

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» апреля 2022 г. № 840

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 измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Лугинецкое»	-	01	38117-08	-	МП 38117-08	-	МП-006-2021	-	21.10.2021	Общество с ограниченной ответственностью «Системы Нефть и Газ» (ООО «СНГ»), г. Щелково, Московская обл.	ООО «НГМ», г. Белгород
2.	Система измерений количества и показателей качества нефти «СИКН №400 ПСП «Волгоградский» Волгоградское РНУ. Узел резервной схемы учёта»		6	67006-17	-	-	МП 0494-14-2016	-	-	30.09.2021	Акционерное общество «Транснефть – Метрология» (АО «Транснефть – Метрология»), г. Москва	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева», г. Казань

3.	Система измерений количества и показателей качества нефти «СИКН №400 ПСП «Волгоградский» Волгоградское РНУ. Основная схема учёта»	-	6	67007-17	-	-	МП 0493-14-2016 с изменением №1	-	-	30.09.2021	Акционерное общество «Транснефть – Метрология» (АО «Транснефть – Метрология»), г. Москва	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева», г. Казань
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии Единой национальной электрической сети	-	ЕМНК.466 454.001-001.1.	59086-14	-	МП 59086-14 с изменением № 1	-	МП 559-2022	-	31.01.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКО НТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ФБУ «Пензенский ЦСМ», г. Пенза

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» апреля 2022 г. № 840

Регистрационный № 59086-14

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии Единой национальной электрической сети

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии Единой национальной электрической сети (далее по тексту – АИИС КУЭ ЕНЭС) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, формирования отчетных документов и передачи информации в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ЕНЭС представляет собой территориально распределенную многоуровневую автоматизированную информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ ЕНЭС обеспечивает:

- прием информации о результатах измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии, выполненных с учетом возможных потерь, от автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) утвержденного типа, зарегистрированных в реестре средств измерений (СИ) Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ), получаемой в XML формате макета 80020, а также в иных согласованных форматах;

- синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ ЕНЭС с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU).

Другие задачи, реализуемые в АИИС КУЭ ЕНЭС:

- расчет балансов электрической энергии и определение фактических потерь в ЕНЭС в целом и с разбивкой по ПАО «ФСК ЕЭС» и МЭС, а также по любым выделенным фрагментам сети (сечениям учета);

- хранение информации по заданным критериям (первичной информации, рассчитанной, замещенной и т.д.).

- расчет баланса электроэнергии, определение фактических потерь по 1 ценовой, 2 ценовой и неценовым зонам, по ЕНЭС в целом, а также по иным фрагментам сети;

- контроль за формированием балансов на нижестоящих уровнях, в т.ч. по заданным критериям;

- формирование актов учета перетоков и интегральных актов электроэнергии (направляемых в АО «АТС») по сечениям между ПАО «ФСК ЕЭС» и всеми участниками оптового рынка, в том числе по межгосударственным линиям электропередач, в соответствии с заключаемыми Соглашениями об информационном обмене;

- формирование утвержденного набора Отчетных форм в соответствии с договорами оказания услуг по передаче;
- формирование актов учета перетоков в XML формате макетов 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах;
- организация информационного взаимодействия между подразделениями Исполнительного аппарата (ИА) ПАО «ФСК ЕЭС» и подразделениями Магистральных электрических сетей (МЭС) - филиалов ПАО «ФСК ЕЭС», и подстанций (ПС) ЕНЭС, задействованных в процессе сбора и обработки данных о перетоках электрической энергии.

Состав АИИС КУЭ ЕНЭС:

- измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы напряжения (ТН) классов точности 0,2; 0,5; 1,0, измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0,2S; 0,5S; 0,2; 0,5, многофункциональные счетчики активной (классы точности 0,2S; 0,5S; 1) и реактивной (классы точности 0,5; 1; 2) электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных, входящих в АИИС КУЭ утвержденных типов ПС ЕНЭС и других собственников;
- измерительно-вычислительные комплексы электроустановки (ИВКЭ) включающие устройства сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями АИИС КУЭ ЕНЭС, системы обеспечения единого времени (СОЕВ), входящие в АИИС КУЭ утвержденных типов ПС ЕНЭС и других собственников.

Верхний уровень АИИС КУЭ ЕНЭС – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя каналообразующую аппаратуру, центры сбора и обработки данных (ЦСОД), автоматизированные рабочие места (АРМ), СОЕВ, в том числе входящие в АИИС КУЭ утвержденных типов ПС ЕНЭС и других собственников.

ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС» состоит из серверов сбора, серверов баз данных; системы хранения данных, подсистемы интеграции, библиотеки резервного копирования.

ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС осуществляет опрос АИИС КУЭ ПС ЕНЭС последовательно-циклическим способом.

Далее по спутниковым каналам связи с пропускной способностью не менее 64 кбит/с данные поступают в центральные земные спутниковые станции связи (ЦЗССС) операторов, где терминируются и передаются по существующим наземным сетям связи операторов (на основе собственных и арендованных цифровых каналов связи) на соответствующие узлы передачи данных операторов.

Точкой присоединения сетей операторов к единой цифровой сети связи энергетики (ЕЦССЭ) являются узлы передачи данных операторов и узлы передачи данных ЕЦССЭ.

Далее данные, получаемые от АИИС КУЭ ПС ЕНЭС, по существующему цифровому каналу ЕЦССЭ поступают на ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС» (ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС) для последующей обработки, хранения и передачи смежным субъектам ОРЭМ, филиалам АО «СО ЕЭС» и ИАСУ КУ АО «АТС». Связь организована по дуплексным каналам, цифровой способ передачи данных не изменяет результаты измерений.

Из ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС» по интерфейсу 10/100 Ethernet корпоративной локальной вычислительной сети ПАО «ФСК ЕЭС» (с портов 10/100 Ethernet коммутаторов ЛВС, размещенных в серверных стойках) организуется трансляция данных в соответствующие ЦСОД МЭС.

В состав АИИС КУЭ ЕНЭС входит система обеспечения единого времени (СОЕВ), выполняющая законченную функцию измерений времени, которая имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени при проведении измерений электрической энергии.

Основой СОЕВ на уровне ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС служит комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01 и его модификации (регистрационный номер 49933-12 в ФИФ ОЕИ)

Комплекс измерительно-вычислительный устанавливается в серверной стойке ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС».

СТВ-01 обеспечивает синхронизацию времени абонентов сети с национальной шкалой координированного времени UTC (SU), регистрацию даты и времени событий и данных уровня ИВК в системе АИИС КУЭ ЕНЭС с погрешностью не более ± 5 с.

Защита каналов передачи информации в направлениях ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС» – ЦСОД МЭС осуществляется с использованием средств защиты информации Единой цифровой сети связи электроэнергетики. Для защиты от несанкционированного доступа к оборудованию ИВК предусматривается размещение серверов, телекоммуникационного оборудования и источников бесперебойного питания в шкафах, с возможностью их запираания на ключ. Помещение размещения серверных шкафов ЦСОД ИА/ЦСОД МЭС оснащено техническими средствами защиты, включая охранную сигнализацию и запирающие устройства.

В АИИС КУЭ ЕНЭС используются следующие способы обеспечения высоких показателей надежности:

- резервирование основных элементов (ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС» и ЦСОД МЭС);
- резервирование баз данных;
- резервирование каналов связи - взаимодействие между уровнями ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС» и ИВКЭ ПС ЕНЭС организуется с использованием и существующего цифрового канала ЕЦССЭ и в дальнейшем организация резервного цифрового канала;
- наличие ЗИП.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Допускается замена комплекса измерительно-вычислительного СТВ-01 на аналогичный утвержденного типа с метрологическими характеристиками не хуже, чем у указанного, 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.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту – СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные 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	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSet.exe, DataSet_USPD.exe
Примечание – Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО – MD5	

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ ЕНЭС соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Характеристика	Значение
1	2
Номинальные значения напряжения переменного тока на входе ИК, кВ	0,23; 0,4; 0,66; 3; 6; 10; 10,5; 15; 20; 27,5; 35; 110; 150; 220; 330; 400; 500; 750; 800; 1150
Диапазон допускаемых изменений напряжения переменного тока в первичной обмотке измерительного ТН на входе ИК	от $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$
Номинальные значения напряжения переменного тока во вторичной обмотке измерительного трансформатора напряжения, В	57,7/100; 220/380
Номинальные значения силы переменного тока в первичной обмотке измерительного трансформатора тока на входе ИК, А	1; 5; 10; 15; 20; 25; 30; 40; 50; 60; 75; 80; 100; 120; 125; 150; 200; 250; 300; 400; 500; 600; 650; 700; 750; 800; 1000; 1200; 1250; 1400; 1500; 1600; 2000; 2400; 2500; 3000; 3150; 3200; 4000; 5000; 6000; 8000; 7500; 10000; 12000; 14000; 16000; 18000; 20000
Диапазон допускаемых изменений силы переменного тока в первичной обмотке измерительного трансформатора тока на входе ИК	от $0,05I_{ном}$ до $1,2I_{ном}$ (для ТТ класса точности 0,2 или 0,5) от $0,01I_{ном}$ до $1,2I_{ном}$ (для ТТ класса точности 0,2S или 0,5S)
Номинальные значения силы переменного тока во вторичной обмотке измерительного трансформатора тока, А	1; 5
Параметры питающей сети для вторичных приборов: – напряжение переменного тока, В – частота, Гц – допускаемые отклонения напряжения от номинального значения, %	57,7/100; 220/380 от 49 до 50 ± 10

Продолжение таблицы 2

1	2
Условия эксплуатации АИИС КУЭ ЕНЭС: - температура окружающего воздуха, °С: для оборудования, установленного на объектах для оборудования центра сбора и обработки данных - относительная влажность, % не более для оборудования, установленного на объектах для оборудования центра сбора и обработки данных	от - 60 до +45 от +18 до +24 90 (при температуре +20 °С) 55 (при температуре +20 °С)
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с	± 5
Средний срок службы, лет, не менее	20

Таблица 3 – Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений активной электрической энергии (при номинальном напряжении и симметричной нагрузке и нормальных условиях эксплуатации, приведенных в таблице 2) для ИИК, $\pm\delta\%W$

Состав ИИК	$\cos\varphi$	$\pm\delta_{1(2)\%W}$ $W_{1(2)\%}\leq W < W_{5\%}$	$\pm\delta_{5\%W}$ $W_{5\%}\leq W < W_{20\%}$	$\pm\delta_{20\%W}$ $W_{20\%}\leq W < W_{100\%}$	$\pm\delta_{100\%W}$ $W_{100\%}\leq W \leq W_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
ТТ кл. точности 0,2S	1,0	1,0	0,5	0,4	0,4
ТН кл. точности 0,2	0,8	1,3	0,8	0,6	0,6
Счетчик кл. точности 0,2S	0,5	2,0	1,2	0,9	0,9
ТТ кл. точности 0,2S	1,0	1,4	0,7	0,6	0,6
ТН кл. точности 0,2	0,8	1,6	1,3	0,8	0,8
Счетчик кл. точности 0,5S	0,5	2,2	1,5	1,1	1,1
ТТ кл. точности 0,2S	1,0	1,1	0,7	0,6	0,6
ТН кл. точности 0,5	0,8	1,4	1,1	0,9	0,9
Счетчик кл. точности 0,2S	0,5	2,3	1,6	1,4	1,4
ТТ кл. точности 0,2S	1,0	1,5	0,9	0,8	0,8
ТН кл. точности 0,5	0,8	1,7	1,4	1,0	1,0
Счетчик кл. точности 0,5S	0,5	2,5	1,9	1,5	1,5
ТТ кл. точности 0,2	1,0	-	0,9	0,5	0,4
ТН кл. точности 0,2	0,8	-	1,3	0,7	0,6
Счетчик кл. точности 0,2S	0,5	-	2,0	1,1	0,9
ТТ кл. точности 0,2	1,0	-	1,0	0,7	0,6
ТН кл. точности 0,2	0,8	-	1,6	0,9	0,8
Счетчик кл. точности 0,5S	0,5	-	2,2	1,3	1,1
ТТ кл. точности 0,2	1,0	-	1,0	0,7	0,6
ТН кл. точности 0,5	0,8	-	1,4	1,0	0,9
Счетчик кл. точности 0,2S	0,5	-	2,3	1,6	1,4
ТТ кл. точности 0,2	1,0	-	1,1	0,9	0,8
ТН кл. точности 0,5	0,8	-	1,7	1,1	1,0
Счетчик кл. точности 0,5S	0,5	-	2,5	1,7	1,5

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
ТТ кл. точности 0,5S	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
ТН кл. точности 0,5	0,8	2,9	1,6	1,2	1,2
Счетчик кл. точности 0,2S	0,5	5,4	2,9	2,2	2,2
ТТ кл. точности 0,5S	1,0	2,1	1,1	1,0	1,0
ТН кл. точности 0,5	0,8	3,0	1,9	1,3	1,3
Счетчик кл. точности 0,5S	0,5	3,5	3,1	2,2	2,2
ТТ кл. точности 0,5S	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
ТН кл. точности 0,2	0,8	2,8	1,5	1,0	1,0
Счетчик кл. точности 0,2S	0,5	5,3	2,7	1,9	1,9
ТТ кл. точности 0,5S	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
ТН кл. точности 0,2	0,8	2,9	1,8	1,2	1,2
Счетчик кл. точности 0,5S	0,5	5,4	2,9	2,0	2,0
ТТ кл. точности 0,5	1,0	-	1,8	1,0	0,8
ТН кл. точности 0,5	0,8	-	2,9	1,6	1,2
Счетчик кл. точности 0,2S	0,5	-	5,4	2,9	2,2
ТТ кл. точности 0,5	1,0	-	1,8	1,1	1,0
ТН кл. точности 0,5	0,8	-	3,0	1,7	1,3
Счетчик кл. точности 0,5S	0,5	-	5,5	3,0	2,2
ТТ кл. точности 0,5	1,0	-	1,7	0,9	0,6
ТН кл. точности 0,2	0,8	-	2,8	1,4	1,0
Счетчик кл. точности 0,2S	0,5	-	5,3	2,7	1,9
ТТ кл. точности 0,5	1,0	-	1,8	1,0	0,8
ТН кл. точности 0,2	0,8	-	2,9	1,5	1,2
Счетчик кл. точности 0,5S	0,5	-	5,4	2,8	2,0
ТТ кл. точности 0,2S	1,0	1,4	1,2	1,1	1,1
ТН кл. точности 1,0	0,8	1,8	1,7	1,6	1,6
Счетчик кл. точности 0,2S	0,5	3,0	2,7	2,6	2,6
ТТ кл. точности 0,2S	1,0	1,7	1,3	1,2	1,2
ТН кл. точности 1,0	0,8	2,1	1,9	1,7	1,7
Счетчик кл. точности 0,5S	0,5	3,1	2,9	2,6	2,6
ТТ кл. точности 0,2	1,0	-	1,4	1,2	1,2
ТН кл. точности 1,0	0,8	-	1,9	1,6	1,6
Счетчик кл. точности 0,2S	0,5	-	3,1	2,6	2,6
ТТ кл. точности 0,2	1,0	-	1,5	1,3	1,3
ТН кл. точности 1,0	0,8	-	2,1	1,7	1,7
Счетчик кл. точности 0,5S	0,5	-	3,3	2,6	2,6
ТТ кл. точности 0,5S	1,0	1,9	1,4	1,3	1,3
ТН кл. точности 1,0	0,8	2,8	2,1	1,8	1,8
Счетчик кл. точности 0,2S	0,5	5,2	3,6	3,1	3,1
ТТ кл. точности 0,2	1,0	-	0,9	0,4	0,3
Без ТН	0,8	-	1,2	0,6	0,5
Счетчик кл. точности 0,2S	0,5	-	1,9	1,0	0,7

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
ТТ кл. точности 0,2	1,0	-	1,0	0,7	0,5
Без ТН	0,8	-	1,6	0,8	0,7
Счетчик кл. точности 0,5S	0,5	-	2,2	1,1	0,9
ТТ кл. точности 0,5	1,0	-	1,7	0,9	0,6
Без ТН	0,8	-	2,8	1,4	1,0
Счетчик кл. точности 0,2S	0,5	-	3,3	2,6	1,8
ТТ кл. точности 0,5	1,0	-	1,7	1,0	0,8
Без ТН	0,8	-	2,9	1,5	1,1
Счетчик кл. точности 0,5S	0,5	-	5,4	2,7	1,9
ТТ кл. точности 0,2S	1,0	0,8	0,5	0,4	0,4
Без ТН	0,8	1,1	0,8	0,5	0,5
Счетчик кл. точности 0,2S	0,5	1,7	1,1	0,7	0,7
ТТ кл. точности 0,2S	1,0	1,3	0,7	0,6	0,6
Без ТН	0,8	1,5	1,3	0,8	0,8
Счетчик кл. точности 0,5S	0,5	1,9	1,5	0,9	0,9
ТТ кл. точности 0,5S	1,0	1,5	0,9	0,7	0,7
Без ТН	0,8	2,5	1,5	1,0	1,0
Счетчик кл. точности 0,2S	0,5	4,6	2,7	1,8	1,8
ТТ кл. точности 0,5S	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
Без ТН	0,8	2,6	1,8	1,2	1,2
Счетчик кл. точности 0,5S	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
Без ТТ	1,0	-	0,3	0,3	0,3
Без ТН	0,8	-	0,6	0,4	0,4
Счетчик кл. точности 0,2S	0,5	-	0,6	0,4	0,4
Без ТТ	1,0	-	0,6	0,6	0,6
Без ТН	0,8	-	1,1	0,7	0,7
Счетчик кл. точности 0,5S	0,5	-	1,1	0,7	0,7
Без ТТ	1,0	-	1,1	1,1	1,1
Без ТН	0,8	-	1,6	1,1	1,1
Счетчик кл. точности 1	0,5	-	1,6	1,1	1,1

Примечания:

1 ТТ, ТН и счетчики электрической энергии входят в состав АИИС КУЭ ПС ЕНЭС утвержденного типа, подключаемых к АИИС КУЭ ЕНЭС.

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности 0,95.

3 $W_{1(2)\%}$, $W_{5\%}$, $W_{20\%}$, $W_{100\%}$, $W_{120\%}$ – значения электрической энергии при 1(2)%-ном, 5%-ном, 20%-ном, 100%-ном, 120%-ном (от номинального) значениях силы электрического тока в сети соответственно.

4 Класс точности трансформаторов тока – по ГОСТ 7746-2015.

5 Класс точности трансформаторов напряжения – по ГОСТ 1983-2015.

6 Класс точности счетчиков при измерении активной энергии – по ГОСТ 31819.22-2012.

Таблица 4 – Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений реактивной электрической энергии (при номинальном напряжении, симметричной нагрузке и нормальных условиях эксплуатации, приведенных в таблице 2) для ИИК, $\pm\delta\%W$

Состав ИИК	$\cos\varphi$ (sin φ)	$\pm\delta_{1(2)\%W}$ $W_{1(2)\%}\leq W < W_{5\%}$	$\pm\delta_{5\%W}$ $W_{5\%}\leq W < W_{20\%}$	$\pm\delta_{20\%W}$ $W_{20\%}\leq W < W_{100\%}$	$\pm\delta_{100\%W}$ $W_{100\%}\leq W \leq W_{120\%}$ %
1	2	3	4	5	6
ТТ кл. точности 0,2S ТН кл. точности 0,2 Счетчик кл. точности 0,5	0,8 (0,6)	2,3	1,9	1,3	1,3
	0,5 (0,87)	2,0	1,8	1,2	1,2
ТТ кл. точности 0,2S ТН кл. точности 0,2 Счетчик кл. точности 1,0	0,8 (0,6)	2,3	1,9	1,3	1,3
	0,5 (0,87)	2,0	1,8	1,2	1,2
ТТ кл. точности 0,2S ТН кл. точности 0,5 Счетчик кл. точности 0,5	0,8 (0,6)	2,5	2,1	1,6	1,6
	0,5 (0,87)	2,1	1,9	1,3	1,3
ТТ кл. точности 0,2S ТН кл. точности 0,5 Счетчик кл. точности 1,0	0,8 (0,6)	2,5	2,1	1,6	1,6
	0,5 (0,87)	2,1	1,9	1,3	1,3
ТТ кл. точности 0,2 ТН кл. точности 0,2 Счетчик кл. точности 0,5	0,8 (0,6)	-	2,3	1,4	1,3
	0,5 (0,87)	-	2,0	1,3	1,2
ТТ кл. точности 0,2 ТН кл. точности 0,2 Счетчик кл. точности 1,0	0,8 (0,6)	-	2,3	1,4	1,3
	0,5 (0,87)	-	2,0	1,3	1,2
ТТ кл. точности 0,2 ТН кл. точности 0,5 Счетчик кл. точности 0,5	0,8 (0,6)	-	2,5	1,7	1,6
	0,5 (0,87)	-	2,1	1,4	1,3
ТТ кл. точности 0,2 ТН кл. точности 0,5 Счетчик кл. точности 1,0	0,8 (0,6)	-	2,5	1,7	1,6
	0,5 (0,87)	-	2,1	1,4	1,3
ТТ кл. точности 0,5S ТН кл. точности 0,5 Счетчик кл. точности 0,5	0,8 (0,6)	4,6	2,9	2,1	2,1
	0,5 (0,87)	3,0	2,1	1,5	1,5
ТТ кл. точности 0,5S ТН кл. точности 0,5 Счетчик кл. точности 1,0	0,8 (0,6)	4,6	2,9	2,1	2,1
	0,5 (0,87)	3,0	2,1	1,5	1,5

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
ТТ кл. точности 0,5S ТН кл. точности 0,2 Счетчик кл. точности 0,5	0,8 (0,6) 0,5 (0,87)	4,5 2,9	2,7 2,1	1,9 1,4	1,9 1,4
ТТ кл. точности 0,5S ТН кл. точности 0,2 Счетчик кл. точности 1,0	0,8 (0,6) 0,5 (0,87)	4,5 2,9	2,7 2,1	1,9 1,4	1,9 1,4
ТТ кл. точности 0,5 ТН кл. точности 0,5 Счетчик кл. точности 0,5	0,8 (0,6) 0,5 (0,87)	- -	4,6 3,0	2,6 1,8	2,1 1,5
ТТ кл. точности 0,5 ТН кл. точности 0,2 Счетчик кл. точности 1,0	0,8 (0,6) 0,5 (0,87)	- -	4,6 3,0	2,6 1,8	2,1 1,5
ТТ кл. точности 0,5 ТН кл. точности 0,2 Счетчик кл. точности 0,5	0,8 (0,6) 0,5 (0,87)	- -	4,5 2,9	2,4 1,7	1,9 1,4
ТТ кл. точности 0,5 ТН кл. точности 0,2 Счетчик кл. точности 1,0	0,8 (0,6) 0,5 (0,87)	- -	4,5 2,9	2,4 1,7	1,9 1,4
ТТ кл. точности 0,2S ТН кл. точности 1,0 Счетчик кл. точности 0,5	0,8 (0,6) 0,5 (0,87)	2,8 1,9	2,3 1,6	2,2 1,5	2,2 1,5
ТТ кл. точности 0,2S ТН кл. точности 1,0 Счетчик кл. точности 1,0	0,8 (0,6) 0,5 (0,87)	- 2,3	2,7 1,8	2,4 1,7	2,4 1,7
ТТ кл. точности 0,2 ТН кл. точности 1,0 Счетчик кл. точности 0,5	0,8 (0,6) 0,5 (0,87)	- -	2,7 1,8	2,2 1,5	2,2 1,5
ТТ кл. точности 0,2 ТН кл. точности 1,0 Счетчик кл. точности 1,0	0,8 (0,6) 0,5 (0,87)	- -	3,0 2,0	2,4 1,8	2,4 1,8
ТТ кл. точности 0,5S ТН кл. точности 1,0 Счетчик кл. точности 0,5	0,8 (0,6) 0,5 (0,87)	4,4 2,7	3,0 1,9	2,5 1,7	2,5 1,7

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
ТТ кл. точности 0,2 Без ТН	0,8 (0,6)	-	2,2	1,3	1,2
Счетчик кл. точности 0,5	0,5 (0,87)	-	1,9	1,2	1,1
ТТ кл. точности 0,2 Без ТН	0,8 (0,6)	-	2,2	1,3	1,2
Счетчик кл. точности 1,0	0,5 (0,87)	-	1,9	1,2	1,1
ТТ кл. точности 0,5 Без ТН	0,8 (0,6)	-	4,5	2,4	1,8
Счетчик кл. точности 0,5	0,5 (0,87)	-	2,9	1,6	1,3
ТТ кл. точности 0,5 Без ТН	0,8 (0,6)	-	4,5	2,4	1,8
Счетчик кл. точности 1,0	0,5 (0,87)	-	2,9	1,6	1,3
ТТ кл. точности 0,2S Без ТН	0,8 (0,6)	1,9	1,2	0,8	0,8
Счетчик кл. точности 0,5	0,5 (0,87)	1,4	0,9	0,7	0,7
ТТ кл. точности 0,2S Без ТН	0,8 (0,6)	-	1,8	1,2	1,2
Счетчик кл. точности 1,0	0,5 (0,87)	1,8	1,2	1,1	1,1
ТТ кл. точности 0,5S Без ТН	0,8 (0,6)	3,9	2,3	1,5	1,5
Счетчик кл. точности 0,5	0,5 (0,87)	2,4	1,4	1,0	1,0
ТТ кл. точности 0,5S Без ТН	0,8 (0,6)	-	2,7	1,8	1,8
Счетчик кл. точности 1,0	0,5 (0,87)	2,6	1,6	1,4	1,4
Без ТТ Без ТН	0,8 (0,6)	-	0,9	0,6	0,6
Счетчик кл. точности 0,5	0,5 (0,87)	-	0,8	0,6	0,6
Без ТТ Без ТН	0,8 (0,6)	-	1,7	1,1	1,1
Счетчик кл. точности 1,0	0,5 (0,87)	-	1,1	1,1	1,1

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
Без ТТ	0,8	-	2,7	2,2	2,2
Без ТН	(0,6)				
Счетчик кл. точности 2,0	0,5	-	2,2	2,2	2,2
	(0,87)				

Примечания:

1 ТТ, ТН и счетчики электрической энергии входят в состав АИИС КУЭ ПС ЕНЭС утвержденного типа, подключаемых к АИИС КУЭ ЕНЭС.

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности 0,95.

3 $W_{1(2)\%}$, $W_{5\%}$, $W_{20\%}$, $W_{100\%}$, $W_{120\%}$ – значения электроэнергии при 1(2)%-ном, 5%-ном, 20%-ном, 100%-ном, 120%-ном (от номинального) значениях силы тока в сети соответственно.

4 Класс точности трансформаторов тока – по ГОСТ 7746-2015.

5 Класс точности трансформаторов напряжения – по ГОСТ 1983-2015.

6 Класс точности счетчиков при измерении реактивной энергии – по ГОСТ 31819.23-2012. В виду отсутствия в указанном стандарте счетчиков класса точности 0,5, пределы допускаемой погрешности при измерении реактивной энергии для данных типов счетчиков не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности 1,0.

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01 и его модификации (Рег. № в ФИФ ОЕИ 49933-12)	1
Модем для передачи данных по выделенным и коммутируемым линиям связи	-	Определяется проектной документацией
Совместимый компьютер с установленным ПО	IBM-PC	Определяется проектной документацией
Формуляр	ЕМНК.466454.001-001.1-ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии Единой национальной электрической сети. Методика измерений электрической энергии и мощности», аттестующая организация ФБУ «Пензенский ЦСМ», аттестат аккредитации № 01.00230-2013 от 17.04.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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, 5А

Телефон (факс): (495) 710- 93-33, (495) 710-96-55

Испытательный центр

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

Адрес: 440039, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20

Телефон (факс): (8412) 49-82-65

Web-сайт: www.penzacsm.ru

E-mail: pcsm@sura.ru

Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311197 в Реестре аккредитованных лиц.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» апреля 2022 г. № 840

Регистрационный № 67006-17

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти «СИКН №400 ПСП «Волгоградский» Волгоградское РНУ. Узел резервной схемы учёта»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти «СИКН №400 ПСП «Волгоградский» Волгоградское РНУ. Узел резервной схемы учёта» (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти при проведении учетных операций.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти, основанного на измерениях объема нефти с применением преобразователей расхода, плотности нефти с применением преобразователя плотности или в лаборатории, температуры и давления нефти с применением преобразователей температуры и преобразователей избыточного давления. Массу брутто нефти вычисляет комплекс измерительно-вычислительный, как произведение объема и плотности нефти, приведенных к стандартным условиям. Массу нетто нефти вычисляет программное обеспечение системы, как разность массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей в лаборатории, массовой доли воды, определенной в лаборатории или определенной по результатам измерений объемной доли воды с помощью влагомера нефти поточного.

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

В систему входят следующие средства измерений (СИ):

- преобразователи расхода жидкости ультразвуковые DFX ММ (далее – УЗР), регистрационный номер в едином реестре средств измерений Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный) № 57471-14;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП), регистрационный № 15644-01 и регистрационный № 52638-13;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829, регистрационный № 15642-06;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, регистрационный № 14557-15;
- расходомер-счётчик ультразвуковой OPTISONIC 3400, регистрационный № 57762-14;
- датчики температуры TMT142R, регистрационный № 63821-16;

- преобразователи давления измерительные АИР-20/М2, регистрационный № 46375-11 и регистрационный № 63044-16;
- датчики давления Метран-150, регистрационный № 32854-13;
- термопреобразователь универсальный ТПУ 0304, регистрационный № 50519-12;
- газоанализаторы СГОЭС, регистрационный № 32808-11.

В систему сбора и обработки информации системы входят:

- комплекс измерительно-вычислительный (ИВК) ИМЦ-07, регистрационный № 53852-13;
- автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора с программным обеспечением «Форвард «Pro».

В состав системы входят показывающие СИ:

- манометры МТИ, регистрационный № 1844-63;
- манометры показывающие МП, регистрационный № 59554-14;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, регистрационный № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерение массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, объема, температуры, давления, плотности нефти;
- вычисление массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта с использованием результатов определения массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в испытательной лаборатории;
- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти, соответственно;
- проведение поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочих УЗР с применением двунаправленной трубопоршневой поверочной установки для жидкостей фирмы «Daniel» Ду от 8" до 42";
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;
- защита информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства средства измерений снабжены средствами защиты (пломбировки) в соответствии с МИ 3002-2006 «ГСИ. Рекомендация. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

Нанесение знака поверки на систему не предусмотрено. Установка пломб на систему и нанесение знака поверки на систему не предусмотрены. Заводской номер системы нанесен на боковую стенку блока измерений показателей качества нефти системы.

Программное обеспечение (ПО)

Программное обеспечение (ПО) системы (ИВК ИМЦ-07 и АРМ оператора с ПО «Форвард «Pro») обеспечивает реализацию функций системы. Идентификация ПО системы осуществляется путем отображения на мониторе АРМ оператора структуры идентификационных данных. Сведения о ПО указаны в таблице 1. Метрологические характеристики системы указаны с учетом влияния ПО.

Уровень защиты ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения» соответствует «среднему» уровню защиты.

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО АРМ оператора «Форвард «Pro»	ПО ИМЦ-07
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll, ArmMX.dll, ArmF.dll	EMC07.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО)	4.0.0.1	PX.7000.01.01
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71, 30747EDB, F8F39210	7A70F3CC
Алгоритм вычисления	CRC32	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики (показателя)	Значение характеристики (показателя)
1	2
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч (т/ч)	от 479 до 2165 (от 400 до 1842)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики (показателя)	Значение характеристики (показателя)
1	2
Количество измерительных линий, шт.	2 (две рабочие)
Суммарные потери давления в системе при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа - в рабочем режиме, не более - в режиме поверки, не более	0,2 0,4
Режим работы системы	непрерывный
Режим управления запорной арматурой	автоматизированный и ручной
Параметры измеряемой среды:	
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Давление, МПа - рабочее - минимально допустимое - максимально допустимое	от 0,20 до 0,75 0,187 0,95
Вязкость кинематическая, мм ² /с (сСт)	от 3,0 до 40,0
Плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³ - при минимальной в течение года температуре нефти - при максимальной в течение года температуре нефти	от 851,3 до 870,0 от 820,0 до 839,7

Наименование характеристики (показателя)	Значение характеристики (показателя)
1	2
Температура, °С	от +3,0 до +40,0
Давление насыщенных паров при максимальной температуре нефти, кПа, не более	66,7
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Массовая доля серы, %, не более	0,6
Массовая доля сероводорода, млн-1 (ppm), не более	100
Массовая доля метил-и этилмеркаптанов в сумме, млн-1, (ppm), не более	100
Содержание свободного газа	не допускается
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	380, трехфазное, 220±22, однофазное
- частота переменного тока, Гц	50
Условия эксплуатации:	
- климатическое исполнение	У1
- температура воздуха окружающей среды, °С	от -37 до +43
- температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °С	от +5 до +35
- относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, %	от 30 до 80
- атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти «СИКН № 400 ПСП «Волгоградский» Волгоградское РНУ» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система, заводской № 6	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти «СИКН № 400 ПСП «Волгоградский» Волгоградское РНУ. Узел резервной схемы учёта» (свидетельство об аттестации методики измерений № 087-01.00152-2013-2016 от 24.10.2016 г.).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти «СИКН № 400 ПСП «Волгоградский» Волгоградское РНУ. Узел резервной схемы учёта»

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 07.02.2018 № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Изготовитель

Великолукский завод «Транснефтемаш» - филиал АО «Транснефть – Верхняя Волга»
ИНН 5260900725
Адрес: 182115, Россия, Псковская обл. г. Великие Луки, ул. Гоголя, д. 2.
Телефон (факс): +7 (1153) 9-26-67, +7 (1153) 9-26-67.

Испытательный центр

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

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

Юридический адрес: 190005, Россия, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19
Телефон: (843) 272-70-62
Факс: (843) 272-00-32
E-mail: office@vniir.org
Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310592

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» апреля 2022 г. № 840

Регистрационный № 67007-17

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти «СИКН № 400 ПСП «Волгоградский» Волгоградское РНУ. Основная схема учёта»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти «СИКН № 400 ПСП «Волгоградский» Волгоградское РНУ. Основная схема учёта» (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти при проведении учетных операций.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти, основанного на измерениях объема нефти с применением преобразователей расхода, плотности нефти с применением преобразователя плотности или в лаборатории, температуры и давления нефти с применением датчиков температуры и преобразователей избыточного давления. Массу брутто нефти вычисляет комплекс измерительно-вычислительный, как произведение объема и плотности нефти, приведённых к стандартным условиям. Массу нетто нефти вычисляет программное обеспечение системы как разность массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей в лаборатории, массовой доли воды, определенной в лаборатории или определенной по результатам измерений объёмной доли воды с помощью влагомера нефти поточного.

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

В систему входят следующие средства измерений (СИ):

- преобразователи расхода турбинные НТМ10 (далее – ТПР), регистрационный номер в едином реестре средств измерений Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный) № 56812-14;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП), регистрационный № 15644-01 и регистрационный № 52638-13;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные мод. 7829, регистрационный № 15642-06;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, регистрационный № 14557-15;
- расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400, регистрационный № 57762-14;
- датчики температуры ТМТ142R, регистрационный № 63821-16;
- преобразователи давления измерительные АИР-20/М2, регистрационный № 63044-16;

- датчики давления Метран-150, регистрационный № 32854-13;
- термопреобразователь универсальный ТПУ 0304, регистрационный № 50519-12;
- газоанализаторы СГОЭС, регистрационный № 32808-11.

В систему сбора и обработки информации системы входят:

- комплекс измерительно-вычислительный (ИВК) ИМЦ-07, регистрационный № 53852-13;
- автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора с программным обеспечением разработанным АО «Транснефть - Метрология».

В состав системы входят показывающие СИ:

- манометры МТИ, регистрационный № 1844-63;
- манометры показывающие МП, регистрационный № 59554-14;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, регистрационный № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерение массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости нефти;
- вычисление массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта с использованием результатов определения массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в испытательной лаборатории;
- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти, соответственно;
- проведение поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочих и контрольно-резервного ТПР с применением двунаправленной трубопоршневой поверочной установки для жидкостей фирмы «Daniel» Ду от 8" до 42";
- проведение КМХ рабочих ТПР по контрольно-резервному ТПР, применяемому в качестве контрольного ТПР;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;
- защита информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства СИ снабжены средствами защиты (пломбировки) в соответствии с МИ 3002-2006 «ГСИ. Рекомендация. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

Установка пломб на систему и нанесение знака поверки на систему не предусмотрены. Заводской номер системы нанесен на боковую стенку блока измерений показателей качества нефти системы.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы (ИВК ИМЦ-07 и АРМ оператора) обеспечивает реализацию функций системы. Наименование ПО и идентификационные данные о ПО указаны в таблице 1. Метрологические характеристики системы указаны с учетом влияния ПО.

Уровень защиты ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения» соответствует «среднему» уровню защиты.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО АРМ оператора	ПО ИМЦ-07
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll, Check_Library.dll, MI3532_2015_KMH.dll, MI3287_2010_PRV.dll, MI3380_2012_PRV.dll, MIPRKPR_KMH.dll	EMC07.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО)	1.3.4.7897 1.1.1.1 1.4.2.1, 1.2.2.3, 1.5.1.0 1.2.1.1	PX.7000.01.01
Цифровой идентификатор ПО	d1340b0f02928c2b5bc66dc3da5e6103, 8af80753310f794735eceb9cecf859b2, c93ac1c98490c5bf480b081972a3b05b, de3d0289d1804790150ab017725e888f, 4c1cddca25862e43ba618f0420fabe2e, 695ce81a9bc37b0964cdd49eb55c3d33	7A70F3CC
Алгоритм вычисления	MD5	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч (т/ч)	от 479 до 2165 (от 400 до 1842)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Количество измерительных линий, шт.	3 (две рабочие и одна контрольно-резервная)
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»

Наименование характеристики	Значение характеристики
Давление измеряемой среды, МПа: - рабочее - минимально допустимое - максимально допустимое	от 0,20 до 0,75 0,187 0,95
Суммарные потери давления в системе при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более: - в режиме измерений - в режиме поверки	0,2 0,4
Температура измеряемой среды, °С	от +3,0 до +40,0
Плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м³: - при минимальной в течение года температуре нефти - при максимальной в течение года температуре нефти	от 851,3 до 870,0 от 820,0 до 839,7
Вязкость кинематическая измеряемой среды, мм²/с (сСт)	от 3,0 до 40,0
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³, не более	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Давление насыщенных паров при максимальной температуре нефти, кПа, не более	66,7
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Массовая доля серы, %, не более	0,6
Массовая доля сероводорода, млн-1 (ppm), не более	100
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн-1 (ppm), не более	100
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы системы	непрерывный
Режим управления запорной арматурой	автоматизированный и ручной
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38, трехфазное, 220±22, однофазное 50 ±1
Условия эксплуатации:	
- климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69 - температура наружного воздуха, °С - температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °С, - относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, % - атмосферное давление, кПа	У1 от -37 до +43 от +5 до +35 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система, заводской № 6	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти «СИКН № 400 ПСП «Волгоградский» Волгоградское РНУ. Основная схема учёта», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2017.26298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти «СИКН № 400 ПСП «Волгоградский» Волгоградское РНУ. Основная схема учёта»

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Изготовитель

Великолукский завод «Транснефтемаш» - филиал АО «Транснефть - Верхняя Волга»
ИНН 5260900725

Адрес: 182115, Россия, Псковская обл. г. Великие Луки, ул. Гоголя, д. 2.

Телефон (факс): +7 (1153) 9-26-67, +7 (1153) 9-26-67.

Испытательный центр

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

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

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

Телефон: (843) 272-70-62

Факс: (843) 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310592

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» апреля 2022 г. № 840

Регистрационный № 38117-08

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Лугинецкое»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Лугинецкое» (далее- СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти при осуществлении торговли и учета количества энергетических ресурсов.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых. Выходные сигналы счетчиков-расходомеров массовых, преобразователей температуры, давления, плотности, объемной доли воды в нефти, по линиям связи поступают в контроллер измерительно-вычислительный, который преобразует их и передает в автоматизированное место оператора. Автоматизированное место оператора вычисляет массу нетто нефти по реализованному в нем алгоритму, как разность массы брутто и массы балласта, используя результаты определения в испытательной лаборатории массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей, массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды с применением поточного влагомера нефти или определения массовой доли воды в испытательной лаборатории.

Часть измерительных компонентов СИКН формируют измерительные каналы (ИК), метрологические характеристики которых определяют комплексным методом.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированный для конкретного объекта. Конструктивно СИКН состоит из основных функционально объединенных блоков:

- блок измерительных линий (БИЛ);
- блок измерений показателей качества нефти (БИК);
- система обработки информации (СОИ);

Монтаж и наладка СИКН осуществляется непосредственно на месте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКН и ее компоненты.

В составе СИКН функционально выделены измерительные каналы (ИК) массы и массового расхода нефти.

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

Таблица 1- Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion, состоящие из первичных преобразователей модели CMF 300 и электронных преобразователей модели 2700 (далее-СРМ)	13425-06
Датчики температуры Rosemount 644	63889-16
Преобразователи измерительные 644	14683-04
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	22257-05
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04
Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835	15644-06
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-05
Контроллер измерительно вычислительный OMNI-6000 с горячим резервированием (далее-ИВК)	15066-04

В составе СИКН предусмотрены манометры с классом точности 0,6 и термометры с пределами допускаемой абсолютной погрешности 0,2 °С. В блоке измерений показателей качества нефти установлен расходомер для контроля выполнения условий изокINETичности пробоотбора.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматизированное измерение массы брутто нефти в рабочих диапазонах расхода, плотности нефти, температуры и давления нефти;
- измерение температуры, давления, плотности нефти, перепада давления на фильтрах, объемного расхода нефти в блоке измерений показателей качества (БИК), объемной доли воды в нефти;
- вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений массы брутто, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей в испытательной лаборатории, объемной доли воды поточным влагомером либо в испытательной лаборатории;
- проведение поверки и контроля МХ СРМ комплектом ТПУ и ПП;
- проведение контроля МХ рабочих СРМ по контрольно-резервному СРМ;
- автоматизированное и ручное управление измерительными линиями;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- автоматическое управление пробоотбором, регулирование давления на выходном коллекторе системы и расхода нефти через БИК;
- контроль состояния и работоспособности оборудования, средств измерений, автоматики системы сбора и обработки информации;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирования отчетов, протоколов, актов;
- защиту программными средствами системной информации от несанкционированного доступа.

Пломбирование компонентов СИКН от несанкционированного доступа осуществляется в соответствии с описанием типа СИ, входящих в состав СИКН.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке, в случае оформления свидетельства на бумажном носителе и (или) формуляр.

Конструкцией СИКН место нанесения заводского номера не предусмотрено. Идентификация СИКН возможна по заводскому номеру, указанному в формуляре.

Таблица 5-Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия»
Режим работы	непрерывный
Количество измерительных линий	4 (3 рабочих и одна контрольно-резервная)
Диапазон избыточного давления нефти, МПа	от 0,25 до 6,30
Плотность при температуре +20 °С и нулевом избыточном давлении, кг/м ³	от 650 до 920
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля серы, %, не более	1,8
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Содержание свободного газа, %	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 помещениях, где установлено оборудование, °С: - в помещении системы обработки информации, °С -атмосферное давление, кПа	от +5 до +35 от +5 до +35 от 84,0 до 106,0

Знак утверждения типа

наносится в левой нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 6.

Таблица 6- Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Лугинецкое», заводской № 01	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Лугинецкое»,	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Лугинецкое» (свидетельство об аттестации № RA.RU.312954-27COA-2021).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти на ПСП «Лугинецкое»

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 07.08.2018 г. №256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости (часть 2)

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «ИМС Инжиниринг» (ЗАО «ИМС Инжиниринг»)
ИНН 7710431220

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, 11, стр. 43
Телефон/ факс: (495)234-45-05/(495)955-12-87

Испытательный центр

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

Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 «а»
Телефон: +7 (843) 272-46-11
E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310592

В части вносимых изменений

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

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

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

Сайт: www.oilgm.ru;

E-mail: info@oilgm.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312851.