

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» _____ мая 2023 г. № 1016

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	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Василеостровской ТЭЦ (ТЭЦ-7) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1»	-	107	75359-19	-	432-161-2019МП	-	МИ 3000-2022	-	02.03.2023	Общество с ограниченной ответственностью «ПетроЭнергоцентр» (ООО «ПетроЭнергоцентр»), г. Санкт-Петербург	ООО «Спецэнергопроект», г. Москва
2.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ НПС-6	-	035	75737-19	-	МП 046-2019	-	РТ-МП-78-500-2023	-	04.04.2023	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва

3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» для энергоснабжения ООО «Энергоресурсы - Сибирь»	-	252	81302-21	Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» (ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ»), г. Красноярск	МП ЭПР-324-2020	-	МП-004-2023	-	27.01.2023	Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» (ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ»), г. Красноярск	ООО «МетроСервис», г. Красноярск
4.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 417 ПСП «Уфа»	-	417	81659-21	Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз» (ООО «ИМС Индастриз»), Московская обл., г. Видное	МП 1160 - 14 - 2020	-	МП-0042-ТНМ-2022	-	07.10.2022	Акционерное общество «Транснефть-Метрология» (АО «Транснефть-Метрология»), г. Москва	АО «Транснефть-Метрология», г. Москва
5.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 418 ПСП «Уфа»	-	418	81660-21	Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз» (ООО «ИМС Индастриз»), Московская обл., г. Видное	МП 1161 - 14 - 2020	-	МП-0043-ТНМ-2022	-	07.10.2022	Акционерное общество «Транснефть-Метрология» (АО «Транснефть-Метрология»), г. Москва	АО «Транснефть-Метрология», г. Москва
6.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 419 ПСП «Уфа»	-	419	81661-21	Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз» (ООО «ИМС Индастриз»), Московская обл., г. Видное	МП 1162 - 14 - 2020	-	МП-0044-ТНМ-2022	-	07.10.2022	Акционерное общество «Транснефть-Метрология» (АО «Транснефть-Метрология»), г. Москва	АО «Транснефть-Метрология», г. Москва

7.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 420 ПСП «Уфа»	-	420	81662-21	Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз» (ООО «ИМС Индастриз»), Московская обл., г. Видное	МП 1163 - 14 - 2020	-	МП-0045-ТНМ-2022	-	07.10. 2022	Акционерное общество «Транснефть-Метрология» (АО «Транснефть-Метрология»), г. Москва	АО «Транснефть-Метрология», г. Москва
8.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 421 ПСП «Уфа»	-	421	81663-21	Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз» (ООО «ИМС Индастриз»), Московская обл., г. Видное	МП 1164-14-2020	-	МП-0046-ТНМ-2022	-	07.10. 2022	Акционерное общество «Транснефть-Метрология» (АО «Транснефть-Метрология»), г. Москва	АО «Транснефть-Метрология», г. Москва
9.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 423 ПСП «Уфа»	-	423	81664-21	Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз» (ООО «ИМС Индастриз»), Московская обл., г. Видное	МП 1165-14-2020	-	МП-0047-ТНМ-2022	-	07.10. 2022	Акционерное общество «Транснефть-Метрология» (АО «Транснефть-Метрология»), г. Москва	АО «Транснефть-Метрология», г. Москва

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» мая 2023 г. № 1016

Регистрационный № 81659-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 417 ПСП «Уфа»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 417 ПСП «Уфа» (далее – 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: преобразователя расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователя расхода, преобразователей температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму.

Массу нетто нефти вычисляет компьютер автоматизированного рабочего места оператора, 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, заводской № 417, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), системы обработки информации, блока контрольно-резервной линии (далее – БКЛ), общего для СИКН №№ 417, 420, 423. В вышеприведенные блоки входят измерительные компоненты по своему функционалу участвующие в измерениях массы нефти, контроле и измерении параметров качества нефти, 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, участвующие в измерении массы нефти, контроле и измерении параметров качества нефти, приведены в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты, утвержденного типа, приведенные в таблице 1. Часть измерительных компонентов СИКН, приведенных в таблице 3, формируют вспомогательные измерительные каналы (ИК), метрологические характеристики которых определяются покомпонентным (поэлементным) или комплектным методом.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 16...500 мм (Ду 150 мм)	15427-01
Преобразователь объема жидкости лопастной Smith Meter с ДУ от 2" до 16" (ДУ 10" модели JB-10) (далее – ПР)	12749-00
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-01, 52638-13*
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	15642-01, 15642-06*
Преобразователи давления измерительные 3051S	24116-02, 66525-17*
Преобразователи давления измерительные 3051*	14061-99, 14061-04 14061-10*
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01, 22257-11*
Преобразователи измерительные 644 к датчикам температуры	14683-00
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-01, 14557-05*, 14557-10*, 14557-15*
Комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03» (далее – ИВК)	19240-05
Датчик давления АМ-2000*	35035-07
Преобразователи измерительные 3144Р*	14683-09
* Измерительные компоненты, находящиеся на хранении (применяются при необходимости замены измерительных компонентов)	

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры, а так же объемного расхода нефти в БИК применяемые для контроля технологических режимов работы СИКН.

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 и объемной доли воды в нефти;
- измерения температуры и давления нефти с применением показывающих средств измерений температуры и давления соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик ИК БИЛ и БКЛ с применением поверочной установки;
- проведение контроля метрологических характеристик ИК БИЛ с применением ИК БКЛ, общего для СИКН №№ 417, 420, 423;
- 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.

При использовании комплектного метода определения метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода, для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на точность измерений, на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах преобразователей расхода (см. рисунок 1), устанавливают пломбы, несущие на себе знак поверки (оттиск клейма поверителя). Места установки пломб указаны на рисунке 1.

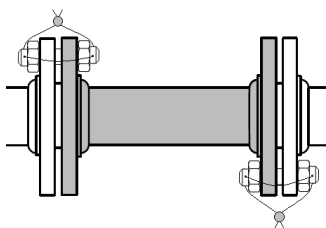


Рисунок 1 – Места установки пломб

Пломбирование измерительных компонентов (СИ) из состава СИКН выполняется в соответствии с описаниями типа этих измерительных компонентов (СИ) или МИ 3002 - 2006.

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

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО СИКН реализовано в ИВК и компьютере автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора ПО «ФОРВАРД». Идентификационные данные ПО указаны в таблице 2.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	ПО «ФОРВАРД»			ПО ИМЦ-03
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	oil_tm.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО)	4.0.0.1	4.0.0.2	4.0.0.2	342.04.01
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71	0C7A65BD	96ED4C9B	0DE929A8

Метрологические и технические характеристики

Состав и основные метрологические характеристики ИК с комплектным способом поверки, а также метрологические и основные технические характеристики СИКН и параметры измеряемой среды приведены в таблицах 3-5.

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1-4	Объема и объемного расхода нефти	4 (БИЛ: измерительные линии №№ 1-4)	Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 16...500 мм (Ду 150 мм)	Комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03»	от 135 до 515 м³/ч	±0,15 % (относительная)
5		1 (БКЛ)	Преобразователь объема жидкости лопастной Smith Meter с ДУ от 2" до 16" (ДУ 10" модели JB-10)		от 130 до 535 м³/ч	±0,10* % (±0,15)** % (относительная)

* Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти с контрольно-резервным преобразователем объема жидкости лопастным Smith Meter с Ду 10" модели JB-10, применяемым в качестве контрольного;

** Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти с контрольно-резервным преобразователем объема жидкости лопастным Smith Meter с Ду 10" модели JB-10, применяемым в качестве резервного.

Таблица 4 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти через СИКН*, т/ч	от 115 до 1029
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений.	

Таблица 5 – Основные технические характеристики СИКН и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Давление нефти, МПа	от 0,05* до 1,6
Режим работы СИКН	непрерывный автоматизированный
Физико-химические параметры измеряемой среды: - измеряемая среда - температура перекачиваемой нефти, °C - плотность в рабочих условиях, кг/м ³ - вязкость кинематическая в рабочих условиях, мм ² /с (сСт) - массовая доля воды, %, не более - массовая доля механических примесей, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более - давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более - содержание свободного газа	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» от 2,0 до 30,0 от 850,0 до 900,0 от 10,0 до 84,0 1,0 0,05 900 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 воздуха в помещении БИЛ, БКЛ и БИК, °C - температура воздуха в помещении операторной, °C - атмосферное давление, кПа	от +5 до +40 от +15 до +25 от 84,0 до 106,0
* При обеспечении условий бескавитационного режима работы ИК объема и объемного расхода нефти с преобразователем расхода жидкости турбинным HELIFLU TZ-N с Ду 16...500 мм (Ду 150 мм).	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 417 ПСП «Уфа»	—	1 шт.
Комплект эксплуатационной документации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 417 ПСП «Уфа» Черкасского НУ АО «Транснефть – Урал», свидетельство об аттестации № 308-RA.RU.312546-2022 от 30.08.2022, аттестат аккредитации № RA.RU.312546.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 417 ПСП «Уфа»

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».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»

(ООО «ИМС Индастриз»)

ИНН: 7736545870

Юридический адрес: 142703, Московская обл., Ленинский р-н, г. Видное, ул. Донбасская, д. 2, с.10, ком. 611

Телефон: 8 (495) 221-10-50

Факс: 8 (495) 221-10-51

E-mail: ims@imsholding.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»

(ООО «ИМС Индастриз»)

ИНН: 7736545870

Адрес: 142703, Московская обл., Ленинский р-н, г. Видное, ул. Донбасская, д. 2, с.10, ком. 611

Телефон: 8 (495) 221-10-50

Факс: 8 (495) 221-10-51

E-mail: ims@imsholding.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: 8 (843) 272-70-62

Факс: 8 (843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

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

в части вносимых изменений

Акционерное общество «Транснефть – Метрология» (АО «Транснефть – Метрология»)
ИНН 7723107453

Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, с. 2

Телефон (факс): (495) 950-87-00, (495) 950-85-97

Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>

E-mail: cmo@cmo.transneft.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» мая 2023 г. № 1016

Регистрационный № 81660-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 418 ПСП «Уфа»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 418 ПСП «Уфа» (далее – 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: преобразователя расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователя расхода, преобразователей температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму.

Массу нетто нефти вычисляет компьютер автоматизированного рабочего места оператора, 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, заводской № 418, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее - БИК), системы обработки информации, блока контрольно-резервной линии (далее - БКЛ), общего для СИКН №№ 418, 419, 421. В вышеприведенные блоки входят измерительные компоненты по своему функционалу участвующие в измерениях массы нефти, контроле и измерении параметров качества нефти, 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, участвующие в измерении массы нефти, контроле и измерении параметров качества нефти, приведены в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты, утвержденного типа, приведенные в таблице 1. Часть измерительных компонентов СИКН, приведенных в таблице 3, формируют вспомогательные измерительные каналы (ИК), метрологические характеристики которых определяются покомпонентным (поэлементным) или комплектным методом.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 16...500 мм (Ду 150 мм)	15427-01
Преобразователь объема жидкости лопастной Smith Meter с ДУ от 2" до 16" (ДУ 10" модели JB-10)	12749-00
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-01, 52638-13*
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	15642-01, 15642-06*
Преобразователи давления измерительные 3051S	24116-02, 66525-17*
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99, 14061-04*, 14061-10*
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01, 22257-11*
Преобразователи измерительные 644 к датчикам температуры	14683-00
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-01, 14557-05*, 14557-10*, 14557-15*
Комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03» (далее – ИВК)	19240-05
Датчик давления АМ-2000*	35035-07
Преобразователи измерительные 3144Р*	14683-09
* Измерительные компоненты, находящиеся на хранении (применяются при необходимости замены измерительных компонентов)	

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры, а так же объемного расхода нефти в БИК применяемые для контроля технологических режимов работы СИКН.

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 и объемной доли воды в нефти;
- измерения температуры и давления нефти с применением показывающих средств измерений температуры и давления соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик ИК БИЛ и БКЛ с применением поверочной установки;

- проведение контроля метрологических характеристик ИК БИЛ с применением ИК БКЛ, общего для СИКН №№ 418, 419, 421;
- 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.

При использовании комплектного метода определения метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода, для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на точность измерений, на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах преобразователей расхода (см. рисунок 1), устанавливают пломбы, несущие на себе знак поверки (оттиск клейма поверителя). Места установки пломб указаны на рисунке 1.

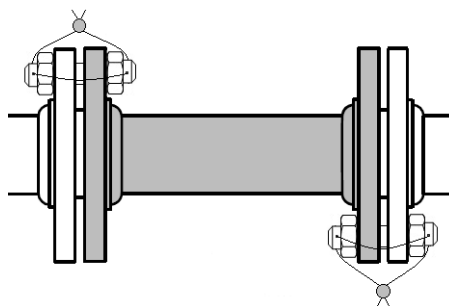


Рисунок 1 – Места установки пломб

Пломбирование измерительных компонентов (СИ) из состава СИКН выполняется в соответствии с описаниями типа этих измерительных компонентов (СИ) или МИ 3002 - 2006.

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

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО СИКН реализовано в ИВК и компьютере автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора ПО «ФОРВАРД». Идентификационные данные ПО указаны в таблице 2.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	ПО «ФОРВАРД»			ПО ИМЦ-03
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	oil_tm.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО)	4.0.0.1	4.0.0.2	4.0.0.2	342.04.01
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71	0C7A65BD	96ED4C9B	0DE929A8

Метрологические и технические характеристики

Состав и основные метрологические характеристики ИК с комплектным способом поверки, а также метрологические и основные технические характеристики СИКН и параметры измеряемой среды приведены в таблицах 3-5.

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1-2	Объема и объемного расхода нефти	2 (БИЛ: измерительные линии №№ 1-2)	Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 16...500 мм (Ду 150 мм)	Комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03»	от 135 до 480 м³/ч	±0,15 % (относительная)
3		1 (БКЛ)	Преобразователь объема жидкости лопастной Smith Meter с ДУ от 2" до 16" (ДУ 10" модели JB-10)		от 130 до 486 м³/ч	±0,10* % и ±0,15** % (относительная)

* Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти с контрольно-резервным преобразователем объема жидкости лопастным Smith Meter с Ду 10" модели JB-10, применяемым в качестве контрольного;

** Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти с контрольно-резервным преобразователем объема жидкости лопастным Smith Meter с Ду 10" модели JB-10, применяемым в качестве резервного.

Таблица 4 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти через СИКН*, т/ч	от 119 до 832
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений.	

Таблица 5 – Основные технические характеристики СИКН и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Давление нефти, МПа	от 0,05* до 1,6
Режим работы СИКН	непрерывный автоматизированный
Физико-химические параметры измеряемой среды: - измеряемая среда - температура перекачиваемой нефти, °С - плотность в рабочих условиях, кг/м ³ - вязкость кинематическая в рабочих условиях, мм ² /с (сСт) - массовая доля воды, %, не более - массовая доля механических примесей, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более - давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более - содержание свободного газа	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» от 2,0 до 30,0 от 860,0 до 910,0 от 20,0 до 95,0 1,0 0,05 900 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 воздуха в помещении БИЛ, БКЛ и БИК, °С - температура воздуха в помещении операторной, °С - атмосферное давление, кПа	от +5 до +40 от +15 до +25 от 84,0 до 106,0
* При обеспечении условий бескавитационного режима работы ИК объема и объемного расхода нефти с преобразователем расхода жидкости турбинным HELIFLU TZ-N с Ду 16...500 мм (Ду 150 мм).	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 418 ПСП «Уфа»	—	1 шт.
Комплект эксплуатационной документации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 418 ПСП «Уфа» Черкасского НУ АО «Транснефть – Урал», свидетельство об аттестации № 314-RA.RU.312546-2022 от 27.09.2022, аттестат аккредитации № RA.RU.312546.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 418 ПСП «Уфа»

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».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»

(ООО «ИМС Индастриз»)

ИНН: 7736545870

Юридический адрес: 142703, Московская обл., Ленинский р-н, г. Видное, ул. Донбасская, д. 2, с.10, ком. 611

Телефон: 8 (495) 221-10-50

Факс: 8 (495) 221-10-51

E-mail: ims@imsholding.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»

(ООО «ИМС Индастриз»)

ИНН: 7736545870

Адрес: 142703, Московская обл., Ленинский р-н, г. Видное, ул. Донбасская, д. 2, с.10, ком. 611

Телефон: 8 (495) 221-10-50

Факс: 8 (495) 221-10-51

E-mail: ims@imsholding.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: 8 (843) 272-70-62

Факс: 8 (843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

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

в части вносимых изменений

Акционерное общество «Транснефть – Метрология» (АО «Транснефть – Метрология»)
ИНН 7723107453

Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, с. 2

Телефон (факс): (495) 950-87-00, (495) 950-85-97

Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>

E-mail: cmo@cmo.transneft.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» мая 2023 г. № 1016

Регистрационный № 81662-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 420 ПСП «Уфа»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 420 ПСП «Уфа» (далее – 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: преобразователя расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователя расхода, преобразователей температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму.

Массу нетто нефти вычисляет компьютер автоматизированного рабочего места оператора, 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, заводской № 420, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее - БИК), системы обработки информации, блока контрольно-резервной линии (далее - БКЛ), общего для СИКН №№ 417, 420, 423. В вышеприведенные блоки входят измерительные компоненты по своему функционалу участвующие в измерениях массы нефти, контроле и измерении параметров качества нефти, 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, участвующие в измерении массы нефти, контроле и измерении параметров качества нефти, приведены в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты, утвержденного типа, приведенные в таблице 1. Часть измерительных компонентов СИКН, приведенных в таблице 3, формируют вспомогательные измерительные каналы (ИК), метрологические характеристики которых определяются покомпонентным (поэлементным) или комплектным методом.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 16...500 мм (Ду 150 мм)	15427-01
Преобразователь объема жидкости лопастной Smith Meter с ДУ от 2" до 16" (ДУ 10" модели JB-10) (далее – ПР)	12749-00
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-01, 52638-13*
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	15642-01, 15642-06*
Преобразователи давления измерительные 3051S	24116-02, 66525-17*
Преобразователи давления измерительные 3051*	14061-99, 14061-04, 14061-10
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01, 22257-11*
Преобразователи измерительные 644 к датчикам температуры	14683-00
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-01, 14557-05*, 14557-10*, 14557-15*
Комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03» (далее – ИВК)	19240-05
Датчик давления АМ-2000*	35035-07
Преобразователи измерительные 3144Р*	14683-09
* Измерительные компоненты, находящиеся на хранении (применяются при необходимости замены измерительных компонентов)	

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры, а так же объемного расхода нефти в БИК применяемые для контроля технологических режимов работы СИКН.

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 и объемной доли воды в нефти;
- измерения температуры и давления нефти с применением показывающих средств измерений температуры и давления соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик ИК БИЛ и БКЛ с применением поверочной установки;
- проведение контроля метрологических характеристик ИК БИЛ с применением ИК БКЛ, общего для СИКН №№ 417, 420, 423;
- 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.

При использовании комплектного метода определения метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода, для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на точность измерений, на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах преобразователей расхода (см. рисунок 1), устанавливают пломбы, несущие на себе знак поверки (оттиск клейма поверителя). Места установки пломб указаны на рисунке 1.

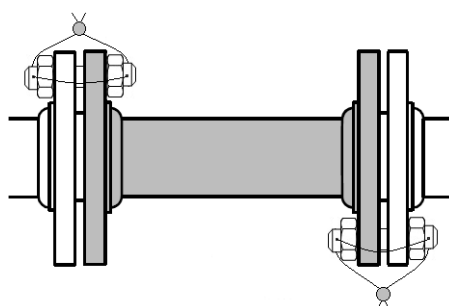


Рисунок 1 – Места установки пломб

Пломбирование измерительных компонентов (СИ) из состава СИКН выполняется в соответствии с описаниями типа этих измерительных компонентов (СИ) или МИ 3002 - 2006.

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

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО СИКН реализовано в ИВК и компьютере автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора ПО «ФОРВАРД». Идентификационные данные ПО указаны в таблице 2.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	ПО «ФОРВАРД»			ПО ИМЦ-03
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	oil_tm.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО)	4.0.0.1	4.0.0.2	4.0.0.2	342.04.01
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71	0C7A65BD	96ED4C9B	0DE929A8

Метрологические и технические характеристики

Состав и основные метрологические характеристики ИК с комплектным способом поверки, а также метрологические и основные технические характеристики СИКН и параметры измеряемой среды приведены в таблицах 3-5.

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1-3	Объема и объемного расхода нефти	3 (БИЛ: измерительные линии №№ 1-3)	Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 16...500 мм (Ду 150 мм)	Комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03»	от 135 до 528 м³/ч	±0,15 % (относительная)
4		1 (БКЛ)	Преобразователь объема жидкости лопастной Smith Meter с ДУ от 2" до 16" (ДУ 10" модели JB-10)		от 130 до 535 м³/ч	±0,10* % (±0,15)**% (относительная)

* Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти с контрольно-резервным преобразователем объема жидкости лопастным Smith Meter с Ду 10" модели JB-10, применяемым в качестве контрольного;

** Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти с контрольно-резервным преобразователем объема жидкости лопастным Smith Meter с Ду 10" модели JB-10, применяемым в качестве резервного.

Таблица 4 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти через СИКН*, т/ч	от 115 до 843
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 5 – Основные технические характеристики СИКН и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Давление нефти, МПа	от 0,05* до 1,6
Режим работы СИКН	непрерывный, автоматизированный
Физико-химические параметры измеряемой среды: - измеряемая среда - температура перекачиваемой нефти, °С - плотность в рабочих условиях, кг/м ³ - вязкость кинематическая в рабочих условиях, мм ² /с (сСт) - массовая доля воды, %, не более - массовая доля механических примесей, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более - давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более - содержание свободного газа	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» от 2,0 до 30,0 от 850,0 до 900,0 от 10,0 до 84,0 1,0 0,05 900 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 воздуха в помещении БИЛ, БКЛ и БИК, °С - температура воздуха в помещении операторной, °С - атмосферное давление, кПа	от +5 до +40 от +15 до +25 от 84,0 до 106,0
* При обеспечении условий бескавитационного режима работы ИК объема и объемного расхода нефти с преобразователем расхода жидкости турбинным HELIFLU TZ-N с Ду 16...500 мм (Ду 150 мм).	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 420 ПСП «Уфа»	–	1 шт.
Комплект эксплуатационной документации	–	1 экз.
Методика поверки	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 420 ПСП «Уфа» Черкасского НУ АО «Транснефть – Урал», свидетельство об аттестации № 316-RA.RU.312546-2022 от 27.09.2022, аттестат аккредитации № RA.RU.312546.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 420 ПСП «Уфа»

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».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»

(ООО «ИМС Индастриз»)

ИНН: 7736545870

Юридический адрес: 142703, Московская обл., Ленинский р-н, г. Видное, ул. Донбасская, д. 2, с.10, ком. 611

Телефон: 8 (495) 221-10-50

Факс: 8 (495) 221-10-51

E-mail: ims@imsholding.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»

(ООО «ИМС Индастриз»)

ИНН: 7736545870

Адрес: 142703, Московская обл., Ленинский р-н, г. Видное, ул. Донбасская, д. 2, с.10, ком. 611

Телефон: 8 (495) 221-10-50

Факс: 8 (495) 221-10-51

E-mail: ims@imsholding.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: 8 (843) 272-70-62

Факс: 8 (843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

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

в части вносимых изменений

Акционерное общество «Транснефть – Метрология» (АО «Транснефть – Метрология»)
ИНН 7723107453

Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, с. 2

Телефон (факс): (495) 950-87-00, (495) 950-85-97

Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>

E-mail: cmo@cmo.transneft.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» мая 2023 г. № 1016

Регистрационный № 81661-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 419 ПСП «Уфа»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 419 ПСП «Уфа» (далее – 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: преобразователя расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователя расхода, преобразователей температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму.

Массу нетто нефти вычисляет компьютер автоматизированного рабочего места оператора, 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, заводской № 419, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее - БИК), системы обработки информации, блока контрольно-резервной линии (далее - БКЛ), общего для СИКН №№ 419, 418, 421. В вышеприведенные блоки входят измерительные компоненты по своему функционалу участвующие в измерениях массы нефти, контроле и измерении параметров качества нефти, 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, участвующие в измерении массы нефти, контроле и измерении параметров качества нефти, приведены в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты, утвержденного типа, приведенные в таблице 1. Часть измерительных компонентов СИКН, приведенных в таблице 3, формируют вспомогательные измерительные каналы (ИК), метрологические

характеристики которых определяются покомпонентным (поэлементным) или комплектным методом.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 16...500 мм (Ду 150 мм)	15427-01
Преобразователь объема жидкости лопастной Smith Meter с ДУ от 2" до 16" (ДУ 10" модели JB-10)	12749-00
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-01, 52638-13*
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	15642-01, 15642-06*
Преобразователи давления измерительные 3051S	24116-02, 66525-17*
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99, 14061-04*, 14061-10*
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01, 22257-11*
Преобразователи измерительные 644 к датчикам температуры	14683-00
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-01, 14557-05*, 14557-10*, 14557-15*
Комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03» (далее – ИВК)	19240-05
Датчик давления АМ-2000*	35035-07
Преобразователи измерительные 3144Р*	14683-09
* Измерительные компоненты, находящиеся на хранении (применяются при необходимости замены измерительных компонентов)	

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры, а также объемного расхода нефти в БИК применяемые для контроля технологических режимов работы СИКН.

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 и объемной доли воды в нефти;
- измерения температуры и давления нефти с применением показывающих средств измерений температуры и давления соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик ИК БИЛ и БКЛ с применением поверочной установки;
- проведение контроля метрологических характеристик ИК БИЛ с применением ИК БКЛ, общего для СИКН №№ 419, 418, 421;
- 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.

При использовании комплектного метода определения метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода, для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на точность измерений, на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах преобразователей расхода (см. рисунок 1), устанавливают пломбы, несущие на себе знак поверки (оттиск клейма поверителя). Места установки пломб указаны на рисунке 1.

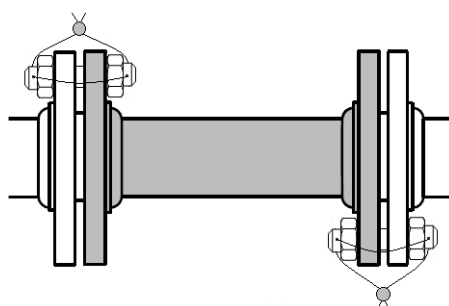


Рисунок 1 – Места установки пломб

Пломбирование измерительных компонентов (СИ) из состава СИКН выполняется в соответствии с описаниями типа этих измерительных компонентов (СИ) или МИ 3002 - 2006.

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

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО СИКН реализовано в ИВК и компьютере автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора ПО «ФОРВАРД». Идентификационные данные ПО указаны в таблице 2.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	ПО «ФОРВАРД»			ПО ИМЦ-03
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	oil_tm.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО)	4.0.0.1	4.0.0.2	4.0.0.2	342.04.01
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71	0C7A65BD	96ED4C9B	0DE929A8

Метрологические и технические характеристики

Состав и основные метрологические характеристики ИК с комплектным способом поверки, а также метрологические и основные технические характеристики СИКН и параметры измеряемой среды приведены в таблицах 3-5.

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1-2	Объема и объемного расхода нефти	2 (БИЛ: измерительные линии №№ 1-2)	Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 16...500 мм (Ду 150 мм)	Комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03»	от 135 до 460 м³/ч	±0,15 % (относительная)
3		1 (БКЛ)	Преобразователь объема жидкости лопастной Smith Meter с ДУ от 2" до 16" (ДУ 10" модели JB-10)		от 130 до 486 м³/ч	±0,10* % и ±0,15** % (относительная)

* Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти с контрольно-резервным преобразователем объема жидкости лопастным Smith Meter с Ду 10" модели JB-10, применяемым в качестве контрольного;

** Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти с контрольно-резервным преобразователем объема жидкости лопастным Smith Meter с Ду 10" модели JB-10, применяемым в качестве резервного.

Таблица 4 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти через СИКН*, т/ч	от 119 до 543
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений.	

Таблица 5 – Основные технические характеристики СИКН и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Давление нефти, МПа	от 0,05* до 1,6
Режим работы СИКН	непрерывный автоматизированный
Физико-химические параметры измеряемой среды: - измеряемая среда - температура перекачиваемой нефти, °C - плотность в рабочих условиях, кг/м ³ - вязкость кинематическая в рабочих условиях, мм ² /с (сСт) - массовая доля воды, %, не более - массовая доля механических примесей, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более - давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более - содержание свободного газа	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» от 2,0 до 30,0 от 860,0 до 910,0 от 20,0 до 95,0 1,0 0,05 900 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 воздуха в помещении БИЛ, БКЛ и БИК, °C - температура воздуха в помещении операторной, °C - атмосферное давление, кПа	от +5 до +40 от +15 до +25 от 84,0 до 106,0
* При обеспечении условий бескавитационного режима работы ИК объема и объемного расхода нефти с преобразователем расхода жидкости турбинным HELIFLU TZ-N с Ду 16...500 мм (Ду 150 мм).	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 419 ПСП «Уфа»	—	1 шт.
Комплект эксплуатационной документации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 419 ПСП «Уфа» Черкасского НУ АО «Транснефть – Урал», свидетельство об аттестации № 315-RA.RU.312546-2022 от 27.09.2022, аттестат аккредитации № RA.RU.312546.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 419 ПСП «Уфа»

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».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»

(ООО «ИМС Индастриз»)

ИНН: 7736545870

Юридический адрес: 142703, Московская обл., Ленинский р-н, г. Видное, ул. Донбасская, д. 2, с.10, ком. 611

Телефон: 8 (495) 221-10-50

Факс: 8 (495) 221-10-51

E-mail: ims@imsholding.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»

(ООО «ИМС Индастриз»)

ИНН: 7736545870

Адрес: 142703, Московская обл., Ленинский р-н, г. Видное, ул. Донбасская, д. 2, с.10, ком. 611

Телефон: 8 (495) 221-10-50

Факс: 8 (495) 221-10-51

E-mail: ims@imsholding.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: 8 (843) 272-70-62

Факс: 8 (843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

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

в части вносимых изменений

Акционерное общество «Транснефть – Метрология» (АО «Транснефть – Метрология»)
ИНН 7723107453

Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, с. 2

Телефон (факс): (495) 950-87-00, (495) 950-85-97

Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>

E-mail: cmo@cmo.transneft.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» мая 2023 г. № 1016

Регистрационный № 81664-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 423 ПСП «Уфа»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 423 ПСП «Уфа» (далее – 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: преобразователя расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователя расхода, преобразователей температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму.

Массу нетто нефти вычисляет компьютер автоматизированного рабочего места оператора, 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, заводской № 423, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее - БИК), системы обработки информации, блока контрольно-резервной линии (далее - БКЛ), общего для СИКН №№ 417, 420, 423. В вышеприведенные блоки входят измерительные компоненты по своему функционалу участвующие в измерениях массы нефти, контроле и измерении параметров качества нефти, 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, участвующие в измерении массы нефти, контроле и измерении параметров качества нефти, приведены в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты, утвержденного типа, приведенные в таблице 1. Часть измерительных компонентов СИКН, приведенных в таблице 3, формируют вспомогательные измерительные каналы (ИК), метрологические характеристики которых определяются покомпонентным (поэлементным) или комплектным методом.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 16...500 мм (Ду 150 мм)	15427-01
Преобразователь объема жидкости лопастной Smith Meter с ДУ от 2" до 16" (ДУ 10" модели JB-10) (далее – ПР)	12749-00
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-01, 52638-13*
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	15642-01, 15642-06*
Преобразователи давления измерительные 3051S	24116-02, 66525-17*
Преобразователи давления измерительные 3051*	14061-99, 14061-04 14061-10*
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01, 22257-11*
Преобразователи измерительные 644 к датчикам температуры	14683-00
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-01, 14557-05*, 14557-10*, 14557-15*
Комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03» (далее – ИВК)	19240-05
Датчик давления АМ-2000*	35035-07
Преобразователи измерительные 3144Р*	14683-09
* Измерительные компоненты, находящиеся на хранении (применяются при необходимости замены измерительных компонентов)	

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры, а так же объемного расхода нефти в БИК применяемые для контроля технологических режимов работы СИКН.

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 и объемной доли воды в нефти;
- измерения температуры и давления нефти с применением показывающих средств измерений температуры и давления соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик ИК БИЛ и БКЛ с применением поверочной установки;
- проведение контроля метрологических характеристик ИК БИЛ с применением ИК БКЛ, общего для СИКН №№ 417, 420, 423;
- 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.

При использовании комплектного метода определения метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода, для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на точность измерений, на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах преобразователей расхода (см. рисунок 1), устанавливают пломбы, несущие на себе знак поверки (оттиск клейма поверителя). Места установки пломб указаны на рисунке 1.

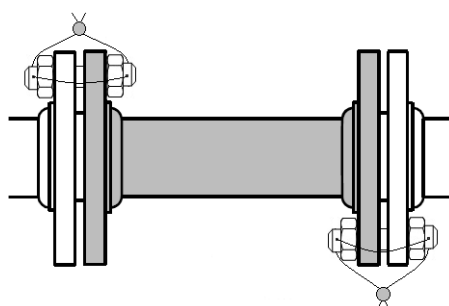


Рисунок 1 – Места установки пломб

Пломбирование измерительных компонентов (СИ) из состава СИКН выполняется в соответствии с описаниями типа этих измерительных компонентов (СИ) или МИ 3002 - 2006.

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

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО СИКН реализовано в ИВК и компьютере автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора ПО «ФОРВАРД». Идентификационные данные ПО указаны в таблице 2.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	ПО «ФОРВАРД»			ПО ИМЦ-03
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	oil_tm.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО)	4.0.0.1	4.0.0.2	4.0.0.2	342.04.01
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71	0C7A65BD	96ED4C9B	0DE929A8

Метрологические и технические характеристики

Состав и основные метрологические характеристики ИК с комплектным способом поверки, а также метрологические и основные технические характеристики СИКН и параметры измеряемой среды приведены в таблицах 3-5.

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1-3	Объема и объемного расхода нефти	3 (БИЛ: измерительные линии №№ 1-3)	Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 16...500 мм (Ду 150 мм)	Комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03»	от 135 до 528 м³/ч	±0,15 % (относительная)
4		1 (БКЛ)	Преобразователь объема жидкости лопастной Smith Meter с ДУ от 2" до 16" (ДУ 10" модели JB-10)		от 130 до 535 м³/ч	±0,10* % (±0,15)**% (относительная)

* Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти с контрольно-резервным преобразователем объема жидкости лопастным Smith Meter с Ду 10" модели JB-10, применяемым в качестве контрольного;

** Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти с контрольно-резервным преобразователем объема жидкости лопастным Smith Meter с Ду 10" модели JB-10, применяемым в качестве резервного.

Таблица 4 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти через СИКН*, т/ч	от 115 до 843
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 5 – Основные технические характеристики СИКН и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Давление нефти, МПа	от 0,05* до 1,6
Режим работы СИКН	непрерывный, автоматизированный
Физико-химические параметры измеряемой среды: - измеряемая среда - температура перекачиваемой нефти, °С - плотность в рабочих условиях, кг/м ³ - вязкость кинематическая в рабочих условиях, мм ² /с (сСт) - массовая доля воды, %, не более - массовая доля механических примесей, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более - давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более - содержание свободного газа	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» от 2,0 до 30,0 от 850,0 до 900,0 от 10,0 до 84,0 1,0 0,05 900 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 воздуха в помещении БИЛ, БКЛ и БИК, °С - температура воздуха в помещении операторной, °С - атмосферное давление, кПа	от +5 до +40 от +15 до +25 от 84,0 до 106,0
* При обеспечении условий бескавитационного режима работы ИК объема и объемного расхода нефти с преобразователем расхода жидкости турбинным HELIFLU TZ-N с Ду 16...500 мм (Ду 150 мм).	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 423 ПСП «Уфа»	—	1 шт.
Комплект эксплуатационной документации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 423 ПСП «Уфа» Черкасского НУ АО «Транснефть – Урал», свидетельство об аттестации № 312-RA.RU.312546-2022 от 20.09.2022, аттестат аккредитации № RA.RU.312546.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 423 ПСП «Уфа»

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».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»

(ООО «ИМС Индастриз»)

ИНН: 7736545870

Юридический адрес: 142703, Московская обл., Ленинский р-н, г. Видное, ул. Донбасская, д. 2, с.10, ком. 611

Телефон: 8 (495) 221-10-50

Факс: 8 (495) 221-10-51

E-mail: ims@imsholding.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»

(ООО «ИМС Индастриз»)

ИНН: 7736545870

Адрес: 142703, Московская обл., Ленинский р-н, г. Видное, ул. Донбасская, д. 2, с.10, ком. 611

Телефон: 8 (495) 221-10-50

Факс: 8 (495) 221-10-51

E-mail: ims@imsholding.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: 8 (843) 272-70-62

Факс: 8 (843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

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

в части вносимых изменений

Акционерное общество «Транснефть – Метрология» (АО «Транснефть – Метрология»)
ИНН 7723107453

Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, с. 2

Телефон (факс): (495) 950-87-00, (495) 950-85-97

Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>

E-mail: cmo@cmo.transneft.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» мая 2023 г. № 1016

Регистрационный № 81663-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 421 ПСП «Уфа»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 421 ПСП «Уфа» (далее – 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: преобразователя расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователя расхода, преобразователей температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму.

Массу нетто нефти вычисляет компьютер автоматизированного рабочего места оператора, 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, заводской № 421, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее - БИК), системы обработки информации, блока контрольно-резервной линии (далее - БКЛ), общего для СИКН №№ 421, 418, 419. В вышеприведенные блоки входят измерительные компоненты по своему функционалу участвующие в измерениях массы нефти, контроле и измерении параметров качества нефти, 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, участвующие в измерении массы нефти, контроле и измерении параметров качества нефти, приведены в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты, утвержденного типа, приведенные в таблице 1. Часть измерительных компонентов СИКН, приведенных в таблице 3, формируют вспомогательные измерительные каналы (ИК), метрологические характеристики которых определяются покомпонентным (поэлементным) или комплектным методом.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 16...500 мм (Ду 150 мм)	15427-01
Преобразователь объема жидкости лопастной Smith Meter с ДУ от 2" до 16" (ДУ 10" модели JB-10) (далее – ПР)	12749-00
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-01, 52638-13*
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	15642-01, 15642-06*
Преобразователи давления измерительные 3051S	24116-02, 66525-17*
Преобразователи давления измерительные 3051*	14061-99, 14061-04*, 14061-10*
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01, 22257-11*
Преобразователи измерительные 644 к датчикам температуры	14683-00
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-01, 14557-05*, 14557-10*, 14557-15*
Комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03» (далее – ИВК)	19240-05
Датчик давления АМ-2000*	35035-07
Преобразователи измерительные 3144Р*	14683-09
* Измерительные компоненты, находящиеся на хранении (применяются при необходимости замены измерительных компонентов)	

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры, а так же объемного расхода нефти в БИК применяемые для контроля технологических режимов работы СИКН.

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 и объемной доли воды в нефти;
- измерения температуры и давления нефти с применением показывающих средств измерений температуры и давления соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик ИК БИЛ и БКЛ с применением поверочной установки;
- проведение контроля метрологических характеристик ИК БИЛ с применением ИК БКЛ, общего для СИКН №№ 421, 418, 419;
- 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.

При использовании комплектного метода определения метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода, для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на точность измерений, на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах преобразователей расхода (см. рисунок 1), устанавливают пломбы, несущие на себе знак поверки (оттиск клейма поверителя). Места установки пломб указаны на рисунке 1.

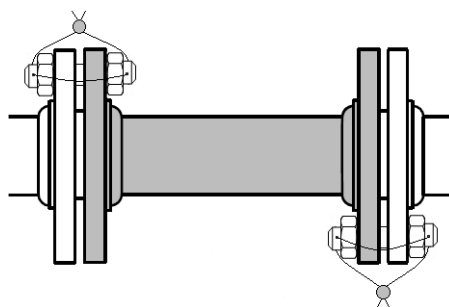


Рисунок 1 – Места установки пломб

Пломбирование измерительных компонентов (СИ) из состава СИКН выполняется в соответствии с описаниями типа этих измерительных компонентов (СИ) или МИ 3002 - 2006.

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

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО СИКН реализовано в ИВК и компьютере автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора ПО «ФОРВАРД». Идентификационные данные ПО указаны в таблице 2.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	ПО «ФОРВАРД»			ПО ИМЦ-03
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	oil_tm.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО)	4.0.0.1	4.0.0.2	4.0.0.2	342.04.02
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71	0C7A65BD	96ED4C9B	02BF428E

Метрологические и технические характеристики

Состав и основные метрологические характеристики ИК с комплектным способом поверки, а также метрологические и основные технические характеристики СИКН и параметры измеряемой среды приведены в таблицах 3-5.

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1-4	Объема и объемного расхода нефти	4 (БИЛ: измерительные линии №№ 1-4)	Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 16...500 мм (Ду 150 мм)	Комплекс измеритель но-вычислительный «ИМЦ-03»	от 135 до 460 м³/ч	±0,15 % (относительная)
5		1 (БКЛ)	Преобразователь объема жидкости лопастной Smith Meter с ДУ от 2" до 16" (ДУ 10" модели JB-10)		от 130 до 475 м³/ч	±0,10* % (±0,15)**% (относительная)

* Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти с контрольно-резервным преобразователем объема жидкости лопастным Smith Meter с Ду 10" модели JB-10, применяемым в качестве контрольного;

** Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти с контрольно-резервным преобразователем объема жидкости лопастным Smith Meter с Ду 10" модели JB-10, применяемым в качестве резервного.

Таблица 4 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти через СИКН*, т/ч	от 119 до 760
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений.	

Таблица 5 – Основные технические характеристики СИКН и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Давление нефти, МПа	от 0,19 до 1,6
Режим работы СИКН	непрерывный, автоматизированный
Физико-химические параметры измеряемой среды: - измеряемая среда - температура перекачиваемой нефти, °С - плотность в рабочих условиях, кг/м ³ - вязкость кинематическая в рабочих условиях, мм ² /с (сСт) - массовая доля воды, %, не более - массовая доля механических примесей, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более - давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более - содержание свободного газа	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» от 2,0 до 30,0 от 860,0 до 910,0 от 20,0 до 95,0 1,0 0,05 900 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 воздуха в помещении БИЛ, БКЛ и БИК, °С - температура воздуха в помещении операторной, °С - атмосферное давление, кПа	от +5 до +40 от +15 до +25 от 84,0 до 106,0

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 421 ПСП «Уфа»	–	1 шт.
Комплект эксплуатационной документации	–	1 экз.
Методика поверки	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 421 ПСП «Уфа» Черкасского НУ АО «Транснефть – Урал», свидетельство об аттестации № 317-RA.RU.312546-2022 от 27.09.2022, аттестат аккредитации № RA.RU.312546.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 421 ПСП «Уфа»

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».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»

(ООО «ИМС Индастриз»)

ИНН: 7736545870

Юридический адрес: 142703, Московская обл., Ленинский р-н, г. Видное, ул. Донбасская, д. 2, с.10, ком. 611

Телефон: 8 (495) 221-10-50

Факс: 8 (495) 221-10-51

E-mail: ims@imsholding.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»

(ООО «ИМС Индастриз»)

ИНН: 7736545870

Адрес: 142703, Московская обл., Ленинский р-н, г. Видное, ул. Донбасская, д. 2, с.10, ком. 611

Телефон: 8 (495) 221-10-50

Факс: 8 (495) 221-10-51

E-mail: ims@imsholding.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: 8 (843) 272-70-62

Факс: 8 (843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

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

в части вносимых изменений

Акционерное общество «Транснефть – Метрология» (АО «Транснефть – Метрология»)
ИНН 7723107453

Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, с. 2

Телефон (факс): (495) 950-87-00, (495) 950-85-97

Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>

E-mail: cmo@cmo.transneft.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» мая 2023 г. № 1016

Регистрационный № 81302-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» для энергоснабжения ООО «Энергоресурсы-Сибирь»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» для энергоснабжения ООО «Энергоресурсы-Сибирь» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии (мощности), сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ, представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счётчики активной и реактивной электрической энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

второй уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и баз данных (сервер сбора и БД) с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2.0», устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС-приемника типа УСВ-3, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы электронного счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Средние значения активной (реактивной) электрической мощности вычисляются как средние значения мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы соответствующего GSM-модема, далее по каналам связи стандарта GSM поступает на второй уровень системы, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится со 2-го уровня настоящей системы.

Дополнительно сервер АИИС КУЭ обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ третьих лиц, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматическом режиме, а также передачу информации заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующей на всех уровнях, которая выполняет задачу синхронизации времени АИИС КУЭ со шкалой единого координированного времени UTC(SU) с помощью приема сигналов ГЛОНАСС/GPS устройством синхронизации системного времени (УССВ) на базе УСВ-3 (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений № 64242-16).

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УСВ-3 осуществляется во время сеанса связи с УСВ-3 не реже одного раза в сутки. При наличии расхождения более ± 1 с (параметр программируемый) сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками один раз в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ более ± 2 с (параметр программируемый), производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Факты коррекции внутренних часов с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика, сервера сбора и БД отражаются в соответствующих журналах событий.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 252. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ, приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «Пирамида 2.0»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.4.1
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476 E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7 BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27 AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917 EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373 D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB 61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39 EFCC55E91291DA6F80597932364430D5 013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Метрологические и технические характеристики

Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, с указанием наименования присоединения, типов и классов точности средств измерений, представлены в таблице 2-3

Таблица 2 – Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ
1	2	3	4	5	6
1	ТП-1070 10 кВ, РУ-0,4 кВ, I с.ш. 0,4 кВ, руб.3	Т-0,66М У3 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 2000/5 Рег. № 52667-13	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16
2	ТП-1070 10 кВ, РУ-0,4 кВ, II с.ш. 0,4 кВ, руб.4	Т-0,66М У3 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 2000/5 Рег. № 52667-13	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3	ПС 110 кВ Шелковый комбинат №157, ЗРУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч.19	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ART-00P Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16
4	ПС 110 кВ Шелковый комбинат №157, ЗРУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч.22	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ART-00P Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	
5	РП-24 6 кВ, РУ- 6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч.12	ТПФМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 814-53	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 ART-00P Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	
6	ТП-3026 6 кВ, РУ-0,4 кВ I с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 47957-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
7	ТП-3026 6 кВ, РУ-0,4 кВ II с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т2	Т-0,66М У3 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
8	ПС 110 кВ Шинный завод №157, ЗРУ-6 кВ, яч.30	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06-6 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
9	ПС 110 кВ Шинный завод №157, ЗРУ-6 кВ, яч.33	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
10	ТП-120с 10 кВ, РУ-10 кВ, I с.ш. 10 кВ, Ввод 10 кВ №1	ф. А ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 69606-17 ф.В и ф.С ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
11	ТП-120с 10 кВ, РУ-10 кВ, П с.ш. 10 кВ, Ввод 10 кВ №2	ф. А и ф.С ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 69606-17 ф.В ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16
12	ПС 110 кВ Шинный завод, ЗРУ-6 кВ, яч. 18	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 59870-15	НТМИ-6-66 У3 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
13	ПС 110 кВ Шинный завод, ЗРУ-6 кВ, яч. 31	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 59870-15	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков 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 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа.
5. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменение в эксплуатационные документы. Технический акт хранится вместе с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, (±δ) %	Границы погрешности в рабочих условиях, (±δ) %	Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC (SU), с
1,2	Активная Реактивная	±1,0 ±2,1	±3,3 ±5,6	±5
3,4	Активная Реактивная	±1,3 ±2,5	±3,4 ±5,7	
5	Активная Реактивная	±1,1 ±2,7	±3,3 ±5,5	
6	Активная Реактивная	±1,0 ±2,1	±3,2 ±5,6	
7	Активная Реактивная	±1,0 ±2,1	±3,3 ±5,6	
8,9	Активная Реактивная	±1,3 ±2,5	±3,3 ±5,7	
10,11	Активная Реактивная	±1,3 ±2,5	±3,3 ±5,7	
12	Активная Реактивная	±1,0 ±2,5	±3,0 ±4,8	
13	Активная Реактивная	±1,2 ±2,5	±3,3 ±5,6	
Примечание: В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин. Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 2 (5) % от I_{ном} cosφ = 0,8 инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК №№1-13 от 0°С до +40 °С.				

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	13
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$: для ИК №№5,6,8-13 для остальных ИК - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для счетчика, °С:	от 95 до 105 от 5 до 120 от 2 до 120 от 49,8 до 50,2 0,9 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$: для ИК №№5,6,8-13 для остальных ИК - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 2 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М (Рег. №36697-08) и ПСЧ-4ТМ.05М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М (Рег. №36697-12) и ПСЧ-4ТМ.05МК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Для счетчиков типа Меркурий 234: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М (Рег. №36697-17): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Для сервера: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Для УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 165000 2 320000 2 220000 2 100000 1 45000 2

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05М, ПСЧ-4ТМ.05МК: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее - при отключении питания, лет, не менее для счетчиков типа Меркурий 234: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 123 10 3,5
Предел допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с	±5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени (функция автоматизирована) в:

- счетчиках электроэнергии;
- ИВК.

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность (функция автоматизирована):

- измерений 30 мин;
- сбора не реже одного раза в сутки.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	Т-0,66М УЗ	12
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	2
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	4
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-6	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	6
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.09	2
Счетчик электрической энергии	Меркурий 234 ART-00Р	3
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05МК.16	1
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05М.16	1
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.01	3
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	1
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Комплексы информационно-вычислительные	ПО «Пирамида 2.0»	1
Паспорт-формуляр	2465115953.411711.252.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» для энергоснабжения ООО «Энергоресурсы-Сибирь», аттестованном ООО «МетроСервис», Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311779.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ»)
ИНН 2465115953
Юридический адрес: 660049, г. Красноярск, ул. Бограда, д. 12, помещ. 48
Телефон (факс): (391) 221-00-57
Web-сайт: rusenergосib.ru
E-mail: office@rusenergосib.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосистемы»
(ООО «Энергосистемы»)
ИНН 3328498209
Адрес: 600028, г. Владимир, ул. Сурикова, д. 10 «А», помещ. 10
Телефон (факс): (4922) 60-23-22
Web-сайт: ensys.ru
E-mail: post@ensys.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)
Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, оф. 19
Телефон: (495) 380-37-61
E-mail: energopromresurs2016@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр»
(ООО «МетроСервис»)
Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, д. 6а
Телефон: (391)267-17-03
E-mail: E.e.servis@mail.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311779.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» мая 2023 г. № 1016

Регистрационный № 75359-19

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Василеостровской ТЭЦ (ТЭЦ-7) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Василеостровской ТЭЦ (ТЭЦ-7) филиала «Невский» ПАО «ТГК - 1» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для автоматического измерения активной и реактивной электрической энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. АИИС КУЭ возможно использовать для передачи (получения) данных смежным субъектам энергетики. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут и нарастающим итогом приращений активной и реактивной электроэнергии (мощности);
- автоматический сбор и хранение данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
- периодический (не реже 1-го раза в сутки и/или по запросу (настраиваемый параметр) автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений и данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
- хранение результатов измерений;
- передача результатов измерений в организации-участники оптового (розничного) рынка электроэнергии в XML или собственном формате с применением ЭЦП или без неё;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей, пломбирование и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (далее – ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), вторичные цепи и счетчики активной и реактивной электрической энергии. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) – технические средства для организации локальной вычислительной сети и программно-технический комплекс (далее – ПТК) АИИС КУЭ, включающий аппаратные средства и программное обеспечение (далее – ПО) для обеспечения функции хранения результатов измерений (далее – сервер БД) и программное обеспечение для сбора и доступа к данным, их конфигурации и формирования автоматизированных рабочих мест (далее – АРМ).

ПТК АИИС КУЭ развёрнут в центре обработки данных (далее – ЦОД) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1». АРМы развёрнуты в ЦОД и на рабочих местах специалистов.

На первом уровне первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы, которые по вторичным цепям поступают на соответствующие входы электронных счетчиков электрической энергии (измерительный канал (далее – ИК)). Измеренная электрическая энергия за интервал времени 30 мин записывается в энергонезависимую память счетчика.

На втором уровне происходит:

- настройка параметров ИВК;
- сбор данных из памяти счетчиков в БД;
- хранение данных в БД;
- формирование справочных и отчетных документов;
- передача информации смежным субъектам электроэнергетики – участникам оптового рынка электрической энергии и мощности и в ПАК КО;
- настройка, диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- поддержание точного времени в системе.

ПТК АИИС КУЭ производит сбор данных из памяти счетчиков электроэнергии и их хранение в БД, обработку, отображение, подготовку отчетных документов, а также формирование и передачу информации в виде утвержденных макетов в ПАК КО и другим участникам энергосистемы в рамках согласованных регламентов. ПТК имеет возможность двунаправленного обмена данными с другими ПТК как макетами утвержденных форм, так и данными в собственном формате. Отправка данных по электронной почте в XML-формате возможна с ЭЦП и без неё.

СОЕВ обеспечивает единое календарное время (день, месяц, год, час, минута, секунда) на всех компонентах и уровнях системы.

Для поддержания единого времени в АИИС КУЭ используется шкала времени устройства синхронизации частоты и времени Метроном версии 1000 (далее – УСВ). ПТК АИИС КУЭ не менее одного раза в сутки синхронизирует часы с сервером времени при расхождении более чем на ± 2 с. (настраиваемый параметр). ПТК АИИС КУЭ синхронизирует часы счётчиков при сеансах связи при расхождении времени более чем на ± 2 с. (настраиваемый параметр).

Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счетчиков и сервера БД.

Журналы событий счетчиков электрической энергии и сервера БД отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов счетчиков и сервера в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на корпусе сервера ИВК, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ: 107.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которых входят модули, указанные в таблице 1.

ПО ПК «Энергосфера» обеспечивают защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО ПК «Энергосфера»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1 не ниже
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияют на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Г-5	ТТЭО Кл. т. 0,2S КТТ 8000/1 Рег. № 63877-16	ЗНАМИТ-6-1 УХЛ2 Кл. т. 0,2 КТН 6000/100 Рег. № 40740-09	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Метроном версии 1000 Рег. № 56465-14	активная	±0,9	±1,1
						реактивная	±1,4	±2,0
2	Г-4	NXCT-F3 Кл. т. 0,2S КТТ 4000/1 Рег. № 35899-07	НАМИТ-10 Кл. т. 0,2 КТН 6000/100 Рег. № 16687-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±0,9	±1,1
						реактивная	±1,4	±2,0
3	КЛ К-81 35 кВ	GSR Кл. т. 0,5S КТТ 1500/5 Рег. № 25477-06	VEF Кл. т. 0,5 КТН 35000/√3/100/√3 Рег. № 29712-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±1,7	±1,8
						реактивная	±2,6	±2,9
4	КЛ К-82 35 кВ	GSR Кл. т. 0,5S КТТ 1500/5 Рег. № 25477-06	VEF Кл. т. 0,5 КТН 35000/√3/100/√3 Рег. № 29712-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±1,7	±1,8
						реактивная	±2,6	±2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	КЛ К-83/84 35 кВ	ТЛО-35 Кл. т. 0,5S Ктт 2000/5 Рег. № 36291-07	ЗНОЛ-СЭЩ-35 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 40085-08	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Метроном версии 1000 Рег. № 56465-14	активная	±1,7	±1,8
						реактивная	±2,6	±2,9
6	КЛ К-85/86 35 кВ	ТЛО-35 Кл. т. 0,5S Ктт 2000/5 Рег. № 36291-07	ЗНОЛ-СЭЩ-35 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 40085-08	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±1,7	±1,8
						реактивная	±2,6	±2,9
7	Отпайка Г-5	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 30709-08	ЗНАМИТ-6-1 УХЛ2 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,8	±2,2
						реактивная	±2,7	±4,1
8	ТСН-6	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 30709-08	ЗНАМИТ-6-1 УХЛ2 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Метроном версии 1000 Рег. № 56465-14	активная	±1,8	±2,2
						реактивная	±2,7	±4,1
9	ТСН-14	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S Ктт 750/5 Рег. № 30709-08	НАМИТ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-13 ЗНАМИТ-6-1 УХЛ2 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,8	±2,2
						реактивная	±2,7	±4,1
10	ТСН-20	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 30709-08	ЗНАМИТ-6-1 УХЛ2 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Метроном версии 1000 Рег. № 56465-14	активная	±1,8	±2,2
						реактивная	±2,7	±4,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ТСН-21	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 30709-08	ЗНАМИТ-6-1 УХЛ2 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Метроном версии 1000 Рег. № 56465-14	активная	±1,8	±2,2
						реактивная	±2,7	±4,1
12	ФСН 26-30	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S Ктт 750/5 Рег. № 30709-08	НАМИТ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-13 ЗНАМИТ-6-1 УХЛ2 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,8	±2,2
						реактивная	±2,7	±4,1
13	ФСН 28-12	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S Ктт 750/5 Рег. № 30709-08	НАМИТ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-13 ЗНАМИТ-6-1 УХЛ2 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,8	±2,2
						реактивная	±2,7	±4,1
14	ФСН 45-40	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 30709-08	НАМИТ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-13 ЗНАМИТ-6-1 УХЛ2 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,8	±2,2
						реактивная	±2,7	±4,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	ФСН 55-58	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 30709-08	НАМИТ-10 Кл. т. 0,2 КТН 6000/100 Рег. № 16687-13 ЗНАМИТ-6-1 УХЛ2 Кл. т. 0,2 КТН 6000/100 Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Метроном версии 1000 Рег. № 56465-14	активная	±1,8	±2,2
						реактивная	±2,7	±4,1
16	ФСН 57-94	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 30709-08	НАМИТ-10 Кл. т. 0,2 КТН 6000/100 Рег. № 16687-13 ЗНАМИТ-6-1 УХЛ2 Кл. т. 0,2 КТН 6000/100 Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,8	±2,2
						реактивная	±2,7	±4,1
17	ФСН 56-76	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S КТТ 800/5 Рег. № 30709-08	НАМИТ-10 Кл. т. 0,2 КТН 6000/100 Рег. № 16687-13 ЗНАМИТ-6-1 УХЛ2 Кл. т. 0,2 КТН 6000/100 Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,8	±2,2
						реактивная	±2,7	±4,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	ФСН 58-99-101	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 30709-08	НАМИТ-10 Кл. т. 0,2 КТН 6000/100 Рег. № 16687-13 ЗНАМИТ-6-1 УХЛ2 Кл. т. 0,2 КТН 6000/100 Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Метроном версии 1000 Рег. № 56465-14	активная	±1,8	±2,2
						реактивная	±2,7	±4,1
19	ФСН 19	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S КТТ 750/5 Рег. № 30709-08	ЗНАМИТ-6-1 УХЛ2 Кл. т. 0,2 КТН 6000/100 Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,8	±2,2
						реактивная	±2,7	±4,1
20	ФСН 05-17-37/05-02	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S КТТ 1200/5 Рег. № 30709-08	ЗНАМИТ-6-1 УХЛ2 Кл. т. 0,2 КТН 6000/100 Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,8	±2,2
						реактивная	±2,7	±4,1
21	Переключатель от Г-5 на ГРУ-6 кВ	ТШЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 4000/5 Рег. № 3972-03	НАМИТ-10 Кл. т. 0,2 КТН 6000/100 Рег. № 16687-13 ЗНАМИТ-6-1 УХЛ2 Кл. т. 0,2 КТН 6000/100 Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±3,0	±3,2
						реактивная	±4,5	±5,5
26	Ф-7-79	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 30709-08	ЗНАМИТ-6-1 УХЛ2 Кл. т. 0,2 КТН 6000/100 Рег. № 40740-09	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,8	±2,2
						реактивная	±2,7	±4,1

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	25
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – частота, Гц – коэффициент мощности $\cos\varphi$ – температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,8 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности – частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от –30 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее: – среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 80000 24
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТТЭО	1
Трансформатор тока	NXCT-F3	1
Трансформатор тока	GSR	6
Трансформатор тока	ТЛО-35	6
Трансформатор тока	ТЛП-10	45
Трансформатор тока	ТШЛ-10	3
Трансформатор тока	ТЛО-10	3
Трансформатор тока	ТШЛ-20-1	3
Трансформатор тока	ТФМ-110	3
Трансформатор напряжения	ЗНАМИТ-6-1 УХЛ2	5
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформатор напряжения	VEF	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-35	6
Трансформатор напряжения	EPR 20Z	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	8
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RALQ-P4GB-DW-4	17
Устройство синхронизации времени	Метроном версии 1000	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Формуляр	ПЭ-343.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Василеостровской ТЭЦ (ТЭЦ-7) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236 от 20.07.2017.

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 «ЭНЕРГОСЕРВИС»

(ООО «ЭНЕРГОСЕРВИС»)

ИНН 7802222000

Адрес: 196128, г. Санкт-Петербург, ул. Варшавская, д.11 лит. А

Юридический адрес: 194156, г. Санкт-Петербург, пр. Б.Сампсониевский, д. 87, лит. А

Телефон: 8 (812) 368-02-70, 8 (812) 368-02-71

Факс: 8 (812) 368-02-72

E-mail: office@energoservice.net

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области» (ФБУ «Тест-С.-Петербург»)

Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

Телефон: 8 (812) 244-62-28, 8 (812) 244-12-75

Факс: 8 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311484.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, с. 3, эт. 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: 8 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» мая 2023 г. № 1016

Регистрационный № 75737-19

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ НПС-6

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ НПС-6 (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 многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC(SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным 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 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 035. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии. Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 1	ТОГФ (П) кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 61432-15	ЗНОГ кл.т. 0,2 К _{ТН} = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 2	ТОГФ (П) кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 61432-15	ЗНОГ кл.т. 0,2 К _{ТН} = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
3	ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 2	ТОГФ (П) кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 61432-15	ЗНОГ кл.т. 0,2 К _{ТН} = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
4	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1	ТОГФ (П) кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 61432-15	ЗНОГ кл.т. 0,2 К _{ТН} = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
5	220 Т-1	ТОГФ (П) кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 61432-15	ЗНОГ кл.т. 0,2 К _{ТН} = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	220 Т-2	ТОГФ (П) кл.т. 0,2S К _{тт} = 100/5 рег. № 61432-15	ЗНОГ кл.т. 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 61431-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	СТВ-01 рег. № 49933-12
7	10 Т-1	ТОЛ кл.т. 0,5S К _{тт} = 3000/5 рег. № 47959-16	НАМИ кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 60002-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
8	10 Т-2	ТОЛ кл.т. 0,5S К _{тт} = 3000/5 рег. № 47959-16	НАМИ кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 60002-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
9	0,4 ТСН-1	ТТН кл.т. 0,5S К _{тт} = 800/5 рег. № 58465-14	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
10	0,4 ТСН-2	ТТН кл.т. 0,5S К _{тт} = 800/5 рег. № 58465-14	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
7, 8 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
9, 10 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	4,6	2,7	1,8	1,8
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
7, 8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2
9, 10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	3,8	2,3	1,5	1,5
	0,5	2,3	1,4	1,0	1,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,8	0,8
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,0	1,5	1,2	1,2
7, 8 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,1	1,1
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,1	2,3	2,3

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
9, 10 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
7, 8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,3	3,0	2,4	2,4
	0,5	2,8	2,1	1,9	1,9
9, 10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,1	2,8	2,2	2,2
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4

Продолжение таблицы 4

1	2
диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от -45 до +40 от 0 до +40 от 0 до +40 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ЭКОМ-3000: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 100000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция 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 титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТОГФ (П)	18 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ	6 шт.
Трансформатор тока	ТТН	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОГ	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ	2 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	10 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	3916-15-ВСМН-ВСТО-ИЭП.6-06.211 ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ НПС-6». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, с. 3, эт. 4, помещ. I, комн. № 6, 7

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info.spetcenergo@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.

в части вносимых изменений

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

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

Телефон: +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.