

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» августа 2022 г. № 2145

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

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистрационный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методик поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Заявитель	Юридическое лицо, выдавшее заключение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Весы крановые встроенные	КРАБ	-	58046-14	-	-	Приложение ДА ГОСТ OIML R 76-1- 2011	-	Общество с ограниченной ответственностью «ИнтерВес» (ООО «ИнтерВес»), г. Новосибирск	Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ», г. Новосибирск
2.	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Балаковской ТЭЦ-4	-	001	73508-18	-	-	РТ-МП-5547- 550-2018	-	Общество с ограниченной ответственностью «Инфинити» (ООО «Инфинити»), г. Нижний Новгород	ФБУ «Саратовский ЦСМ им. Б.А. Дубовикова», г. Саратов
3.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 618	-	330/2007	78382-20	-	-	НА.ГНМЦ.032 1-19 МП с изменением №1	-	Территориально- производственное предприятие «РИТЭК-Самара- Нафта» Общество с ограниченной ответственностью «Российская инновационная	ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика», г. Казань

									топливно-энергетическая компания» (ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта» ООО «РИТЭК»), г. Самара	
4.	Система измерений количества и показателей качества нефти №225 ПСП «Калейкино» ПАО «Татнефть»	-	50С	79770-20	-	-	НА.ГНМЦ.044 3-20 МП	-	Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина (ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина), Республика Татарстан, г. Альметьевск	АО «Нефтеавтоматика», г. Казань
5.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 3 ПСП «Ярославль» ООО «Транснефть - Балтика»	-	01	80125-20	-	-	НА.ГНМЦ.049 7-20 МП с изм. №1	-	Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»), г. Уфа	Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»), г. Казань
6.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 468	-	01	81798-21	Акционерное общество «Черноморские магистральные нефтепроводы» (АО «Черномортранснефть»), Краснодарский край, г. Новороссийск, Шесхарис	МП 1184-14-2020	-	МП 1184-14-2020 с изменением № 1	Общество с ограниченной ответственностью «Тихорецк-Нафта» (ООО «Тихорецк-Нафта», Краснодарский край, пос. Парковый	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Казань
7.	Система измерений количества и показателей качества нефти №223 ПСП «Набережные Челны» ПАО «Татнефть»	-	62Б	82311-21	Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина (ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина), Республика Татарстан, г. Альметьевск	-	НА.ГНМЦ.054 0-20 МП	-	Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина (ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина), Республика Татарстан, г. Альметьевск	АО «Нефтеавтоматика», г. Казань

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» августа 2022 г. № 2145

Регистрационный № 78382-20

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 618

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 618 (далее по тексту – СИКН) предназначена для автоматического измерения массы нефти при проведении учетных операций при сдаче нефти ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта» ООО «РИТЭК» в магистральный нефтепровод АО «Транснефть-Приволга».

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти, реализованного с применением счетчиков-расходомеров массовых.

Конструктивно СИКН состоит из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК), щелевого пробозаборного устройства, системы сбора и обработки информации и управления (далее по тексту – СОИ), трубопоршневой поверочной установки (ТПУ).

Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из одной рабочей и одной резервно-контрольной измерительных линий (ИЛ).

На входном коллекторе БИЛ установлены следующие средства измерений (СИ) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений) и технические средства:

- преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационные № 14061-04, № 14061-10, № 14061-15);

- пробозаборное устройство щелевого типа;

- манометр для точных измерений типа МТИ модели 1246 (регистрационный № 1844-63).

В состав каждой ИЛ входят следующие СИ и технические средства:

- преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационные № 14061-04, № 14061-10, № 14061-15);

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF400 (регистрационный № 81622-21);

- преобразователи измерительные 644, 3144Р (регистрационные № 14683-04, № 14683-09) или преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р (регистрационный № 56381-14) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 (регистрационные № 22257-05, № 22257-11) или с термопреобразователем сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный № 53211-13);

- датчики разности давления «Метран-100» (регистрационный № 22235-01) или датчики разности давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);

- фильтр фирмы «Plenty» с дренажным краном;

- манометр для точных измерений типа МТИ модели 1246 (регистрационный № 1844-63);

- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 (регистрационный № 303-91).

На выходном коллекторе БИЛ установлены следующие СИ и технические средства:

- преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационные № 14061-04, № 14061-10, № 14061-15);

- преобразователи измерительные 644, 3144Р (регистрационные № 14683-04, № 14683-09) или преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р (регистрационный № 56381-14) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 (регистрационные № 22257-05, № 22257-11) или с термопреобразователем сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный № 53211-13);

- манометр для точных измерений типа МТИ модели 1246 (регистрационный № 1844-63).

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

В БИК установлены следующие СИ и технические средства:

- преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационные № 14061-04, № 14061-10, № 14061-15);

- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (регистрационные № 15644-06, № 52638-13);

- преобразователи измерительные 644, 3144Р (регистрационные № 14683-04, № 14683-09) или преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р (регистрационный № 56381-14) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 (регистрационные № 22257-05, № 22257-11) или с термопреобразователем сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный № 53211-13);

- преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный 7829 (регистрационный № 15642-06) или преобразователи плотности и вязкости FVM (регистрационный № 62129-15);

- счетчик нефти турбинный МИГ-32Ш (регистрационный № 26776-04);

- два влагомера нефти поточные УДВН-1пм (регистрационные № 38648-08, № 14557-15);

- анализатор серы рентгеноабсорбционный «SPECTRO 682Т-НР» в потоке жидких углеводородов, находящихся под давлением (регистрационный № 32215-06);

- два пробоотборника для автоматического отбора проб;

- пробоотборник для ручного отбора проб;

- манометры для точных измерений типа МТИ модели 1246 (регистрационный № 1844-63);

- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 (регистрационный № 303-91).

В узле ТПУ установлены следующие СИ и технические средства:

- установка трубопоршневая «Сапфир М» (регистрационный № 23520-02);

- преобразователи измерительные 644, 3144Р (регистрационные № 14683-04, № 14683-09) или преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р (регистрационный № 56381-14) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 (регистрационные № 22257-05, № 22257-11) или с термопреобразователем сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный № 53211-13);

- преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационные № 14061-04, № 14061-10, № 14061-15);

- манометры для точных измерений типа МТИ модели 1246 (регистрационный № 1844-63);

- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 (регистрационный № 303-91).

В состав СОИ СИКН входят следующие СИ и технические средства:

- комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03» (регистрационный № 19240-05);
- автоматизированное рабочее место оператора (далее по тексту – АРМ), с реализованным на нем программным обеспечением верхнего уровня «Форвард», оборудованное персональным компьютером со специализированным программным обеспечением и средствами отображения и печати.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерение массового расхода и массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости нефти;
- вычисление массы нетто нефти как разность массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей в лаборатории, массовой доли воды, определенной в лаборатории или определенной по результатам измерений объемной доли воды с помощью влагомера нефти поточного;
- измерение в БИК объемной доли воды в нефти, плотности и вязкости нефти;
- измерение давления и температуры нефти;
- проведение контроля метрологических характеристик и поверки СРМ с применением стационарной ТПУ и ПП;
- отбор проб (автоматический и ручной) согласно ГОСТ 2517-2012;
- контроль параметров измеряемой среды, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в комплексе измерительно-вычислительном ИМЦ-03 и в АРМ оператора.

Идентификационные данные ПО СИКН приведены в таблицах 1, 2.

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

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-03

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Нефть. Преобразователи массового расхода
Номер версии (идентификационный номер) ПО	PX.350.02.01.00 АВ
Цифровой идентификатор ПО	–
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	–

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

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.0.0.1	4.0.0.2	4.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71	0C7A65BD	96ED4C9B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти СИКН, т/ч	от 71 до 255
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

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

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Характеристики измеряемой среды: – диапазон плотности, кг/м ³ – диапазон давления, МПа – диапазон температуры, °С – массовая доля воды, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – вязкость кинематическая, сСт, не более – содержание свободного газа, %	от 780 до 880 от 0,348 до 3,5 от +25,0 до +50,0 0,5 0,05 100 40 не допускается
Режим работы СИКН	периодический
Параметры электропитания: – напряжение питания сети, В – частота питающей сети, Гц	380±38/220±22 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -40,0 до +50,0
Средний срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, час	20 000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 618, зав. №330/2007	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации СИКН	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе МН 887-2019 «ГСИ. Масса нефти. Методика системой измерений количества и показателей качества нефти №618», ФР.1.29.2019.34641.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 618

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»;

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»
(ООО «ИМС Индастриз»)

ИНН 7736545870

Адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47А

Телефон (факс): +7 (495) 221-10-50, +7 (495) 221-10-51

Web-сайт: <http://www.imsholding.ru>

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

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

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

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» августа 2022 г. № 2145

Регистрационный № 79770-20

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерений количества и показателей качества нефти №225
ПСП «Калейкино» ПАО «Татнефть»**

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти №225 ПСП «Калейкино» ПАО «Татнефть» (далее по тексту – СИКН) предназначена для автоматических измерений массы брутто нефти, определения показателей качества нефти и вычислений массы нетто нефти.

Описание средства измерений

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

- объёма нефти с помощью преобразователей расхода (ПР), давления и температуры;
- плотности нефти с помощью поточных преобразователей плотности, давления и температуры или в лаборатории.

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

Конструктивно СИКН состоит из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК), системы сбора и обработки информации (далее по тексту – СОИ), блока стационарной поверочной установки (ПУ), узла подключения передвижной ПУ.

БИЛ состоит из четырех рабочих измерительных линий (ИЛ).

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

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: устройства измерения параметров жидкости и газа модели 7955 (далее по тексту – устройства 7955), осуществляющие сбор измерительной информации; два автоматизированных рабочих места оператора ПК «CROPOS» (далее по тексту – АРМ оператора), осуществляющие формирование отчетных данных и оснащенные средствами отображения, управления и печати.

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

Узел подключения передвижной ПУ предназначен для проведения поверки ПР и стационарной ПУ по передвижной ПУ, а также проведения КМХ в межповерочном интервале ПР по передвижной ПУ.

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

Т а б л и ц а 1 – Перечень СИ

Наименование и тип средств измерений	Регистрационный №
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM	16128-01
Датчики давления серии I/A	15863-02
Датчики давления I/A	15863-07
Датчики давления I/A	15863-08
Преобразователи давления измерительные KM35	71088-18
Преобразователи измерительные RTT20	20248-00
Датчики температуры модели RTT20	54693-13
Датчики температуры 644, 3144P	39539-08
Преобразователи измерительные 644	14683-04
Датчики температуры Rosemount 644, Rosemount 3144P	63889-16
Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P	56381-14
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01, 22257-11
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13, 69487-17
Датчики температуры TMT142R	63821-16
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	52638-13
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-01
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-01, 14557-05, 14557-15
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827	15642-01, 15642-06
Преобразователи плотности и вязкости FVM	62129-15
Счетчики нефти турбинные МИГ	26776-04
Преобразователи расхода турбинные МИГ-М	65199-16
Устройства измерения параметров жидкости и газа модели 7955	15645-01

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

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматизированное измерение объемного расхода нефти ($\text{м}^3/\text{ч}$) в рабочем диапазоне;
- автоматизированное вычисление массы брутто нефти (т) и объема нефти (м^3) в рабочем диапазоне расхода;
- автоматизированное измерение объемного влагосодержания (%), плотности ($\text{кг}/\text{м}^3$), вязкости (сСт), температуры ($^{\circ}\text{C}$) и давления (МПа) нефти;
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверка и КМХ ПР по стационарной или передвижной ПУ;
- поверка стационарной ПУ по передвижной ПУ;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защита информации от несанкционированного доступа.

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

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

Заводской номер наносится на табличку блока СИКН.

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в устройствах 7955 и АРМ оператора.

Идентификационные данные ПО АРМ оператора и устройств 7955 приведены в таблицах 2 и 3 соответственно.

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

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

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
Идентификационное наименование ПО	DOC.EXE	DENS.EXE	POVERKA.EXE	REPORT.EXE
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	1.0	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО	3FFA9330	A233871	931FD8AF	794D0A01
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32			

Т а б л и ц а 3 – Идентификационные данные ПО устройств 7955

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	–
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2540 Iss 4.23.00
Цифровой идентификатор ПО	–
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	–

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч (м³/ч)	от 50,4 до 1104,1 (от 60,0 до 1220,0)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

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

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Характеристики измеряемой среды: - плотность, кг/м³ - давление, МПа - температура, °С - массовая доля воды, %, не более - массовая доля механических примесей, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³, не более - содержание свободного газа, %, не более	от 840 до 905 от 0,2 до 4,0 от +5 до +40 0,5 0,05 100 отсутствует

Окончание таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38; 220±22 50±1
Габаритные размеры СИКН, мм, не более: - БИЛ – высота – ширина – длина - БИК – высота – ширина – длина	7250 12250 11250 3250 3000 9150
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С – БИЛ – БИК – блок СОИ - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25 95 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, ч	20 000
Режим работы	непрерывный

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти №225 ПСП «Калейкино» ПАО «Татнефть», зав. № 50С	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе МН 1060 – 2020 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти №225 ПСП «Калейкино» ПАО «Татнефть», ФР.1.29.2020.38571.

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 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Нефтеавтоматика» (ОАО «Нефтеавтоматика»)
(СИКН изготовлена в 2005 г.)

ИНН: 0278005403

Адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, д. 24

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

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

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» августа 2022 г. № 2145

Регистрационный № 82311-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерений количества и показателей качества нефти №223
ПСП «Набережные Челны» ПАО «Татнефть»**

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти №223 ПСП «Набережные Челны» ПАО «Татнефть» (далее по тексту – СИКН) предназначена для автоматических измерений массы брутто нефти, определения показателей качества нефти и вычислений массы нетто нефти.

Описание средства измерений

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

- объёма нефти с помощью преобразователей расхода (ПР), давления и температуры;
- плотности нефти с помощью поточных преобразователей плотности, давления и температуры или в лаборатории.

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

Конструктивно СИКН состоит из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК), системы сбора и обработки информации (далее по тексту – СОИ), блока стационарной поверочной установки (ПУ), узла подключения передвижной ПУ.

БИЛ состоит из трех рабочих измерительных линий (ИЛ).

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

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: устройства измерения параметров жидкости и газа модели 7955 (далее по тексту – устройства 7955), осуществляющие сбор измерительной информации и формирование отчетных данных; два автоматизированных рабочих места оператора ПК «CROPOS» (далее по тексту – АРМ оператора), оснащенные средствами отображения, управления и печати.

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

Узел подключения передвижной ПУ предназначен для проведения поверки ПР и стационарной ПУ по передвижной ПУ.

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

Т а б л и ц а 1 – Перечень СИ

Наименование и тип средств измерений	Регистрационный №
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM	16128-01
Преобразователи давления измерительные КМ35	71088-18
Датчики давления серии I/A	15863-02
Датчики давления I/A	15863-07, 15863-08
Датчики температуры 644, 3144P	39539-08
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01, 22257-11
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13, 69487-17
Преобразователи измерительные 644	14683-04
Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P	56381-14
Датчики температуры Rosemount 644, Rosemount 3144P	63889-16
Преобразователи измерительные RTT20	20248-00
Датчики температуры модели RTT20	54693-13
Датчики температуры TMT142R	63821-16
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-01, 52638-13
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-01, 14557-05, 14557-15
Преобразователи плотности и вязкости измерительные модели 7827	15642-96
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827	15642-01, 15642-06
Преобразователи плотности и вязкости FVM	62129-15
Счетчики нефти турбинные МИГ	26776-04
Преобразователи расхода турбинные МИГ-М	65199-16
Устройства измерения параметров жидкости и газа модели 7955	15645-01

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

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматизированное измерение массы брутто нефти (т) и объемного расхода нефти ($\text{м}^3/\text{ч}$) в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти;
- автоматическое измерение объемного влагосодержания (%), плотности ($\text{кг}/\text{м}^3$), вязкости (сСт), температуры ($^{\circ}\text{C}$) и давления (МПа) нефти;
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверка и КМХ ПР по стационарной или передвижной ПУ;
- поверка стационарной ПУ по передвижной ПУ;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защита информации от несанкционированного доступа.

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

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

Заводской номер наносится ударным способом на табличку блока СИКН.

Программное обеспечение

СИКН обеспечивает выполнение функций СИКН и реализовано в АРМ оператора и устройствах 7955. Идентификационные данные ПО устройств 7955 и АРМ оператора приведены в таблицах 2 и 3 соответственно.

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

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

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	DOC.EXE	POVERKA.EXE	REPORT.EXE
Номер версии ПО	1.0	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО	682372C	4E133097	554E4BEA
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32		

Т

а б л и ц а 3 – Идентификационные данные ПО устройств 7955

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	–
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.23.00
Цифровой идентификатор ПО	429B8CD0
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч (м³/ч)	от 205,2 до 564,2 (от 240,0 до 620,0)
Пределы допускаемой относительной погрешности:	
- измерений массы брутто нефти, %	±0,25
- измерений массы нетто нефти, %	±0,35

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

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Характеристики измеряемой среды:	
- плотность, кг/м³	от 855 до 910
- давление, МПа	от 0,21 до 0,65
- температура, °С	от +5 до +30
- массовая доля воды, %, не более	0,5
- массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
- массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³, не более	100
- содержание свободного газа, %, не более	отсутствует
- вязкость кинематическая при 20°С, мм²/с, не более	30
- давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38; 220±22 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - блок измерительных линий - блок измерений показателей качества нефти - система сбора и обработки информации - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 от +5 до +35 от +15 до +35 95 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, ч	20 000
Режим работы СИКН	непрерывный

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти №223 ПСП «Набережные Челны» ПАО «Татнефть», зав. № 62Б	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе МН 1070-2020 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 223 ПСП «Набережные Челны», ФР.1.29.2021.40625.

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 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина (ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина)

ИНН 1644003838

Адрес: 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Нефтеавтоматика» (ОАО «Нефтеавтоматика») (СИКН изготовлена в 2005 г.)

ИНН 0278005403

Адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, д. 24

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 468

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

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

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

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

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

Измерительные компоненты СИКН, приведены в таблице 1.

Таблица 1– Состав СИКН

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

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

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

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

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

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.6
Цифровой идентификатор ПО	c134dd0
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.5
Цифровой идентификатор ПО	5e6ec20d
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.4
Цифровой идентификатор ПО	86fff286
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	f3578252
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.12
Цифровой идентификатор ПО	e2edee82
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.17
Цифровой идентификатор ПО	5b181d66
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.3.1
Цифровой идентификатор ПО	62b3744e
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.5
Цифровой идентификатор ПО	c5136609
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Продолжение таблицы 2

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

Продолжение таблицы 2

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН

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

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

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

Продолжение таблицы 4

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКН

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

Сведения о методиках (методах) измерений

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Акционерное общество «Черноморские магистральные нефтепроводы»
(АО «Черномортранснефть»)
Адрес: 353911, Краснодарский край, г. Новороссийск, Шесхарис
ИНН: 2315072242

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть - Метрология»
(АО «Транснефть - Метрология»)
Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская набережная, д. 4, стр. 2
ИНН: 7723107453
Телефон: 8(495) 950-87-00
Факс: 8(495) 950-85-97
E-mail: cmo@cmo.transneft.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 проспект, 19
Адрес местонахождения: 420088, Россия, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 «а»
Телефон: 8(843) 272-70-62
Факс: 8(843) 272-00-32
Web-сайт: www.vniir.org
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Весы крановые встроенные КРАБ

Назначение средства измерений

Весы крановые встроенные КРАБ (далее – весы) предназначены для измерения массы грузов, транспортируемых на грузозахватных механизмах подъемных устройств.

Описание средства измерений

Конструктивно весы состоят из грузоприемного устройства (ГПУ), весоизмерительного прибора, аккумуляторной батареи и пульта дистанционного управления. ГПУ представляет собой траверсу, встраиваемую в грузозахватное приспособление крана. На траверсе расположены от одного до двух весоизмерительных модулей.

Принцип действия весов основан на преобразовании деформаций упругих элементов весоизмерительных датчиков (далее – датчики), возникающих под действием силы тяжести взвешиваемого объекта в аналоговый электрический сигнал, изменяющийся пропорционально массе грузов. Сигналы с датчиков преобразуются в цифровые при помощи весоизмерительного прибора, скомпонованного в защитном обогреваемом шкафу (с поддержкой температуры не ниже 0°C). Результаты взвешивания в единицах массы передаются по радиоканалу на периферийные устройства (выносное табло, ПК). Управление весами осуществляется с помощью дистанционного пульта управления.

В весах применяются следующие модули:

- датчики весоизмерительные тензорезисторные RTN (регистрационный №21175-13);
- датчики весоизмерительные SB2 (регистрационный №63476-16);
- датчики весоизмерительные тензорезисторные ZS, CLC, WLS, SDS, EDS исполнения ZS модификации ZSFY, ZSE (регистрационный №75819-19);
- датчики весоизмерительные тензорезисторные М модификации М70 (регистрационный №53673-13);
- приборы весоизмерительные WE модификации WE2110; WE2111 (регистрационный №61808-15);
- электронный блок измерения Complete Digital Display производства фирмы «ЕНР Wagetechnik GmbH», Германия (далее – прибор);
- электронный блок вторичного преобразования веса DataVes-18 производства ООО «ИнтерВес» г.Новосибирск (далее – прибор).

Структура условного обозначения весов: КРАБ - Max - [1],

где: Max - максимальная нагрузка, т;

[1] - тип датчика (RTN, SB2, M, ZS).

Общий вид весов КРАБ представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид весов КРАБ

Защита от несанкционированного доступа к ПО, настройкам и данным измерений обеспечивается блокировкой доступа в режим юстировки прибора при помощи защитной пломбы (наклейки) на корпусе прибора, а также дополнительным паролем доступа. Для прибора Complete Digital Display и DataVes-18 переключатель режимов настройки весов доступен только при открытом корпусе прибора, а в исполнении без корпуса – при открытой пластине верхней крышки прибора. ПО не может быть модифицировано без нарушения защитной пломбы и изменения положения переключателя юстировки.

Схемы пломбирования приборов от несанкционированного доступа представлены на рисунке 2. Знак поверки на прибор не наносится, т.к. условия эксплуатации весов не обеспечивают сохранность знака в течение интервала между поверками.



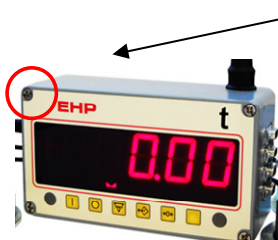
WE2111

Место нанесения
разрушаемой
наклейки



WE2110

Место нанесения
разрушаемой
наклейки



Исполнение в корпусе

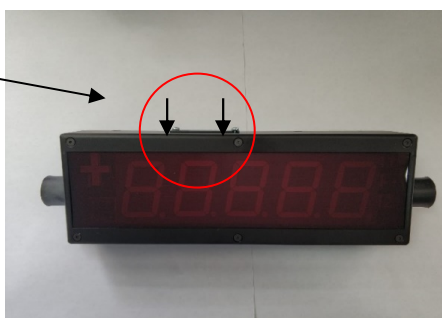
Место нанесения
пломбы



Исполнение без корпуса

Complete Digital Display

Место нанесения
пломбы



DataVes-18

Рисунок 2 - Схемы пломбирования приборов

Общий вид маркировочной таблички приведен на рисунке 3

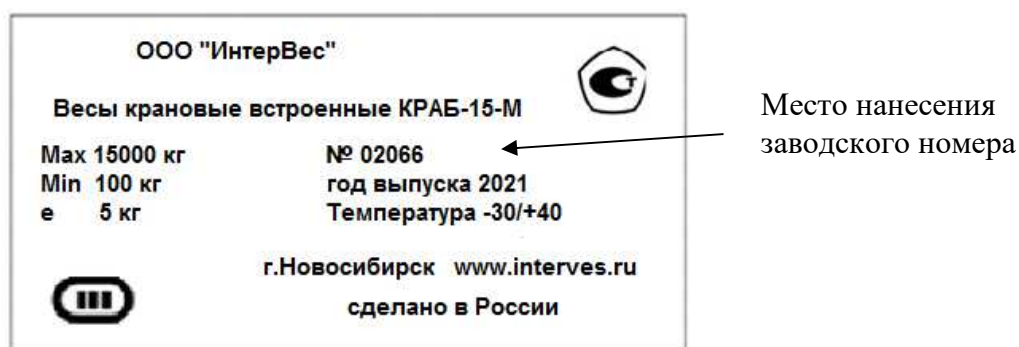


Рисунок 3 - Общий вид маркировочной таблички

Надписи, знаки и изображения на табличке выполнены фотохимическим методом, обеспечивающим четкость и сохранность маркировки в течение всего срока службы весов. Заводской номер имеет числовой формат, состоит из пяти цифр. Маркировочная табличка закреплена на металлоконструкции весов.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее ПО) приборов является встроенным и метрологически значимым. Идентификационным признаком ПО служит номер версии, который отображается на дисплее при включении весов или по запросу через меню ПО прибора.

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	WE2110	WE2111	Complete Digital Display	DataVes-18
Идентификационное наименование ПО	WE2110	WE2111	LAN	ELF
Номер версии (идентификационный номер) ПО	P54i	v1.0x*	12.XX*	02.07
Цифровой идентификатор ПО	отсутствует, исполняемый код недоступен			-
* - обозначения «x» и «XX» не относятся к метрологически значимому ПО				

Метрологические и технические характеристики

Класс точности весов по ГОСТ OIML R-76-1-2011..... III (средний)
Значения максимальной нагрузки весов (Max), минимальной нагрузки (Min), поверочного интервала (e), действительной цены деления (d), число поверочных интервалов (n), интервалы взвешивания и пределы допускаемой абсолютной погрешности (mpe) при первичной поверке приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Max, т	Min, т	e=d, кг	n	Для нагрузки m, т	mpe, кг
1	2	3	4	5	6
5	0,04	2	2500	$0,04 \leq m \leq 1$	$\pm 1,0$
				$1 < m \leq 4$	$\pm 2,0$
				$4 < m \leq 5$	$\pm 3,0$
10	0,1	5	2000	$0,1 \leq m \leq 2,5$	$\pm 2,5$

				$2,5 \leq m \leq 10$	$\pm 5,0$
--	--	--	--	----------------------	-----------

Окончание табл. 2

1	2	3	4	5	6
15	0,1	5	3000	$0,1 \leq m \leq 2,5$	$\pm 2,5$
				$2,5 < m \leq 10$	$\pm 5,0$
				$10 < m \leq 15$	$\pm 7,5$
30	0,2	10	3000	$0,2 \leq m \leq 5$	± 5
				$5 < m \leq 20$	± 10
				$20 < m \leq 30$	± 15
50	0,4	20	2500	$0,4 \leq m \leq 10$	± 10
				$10 < m \leq 40$	± 20
				$40 < m \leq 50$	± 30
80	1	50	1600	$1 \leq m \leq 25$	± 25
				$25 < m \leq 80$	± 50
100	1	50	2000	$1 \leq m \leq 25$	± 25
				$25 < m \leq 100$	± 50

Пределы допускаемой погрешности в эксплуатации равны удвоенному значению пределов допускаемых погрешностей при первичной поверке.

Таблица 3 - Технические характеристики весов

Наименование характеристики	Значение
Диапазон рабочих температур, °С: - для ГПУ весов модификаций: - КРАБ-Мах-RTN; - КРАБ-Мах-SB2; КРАБ-Мах-М - КРАБ-Мах-ZS - для приборов	от -30 до +50 от -30 до +40 от -40 до +40 от -10 до +40
Диапазон устройства выборки массы тары, % от Мах	от 0 до 90
Пределы допускаемой погрешности устройства установки на нуль	$\pm 0,25$ е
Потребляемая мощность, не более, В·А	10
Электрическое питание весов осуществляется от аккумуляторной батареи напряжением постоянного тока, В	от 6 до 24
Вероятность безотказной работы за 2000 ч, не менее	0,92
Средний срок службы, лет, не менее	10

Таблица 4 - Габаритные размеры и масса весов

Мах, т	Габаритные размеры весов (Д×Ш×В), не более, мм	Масса весов, кг не более
5	8000×700×1000	1500
10	8000×700×1000	2500
15	8000×700×1000	2500
30, 50	10000×900×1200	6000
80, 100	12000×1200×2000	15000

Знак утверждения типа

наносится фотохимическим способом на маркировочную табличку, закрепленную на боковой стенке защитного шкафа, и на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность весов

Наименование	Количество
1 Весы КРАБ в сборе	1 комплект
2 Пульт управления	1 шт.
3 Зарядное устройство (опционально)	1 шт.
4 Эксплуатационная документация: - Руководство по эксплуатации весов ИВПС.404432.250 РЭ с изм. 2; - Паспорт весов ИВПС.404432.250 ПС; - Руководство по эксплуатации на прибор	1 комплект

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе «Весы крановые встроенные КРАБ. Руководство по эксплуатации. ИВПС.404432.250 РЭ с изменением 2», раздел 9 «Порядок работы».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ OIML R-76-1-2011 «Весы неавтоматического действия. Часть 1. Метрологические и технические требования. Испытания»;

Государственная поверочная схема для средств измерения массы, утвержденная приказом Росстандарта от 29 декабря 2018 г. № 2818.

Изготовитель

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

ИНН 5408235640

Адрес: 630090, г. Новосибирск, ул. Кутателадзе, 4г, офис 245

Тел./факс: +7 (383) 363-19-54; +7 (383) 363-36-21

E-mail: info@intervес.ru

Испытательный центр

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр. Димитрова, 4

Юридический адрес: 141570, Московская область, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ», корпус 11

Телефон: +7 (383) 210-08-14, факс: +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» августа 2022 г. № 2145

Регистрационный № 80125-20

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 3
ПСП «Ярославль» ООО «Транснефть - Балтика»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 3 ПСП «Ярославль» ООО «Транснефть - Балтика» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированного определения массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на косвенном методе динамических измерений массы нефти.

При косвенном методе динамических измерений массу брутто нефти определяют с применением измерительных компонентов: преобразователя объемного расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователя объемного расхода, преобразователей температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы контроллера измерительно-вычислительного FloBoss S600+, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму. Часть измерительных компонентов СИКН формируют вспомогательные измерительные каналы (ИК) метрологические характеристики которых определяются комплектным методом.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока фильтров, блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), узла регулирования давления, системы сбора, обработки информации и управления (далее – СОИ) и системы дренажа нефти. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКН и ее компоненты.

БИЛ состоит из трех рабочих измерительных линии (ИЛ) и двух резервных ИЛ.

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

В состав СИКН входят измерительные компоненты, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты, утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 16...500 мм (далее – ПР)	15427-01
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 16...500 мм	15427-06
Преобразователи измерительные 644, 3144P, 3244MV	14683-04
Датчики температуры 644, 3144P	39539-08
Преобразователи измерительные 644, 3144P	14683-09
Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P	56381-14
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-15
Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ	26803-11
Манометры, вакуумметры и мановакуумметры для точных измерений типа МТИ и ВТИ	1844-63
Манометры, вакуумметры и мановакуумметры для точных измерений типа МТИ и ВТИ	1844-15
Термометры электронные «ЕхТ-01»	44307-10
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	303-91
Расходомеры ультразвуковые UFM 3030, UFM 3030-300, UFM 500-030, UFM 500-300	48218-11
Преобразователи плотности жидкости измерительные моделей 7835, 7845, 7846, 7847	15644-01
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные моделей 7827, 7828, 7829	15642-01
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные (мод. 7825, 7826, 7827, 7828, 7829)	15642-06
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	14557-01
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Анализаторы серы модели ASOMA 682T-HP-EX, ASOMA682T-HP	50181-12
Контроллеры измерительные FloBoss S600+ (заводские №№ 18361865, 18361866)	81438-21

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти по каждой ИЛ и по СИКН в целом по результатам измерений объема нефти по каждой ИЛ и плотности нефти и приведение измеренных значений к стандартным условиям;
- автоматическое измерение объема, давления, температуры, плотности, вязкости, содержания воды в нефти, содержания серы в нефти;

- автоматическое вычисление массы нетто нефти по каждой ИЛ и по СИКН в целом с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- формирование и печать отчетных документов;
- дистанционное и местное управление запорной и регулирующей арматурой, циркуляционными насосами и другим оборудованием;
- автоматический контроль, индикацию, сигнализацию предельных значений технологических параметров;
- поверку и контроль метрологических характеристик ПР по стационарной поверочной установке;
- автоматический отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002-2006.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Заводской номер СИКН указан в инструкции по эксплуатации.

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в контроллерах измерительных FloBoss S600+ (далее – контроллеры) и в ПО ПК «Сторос».

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО контроллеров и ПК «Сторос» приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	контроллеры	ПК «Сторос»
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25/25	1.0
Цифровой идентификатор ПО	1990	A1C753F7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 350 ¹⁾ до 4800
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

¹ – при вязкости нефти от 43 до 65 мм²/с минимальное значение расхода составляет 400 м³/ч, при вязкости от 66 до 90 мм²/с - 500 м³/ч, при вязкости от 91 до 140 мм²/с - 667 м³/ч, при вязкости от 141 до 200 мм²/с - 533,6 м³/ч

Т а б л и ц а 4 – Состав и основные метрологические характеристики вспомогательных ИК с комплектным методом определения метрологических характеристик

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6	7
1-36	ИК силы тока	36 (СОИ)	-	Аналоговые входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 4 до 20 мА	$\pm 0,04 \%$ (приведенная)
37-45	ИК частоты	9 (СОИ)	-	Частотные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 1 до 10000 Гц	$\pm 0,1$ Гц (абсолютная)
46-57	ИК количества импульсов	12 (СОИ)	-	Импульсные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 1 до $16 \cdot 10^6$ имп. (диапазон частот от 1 до 10000 Гц)	± 1 имп. (абсолютная, на каждые 10000 имп.)
	ИК вычисления расхода, объема и массы	5 (СОИ)	-	Контроллеры измерительные FloBoss S600+		$\pm 0,01 \%$ (относительная)

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

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	5 (3 рабочих, 2 резервных)
Режим работы СИКН	непрерывный
Режим управления: – запорной арматурой блока измерительных линий – регуляторами расхода	автоматизированный / ручной автоматический / ручной
Избыточное давление нефти, МПа	от 0,2 до 1,6
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380 ± 38 трёхфазное 220 ± 22 однофазное 50 ± 1
Средняя наработка на отказ, ч	20000
Средний срок службы, лет, не менее	10

Продолжение таблицы 5

Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Физико-химические свойства измеряемой среды: — плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³ — вязкость кинематическая, мм ² /с — температура, °С — массовая доля воды, %, не более — массовая доля механических примесей, %, не более — массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ — давление насыщенных паров при максимальной температуре измеряемой среды, кПа, (мм рт. ст.) — массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более — массовая доля серы, %, не более — массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более — содержание свободного газа	от 850 до 950 от 9 до 100 от +1 до +40 1,0 0,05 300 66,7 (500) 100 5,0 100 не допускается

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 3 ПСП «Ярославль» ООО «Транснефть - Балтика», зав. № 01	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе: МН 855-2019 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 3 ПСП «Ярославль» ООО «Транснефть - Балтика», ФР.1.29.2019.35493.

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 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН: 0278005403.

Адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, 50-летия Октября ул., д. 24

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» августа 2022 г. № 2145

Регистрационный № 73508-18

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Балаковской ТЭЦ-4

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Балаковской ТЭЦ-4 (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

первый уровень - измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКУЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) на основе контроллера многофункционального ARIS MT200, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53992-13 (Рег. № 53992-13), систему обеспечения единого времени (СОЕВ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер ИВК с установленным серверным программным обеспечением ПО «Энергосфера», автоматизированные рабочие места (АРМ) персонала, а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (не реже 1 раза в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

- передача результатов измерений Коммерческому оператору торговой системы оптового рынка электроэнергии и мощности и в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности;
- предоставление дистанционного доступа к результатам и средствам измерений по запросу Коммерческого оператора торговой системы оптового рынка электроэнергии и мощности;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);
- передача журналов событий счетчиков в базу данных ИВК.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где производится сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК.

УСПД с периодичностью не реже одного раза в сутки автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния счетчиков электрической энергии по проводным и беспроводным линиям связи.

Сервер ИВК с периодичностью не реже одного раза в сутки производит автоматический опрос УСПД. На уровне ИВК системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Информация с сервера ИВК может быть получена на автоматизированные рабочие места (АРМ) по локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия.

Сервер ИВК АИИС КУЭ один раз в сутки автоматически (или по команде оператора) формирует и передает результаты измерений в XML-формате по электронной почте в программно-аппаратный комплекс (ПАК) коммерческого оператора (АО «АТС», АО «СО ЕЭС») и организациям-участникам оптового рынка электроэнергии и мощности с электронной цифровой подписью.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения электроэнергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя источник сигналов эталонного времени на базе GPS-приемника, входящего в состав УСПД. Сличение шкалы времени ИВК и УСПД, осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка шкалы времени ИВК осуществляется УСПД при расхождении часов ИВК и УСПД более ± 2 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД при каждом сеансе связи, но не реже чем одного раза в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 3 с.

АИИС КУЭ не имеет модификаций. Доступ к элементам и средствам измерений, к местам настройки (регулировки) ограничен на всех уровнях при помощи механических способов защиты (или программных методов защиты).

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер в виде цифрового обозначения указан в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входит ПО счетчиков, ПО сервера ИВК, УСПД, ПО АРМ на основе специализированного программного пакета – программный комплекс «Энергосфера» (ПО «Энергосфера»).

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8 (1.1.1.1)
Цифровой идентификатор ПО (MD5) для 32-разрядного сервера опроса	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В
Другие идентификационные данные, если имеются	pso_metr.dll

ПО «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

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

Р

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней ИК

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней ИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ
1	2	3	4	5	6
1	Балаковская ТЭЦ-4 Генератор 1	ТЛШ-10 КТ 0,5S К _{тт} = 5000/5 Рег. № 64182-16	НОЛ-10 КТ 0,5 К _{тн} = 10000/100 Рег. № 66629-17	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ARIS MT200, Рег. № 53992-13
2	Балаковская ТЭЦ-4 Генератор 2	ТЛШ-10 КТ 0,5S К _{тт} = 5000/5 Рег. № 64182-16	НОЛ-10 КТ 0,5 К _{тн} = 10000/100 Рег. № 66629-17	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
3	Балаковская ТЭЦ-4 Генератор 4	ТЛШ-10 КТ 0,5S К _{тт} = 5000/5 Рег. № 64182-16	ЗНОЛ.06-10 КТ 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
4	Балаковская ТЭЦ-4 Генератор 5	ТШВ-15 КТ 0,5 К _{тт} = 8000/5 Рег. № 1836-63	НТМИ-6 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
5	Балаковская ТЭЦ-4 Генератор 6	ТШВ-15 КТ 0,5 К _{тт} = 8000/5 Рег. № 1836-63	НТМИ-6 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	Балаковская ТЭЦ-4 Генератор 7	ТШВ-15 КТ 0,5 К _{тт} = 8000/5 Рег. № 1836-63	ЗНОЛ.06-10 КТ 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ARIS MT200, Рег. № 53992-13
7	Балаковская ТЭЦ-4, ГРУ-10 кВ, яч. 43Б	ТВЛМ-10 КТ 0,5 К _{тт} = 200/5 Рег. № 45040-10	НОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
8	Балаковская ТЭЦ-4, ГРУ-10 кВ, яч. 14А	ТВЛМ-10 КТ 0,5 К _{тт} = 200/5 Рег. № 1856-63	НОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
9	Балаковская ТЭЦ-4, ГРУ-10 кВ, яч. 23А	ТВЛМ-10 КТ 0,5 К _{тт} = 600/5 Рег. № 1856-63	НОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
10	Балаковская ТЭЦ-4, ГРУ-10 кВ, яч. 8	ТЛШ-10 КТ 0,5S К _{тт} = 5000/5 Рег. № 64182-16	НОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
11	Балаковская ТЭЦ-4, ГРУ-10 кВ, яч. 30	ТЛШ-10 КТ 0,5S К _{тт} = 5000/5 Рег. № 64182-16	НОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
12	Балаковская ТЭЦ-4, ГРУ-10 кВ, яч. 37А	ТПОЛ-10 КТ 0,5 К _{тт} = 600/5 Рег. № 1261-59	НОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
13	Балаковская ТЭЦ-4, ГРУ-10 кВ, яч. 13А	ТВЛМ-10 КТ 0,5 К _{тт} = 600/5 Рег. № 1856-63	НОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
14	Балаковская ТЭЦ-4, ГРУ-10 кВ, яч. 23Б	ТВЛМ-10 КТ 0,5 К _{тт} = 600/5 Рег. № 1856-63	НОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
15	Балаковская ТЭЦ-4, ГРУ-10 кВ, яч. 43А	ТПЛ-10 КТ 0,5 К _{тт} = 400/5 Рег. № 1276-59	НОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
16	Балаковская ТЭЦ-4, ВЛ-110 кВ ТЭЦ - Балаковская 1 ц.	ТГФ110 КТ 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 16635-05	НАМИ-110 УХЛ1 КТ 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ARIS MT200, Рег. № 53992-13
17	Балаковская ТЭЦ-4, ВЛ-110 кВ ТЭЦ - Балаковская 2 ц.	ТГФ110 КТ 0,2S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 16635-05	НАМИ-110 УХЛ1 КТ 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
18	Балаковская ТЭЦ-4, ВЛ-110 кВ «Блок 5»	ТГФ110 КТ 0,2S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 16635-05 (фаза А, фаза В) ТГФМ110 КТ 0,2S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 52261-12 (фаза С)	НАМИ-110 УХЛ1 КТ 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
19	Балаковская ТЭЦ-4, ВЛ-110 кВ «Блок 6»	ТГФ110 КТ 0,2S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 16635-05	НАМИ-110 УХЛ1 КТ 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
20	Балаковская ТЭЦ-4, ВЛ-110 кВ «Блок 7»	ТГФ110 КТ 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 16635-05	НАМИ-110 УХЛ1 КТ 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
21	Балаковская ТЭЦ-4, ВЛ-110 кВ «Блок 8»	ТГФ110 КТ 0,2S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 16635-05	НАМИ-110 УХЛ1 КТ 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 24218-03 (фаза А) НАМИ-110 УХЛ1 КТ 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 60353-15 (фаза В, фаза С)	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
22	Балаковская ТЭЦ-4, ГРУ-10 кВ, яч. 14Б	ТЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 50/5 Рег. № 2473-05	НОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
23	Балаковская ТЭЦ-4, ГРУ-10 кВ, яч. 45Б	ТЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 50/5 Рег. № 2473-05	НОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
24	Балаковская ТЭЦ-4, ГРУ-10 кВ, яч. 1	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,2S К _{тт} = 1000/5 Рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ARIS MT200, Рег. № 53992- 13
25	Балаковская ТЭЦ-4, ГРУ-10 кВ, яч. 39	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,2S К _{тт} = 1000/5 Рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
26	Балаковская ТЭЦ-4, ГРУ-10 кВ, яч. 4	ТШЛ-СЭЩ-10 КТ 0,2S К _{тт} = 3000/5 Рег. № 37544-08	НОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
27	Балаковская ТЭЦ-4, ГРУ-10 кВ, яч. 34	ТШЛ-СЭЩ-10 КТ 0,2S К _{тт} = 3000/5 Рег. № 37544-08	НОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
28	Балаковская ТЭЦ-4, РУСН-0,4 кВ панель № 8, КЛ-0,4 кВ ОАО «Вымпелком»	ТОП-0,66 КТ 0,2 К _{тт} = 15/5 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
29	Балаковская ТЭЦ-4, РУСН-0,4 кВ панель № 8, КЛ-0,4 кВ ОАО «Мегафон»	ТОП-0,66 КТ 0,2 К _{тт} = 15/5 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
30	Балаковская ТЭЦ-4, РУСН-0,4 кВ панель № 9, КЛ-0,4 кВ ОАО «Мегафон»	ТОП-0,66 КТ 0,2 К _{тт} = 15/5 Рег. № 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	cos φ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ ₁₍₂₎ %,	δ ₅ %,	δ ₂₀ %,	δ ₁₀₀ %,
		I ₁₍₂₎ % ≤ I _{изм} < I ₅ %	I ₅ % ≤ I _{изм} < I ₂₀ %	I ₂₀ % ≤ I _{изм} < I ₁₀₀ %	I ₁₀₀ % ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀ %
1	2	3	4	5	6
4 – 6 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	± 1,9	± 1,2	± 1,0
	0,9	-	± 2,4	± 1,4	± 1,2
	0,8	-	± 2,9	± 1,7	± 1,4
	0,7	-	± 3,6	± 2,0	± 1,6
	0,5	-	± 5,5	± 3,0	± 2,3
7 – 9, 12 – 15, 22, 23 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	± 1,8	± 1,1	± 0,9
	0,9	-	± 2,3	± 1,3	± 1,0
	0,8	-	± 2,8	± 1,6	± 1,2
	0,7	-	± 3,5	± 1,9	± 1,4
	0,5	-	± 5,3	± 2,8	± 2,0
16 – 21, 24 – 27 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	± 1,2	± 0,8	± 0,7	± 0,7
	0,9	± 1,2	± 0,9	± 0,8	± 0,8
	0,8	± 1,3	± 1,0	± 0,9	± 0,9
	0,7	± 1,5	± 1,1	± 0,9	± 0,9
	0,5	± 1,9	± 1,4	± 1,1	± 1,1
28 – 30 (Сч. 0,5S; ТТ 0,2)	1,0	-	± 1,6	± 1,4	± 1,3
	0,9	-	± 1,7	± 1,4	± 1,4
	0,8	-	± 1,8	± 1,5	± 1,4
	0,7	-	± 2,0	± 1,5	± 1,5
	0,5	-	± 2,5	± 1,8	± 1,6
1 – 3 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	± 1,9	± 1,2	± 1,0	± 1,0
	0,9	± 2,1	± 1,4	± 1,2	± 1,2
	0,8	± 2,6	± 1,7	± 1,4	± 1,4
	0,7	± 3,2	± 2,0	± 1,6	± 1,6
	0,5	± 4,8	± 3,0	± 2,3	± 2,3
10, 11 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	± 1,8	± 1,1	± 0,9	± 0,9
	0,9	± 2,1	± 1,3	± 1,0	± 1,0
	0,8	± 2,5	± 1,6	± 1,2	± 1,2
	0,7	± 3,1	± 1,9	± 1,4	± 1,4
	0,5	± 4,7	± 2,8	± 2,0	± 2,0

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cos φ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ ₁₍₂₎ %,	δ ₅ %,	δ ₂₀ %,	δ ₁₀₀ %,
		I ₁₍₂₎ % ≤ I _{изм} < I ₅ %	I ₅ % ≤ I _{изм} < I ₂₀ %	I ₂₀ % ≤ I _{изм} < I ₁₀₀ %	I ₁₀₀ % ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀ %
1	2	3	4	5	6
4 – 6 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	± 6,5	± 3,6	± 2,7
	0,8	-	± 4,5	± 2,5	± 1,9
	0,7	-	± 3,6	± 2,1	± 1,6
	0,5	-	± 2,7	± 1,6	± 1,4
7 – 9, 12 – 15, 22, 23 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,9	-	± 6,4	± 3,3	± 2,3
	0,8	-	± 4,4	± 2,4	± 1,7
	0,7	-	± 3,5	± 1,9	± 1,5
	0,5	-	± 2,7	± 1,5	± 1,2
16 – 21, 24 – 27 (Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	± 3,6	± 2,1	± 1,4	± 1,3
	0,8	± 2,8	± 1,7	± 1,2	± 1,1
	0,7	± 2,4	± 1,5	± 1,1	± 1,1
	0,5	± 2,1	± 1,4	± 1,0	± 1,0
28 – 30 (Сч. 1,0; ТТ 0,2)	0,9	-	± 4,0	± 2,3	± 1,9
	0,8	-	± 3,2	± 2,0	± 1,8
	0,7	-	± 2,9	± 1,9	± 1,8
	0,5	-	± 2,6	± 1,9	± 1,8
1 – 3 (Сч. 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	± 6,3	± 3,8	± 2,7	± 2,7
	0,8	± 4,5	± 2,7	± 2,0	± 1,9
	0,7	± 3,7	± 2,3	± 1,7	± 1,6
	0,5	± 2,9	± 1,8	± 1,4	± 1,4
10, 11 (Сч. 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,9	± 6,2	± 3,6	± 2,4	± 2,3
	0,8	± 4,4	± 2,6	± 1,8	± 1,7
	0,7	± 3,6	± 2,2	± 1,5	± 1,5
	0,5	± 2,8	± 1,7	± 1,2	± 1,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности СОЕВ, с					± 5
Примечания: 1 Погрешность измерений электрической энергии δ_{1(2)%P} и δ_{1(2)%Q} для cos φ=1,0 нормируется от I₁%, погрешность измерений δ_{1(2)%P} и δ_{1(2)%Q} для cos φ<1,0 нормируется от I₂%. 2 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой). Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков и УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.					

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

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия применения: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos \varphi$ - частота, Гц температура окружающей среды, °C - для счетчиков активной и реактивной энергии:	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos \varphi$, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +10 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05М.04: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ARIS MT200: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	90 000 2 140000 2 88000
Глубина хранения информации: счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут. УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	114 45 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД,
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений. Комплектность приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт
1	2	3
Трансформатор тока шинный	ТЛШ-10	10
Трансформатор тока	ТШВ-15	7
Трансформатор тока измерительный	ТВЛМ-10	10
Трансформатор тока проходной, одновитковый с литой изоляцией	ТПОЛ-10	2
Трансформатор тока проходной с литой изоляцией	ТПЛ-10	2
Трансформатор тока	ТГФ-110	17
Трансформатор тока	ТГФМ-110	1
Трансформатор тока	ТЛМ-10	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформатор тока	ТШЛ-СЭЩ-10	4
Трансформатор тока опорный	ТОП-0,66	9

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения незаземляемый серии НОЛ	НОЛ-10	4
Трансформатор напряжения заземляемый серии ЗНОЛ	ЗНОЛ.06-10	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-10	12
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	18
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	21
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М	3
Контроллер многофункциональный	ARIS MT200	1
ПО	ПО «Энергосфера»	1
Формуляр	ЭЛ.422231-001.04.ФО	1
Методика поверки	РТ-МП-5547-550-2018	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Балаковской ТЭЦ-4. Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений 2435/550-РА.RU.311703-2018 от 25.09.2018 г., регистрационный номер ФР.1.34.2019.34133.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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 «Инфинити» (ООО «Инфинити»)
ИНН 5262269174
Адрес: 603146, г. Нижний Новгород, ул. Эльтонская, д. 1а
Телефон (Факс): +7 (831) 217 14 61, 7 (831) 217 14 60
Web-сайт: www.infiniti-energo.ru
E-mail: info@infiniti-energo.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Телефон (факс): +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в Реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

В части вносимых изменений:

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний им. Б.А. Дубовикова в Саратовской области» (ФБУ «Саратовский ЦСМ им. Б.А. Дубовикова»)

Адрес: 410065, г. Саратов, ул. Тверская, д. 51А

Телефон (факс): (8452) 63-26-09

Web-сайт: www.gosmera.ru, E-mail: scsm@gosmera.ru

Уникальный номер записи в Реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310663.