до плюс 100 °С и пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,5$ %.

СОИ может быть реализована на основе следующих измерительно-вычислительных контроллеров:

- контроллеры механизированного куста скважин КМКС;
- контроллеры на основе измерительных модулей 5000 TeleSAFE SmartWIRE, Micro16, SCADAPack;
- контроллеры на основе измерительных модулей SCADAPack (контроллеры) 5209, 5232, 5305 (модули);
- контроллеры SCADAPack 32/32P, 314/314E, 330/334 (330E/334E), 350/357 (350E/357E), 312, 313, 337E, 570/575;
- контроллеры измерительные АТ-8000;
- контроллеры измерительные ОЗНА-K15;
- системы управления модульные B&R X20;
- модули измерительные контроллеров программируемых SIMATIC S7-1500;
- контроллеры программируемые SIMATIC S7-300, SIMATIC S7-1200;
- контроллеры измерительные ControlWave Micro;
- контроллеры программируемые DirectLOGIC, CLICK, Productivity 3000, Terminator;
- контроллеры SCADAPack;
- устройства центральные процессорные системы управления B&R X20;
- контроллеры программируемые логические BRIC;

- контроллеры программируемые логические АБАК ПЛК;
- контроллеры программируемые логические Unistream;
- контроллеры программируемые логические МКLogic200;
- контроллеры измерительные К-15;
- модули ввода-вывода аналоговых и дискретных сигналов MDS;
- модули автоматики NL;
- контроллеры программируемые ЭЛСИ-ТМК.

Измерительные каналы, СОИ системы «ОЗНА-ИС2» могут быть реализованы и состоять из средств измерений, входящих в состав установок-реципиентов:

- установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР» регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 34745-07, 34745-12;
- установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР»-М, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 28851-05;
- установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР»-Е, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 28127-04;
- установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР»-R, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 28128-04;
- установки измерительные комбинированные «ОЗНА-МАССОМЕР»-К, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 43673-10;
- установки автоматизированные измерительные «Спутник-ОЗНА-ВМ1», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 38675-08.

Совокупность применяемых СИ выбирается в зависимости от ожидаемых значений расхода скважинной жидкости и попутного нефтяного газа, давления и температуры измеряемой среды, содержания пластовой воды в сырой нефти и содержания нефтяного газа в обезвоженной нефти, а также от типоразмера сепаратора установок-реципиентов.

Заводские (серийные) номера систем «ОЗНА-ИС2» нанесены методом лазерной маркировки на таблички, которые прикреплены снаружи на блок-боксы блоков аппаратурных и технологических установок-реципиентов.

Формат нанесения заводского номера – числовой. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Пломбирование систем «ОЗНА-ИС2» не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечения систем «ОЗНА-ИС2» предназначено для сбора, обработки измерительной и сигнальной информации, поступающей от первичных преобразователей параметров, вычислений массы брутто нефти и среднего массового расхода, сырой нефти без учета воды и среднего массового расхода, массы нетто нефти и среднего массового расхода, объема и среднего объемного расхода нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, передачи измерительной информации на верхний уровень и управляющей информации на КИПиА и средства автоматизации установок-реципиентов.

Идентификационные данные ПО систем «ОЗНА-ИС2» приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО ПЛК	ПО ИБК
Идентификационное наименование ПО	IS.MR.101	IS.MR.201
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.xxxxxx ¹⁾	1.zzzzzz ¹⁾
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	уууу ²⁾ .F3C4	kkkk ²⁾ .94C7

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО ПЛК	ПО ИВК
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-16	CRC-16
¹⁾ – номер подвсерии из шести десятичных цифр, предназначен для отслеживания исходных текстов ПО ПЛК \ ПО ИВК в системе контроля версий производителя, может быть любым; ²⁾ – служебный идентификатор ПО ПЛК \ ПО ИВК из четырех шестнадцатеричных цифр, расположен перед контрольной суммой, может быть любым.		

Уровень защиты ПО системы «ОЗНА-ИС2» от непреднамеренных и преднамеренных изменений «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Погрешность расчетов, выполняемых ПО, благодаря использованию чисел с плавающей запятой в формате IEEE 754 и стандартных математических библиотек языков C++ \ ST, влияет на метрологические характеристики средства измерений в незначительной степени, не превышающей предусмотренную в методике (методе) измерений.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики систем «ОЗНА-ИС2», включая показатели точности и физико-химические свойства измеряемой среды приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода скважинной жидкости, т/сут	от 1 до 4000
Диапазон измерений объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, м ³ /сут	от 1 до 750000
Диапазон содержания объемной доли воды в сырой нефти, %	от 0 до 100
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерительного канала массы и массового расхода скважинной жидкости: - при вязкости нефти в пластовых условиях не более 200 мПа · с, %, не более - при вязкости нефти в пластовых условиях 200 мПа · с и более, %, не более	±2,5 ±10,0
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды при содержании воды (в объемных долях), %: - от 0 до 70% - от 70 до 95% - свыше 95 %	±6,0 ±15, 0 не нормируется
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерительного канала объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %, не более	±5,0

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефтегазоводяная смесь (скважинная жидкость)
Давление измеряемой среды, МПа, не более	16
Диапазон температур измеряемой среды, °С	от -20 до +100
Род тока	Переменный
Напряжение, В	380/220
Допустимое отклонение от номинального напряжения, %	от -15 до +10
Частота, Гц	50±0,4
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	20
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	40000
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится в левом верхнем углу на металлические таблички, укрепленные на блок-боксы, методом лазерной маркировки или аппликацией, а также типографским или иным способом на титульных листах руководства по эксплуатации и паспорта.

Комплектность средства измерений

Комплектность поставки соответствует таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность поставки

Наименование	Количество	Примечание
Система измерений количества нефти и газа «ОЗНА-ИС2» в том числе комплекты:	1	В соответствии с заказом
Комплект основных средств измерений	1	
Шкаф управления	1	Согласно спецификации
Комплект вспомогательных средств измерений	1*	
Комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей (далее – ЗИП)	1*	Согласно ведомости ЗИП
Комплект эксплуатационных документов	1	Согласно ведомости эксплуатационных документов
Комплект монтажных частей (далее – КМЧ)	1*	Согласно ведомости КМЧ
Примечания: * - поставляется по отдельному заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ГСИ. Масса скважинной жидкости и объем попутного нефтяного газа. Методика измерений с применением установок измерительных «ОЗНА-МАССОМЕР» и систем измерений количества нефти и газа «ОЗНА-ИС2». (Свидетельство об аттестации № 01.00257-2013/7709-22 от 09.09.22 г.). Регистрационный номер в Федеральном реестре методик измерений ФР.1.29.2022.44135.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

БДМА.407932.023 ТУ Системы измерений количества нефти и газа «ОЗНА-ИС2». Технические условия.

Изготовитель

Акционерное общество «ОЗНА - Измерительные системы»

(АО «ОЗНА - Измерительные системы»)

ИНН 0265037983

Адрес: 452607, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Северная, д. 60

Тел./факс: +7(34767) 9-50-10

E-mail: ms@ozna.ru

Испытательный центр

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

(ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

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

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

Телефон: +7(843) 272-70-62

Факс: +7(843)272-00-32

E-mail: office@vniir.org

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