

ПРИЛОЖЕНИЕ

к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» декабря 2022 г. № 3063

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

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистра- ционный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методик поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Заявитель	Юридическое лицо, выдавшее заключение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2009 на ГЗНУ-560 ЗАО «Троицкнефть»	-	01	55789-13	-	-	НА.ГНМЦ.0630- 21 МП	-	Закрытое акционерное общество «Троицкнефть» (ЗАО «Троицкнефть»), Республика Татарстан, Новошешминский район, с. Новошешминск	АО «Нефтеавтоматика», г. Казань
2.	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Минарикс»	-	1	72721-18	-	МП-156- РА.RU.31055 6-2018	-	МП КЦСМ-196- 2022	Общество с ограниченной ответственностью «Фаворит» (ООО «Фаворит»), г. Курск	ФБУ «Курский ЦСМ», г. Курск

3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Гермес»	-	1	72722-18	-	МП-155- RA.RU.31055 6-2018	-	МП КЦСМ-197- 2022	Общество с ограниченной ответственностью «Фаворит» (ООО «Фаворит»), г. Курск	ФБУ «Курский ЦСМ», г. Курск
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭнергоРесурс» (ООО «Водоканал»)	-	001	72871-18	-	-	РТ-МП-5417- 500-2018	-	Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоРесурс», (ООО «ЭнергоРесурс»), г. Кемерово	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва
5.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 449. Резервная схема учета	-	449	85172-22	Акционерное общество «Транснефть – Западная Сибирь» (АО «Транснефть – Западная Сибирь»), г. Омск	-	МП 2810/1-311229-2 021	-	Акционерное общество «Транснефть-Метрология» (АО «Транснефть-Метрология», г. Москва	Акционерное общество «Транснефть-Метрология» (АО «Транснефть-Метрология», г. Москва
6.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 449	-	449	85207-22	Акционерное общество «Транснефть – Западная Сибирь» (АО «Транснефть – Западная Сибирь»), г. Омск	-	МП 2708/1- 311229-2021	-	Акционерное общество «Транснефть-Метрология» (АО «Транснефть-Метрология», г. Москва	Акционерное общество «Транснефть-Метрология» (АО «Транснефть-Метрология», г. Москва

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» декабря 2022 г. № 3063

Регистрационный № 72721-18

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Миатрикс»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Миатрикс» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
 - периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к времени в шкале UTC (SU) результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
 - хранение данных об измеренных величинах в базе данных на глубину не менее 3,5 лет;
 - обеспечение резервирования баз данных на внешних носителях информации;
 - разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и ведение журнала событий;
 - подготовка данных в XML формате для их передачи по электронной почте внешним организациям;
 - предоставление контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений по запросу со стороны внешних систем;
 - обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
 - диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
 - конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
 - ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).
- АИИС КУЭ имеет двухуровневую структуру:
- 1-й уровень - информационно-измерительные комплексы точек измерений (ИИК ТИ);
 - 2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс (ИВК).
- ИИК ТИ включают в себя:
- трансформаторы тока (ТТ) и их вторичные цепи;
 - счётчики электроэнергии.

ТТ, входящие в состав ИИК ТИ, выполняют функции масштабного преобразования тока и напряжения.

Мгновенные значения аналоговых сигналов тока и напряжения преобразуются счетчиками электрической энергии АИИС КУЭ в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения мощности, вычисление активной мощности осуществляется путем интегрирования на временном интервале 20 мс мгновенных значений электрической мощности; полной мощности путем перемножения среднеквадратичных значений тока и фазного напряжения и реактивной мощности из измеренных значений активной и полной мощности. Вычисленные значения мощности преобразуются в частоту следования внутренних импульсов, число которых подсчитывается на интервале времени 30 минут и сохраняется во внутренних регистрах счетчика вместе с временным интервалом времени в шкале UTC (SU).

ИБК АИИС КУЭ расположен в АО «Новосибирскэнергосбыт», включает в себя сервер сбора данных, сервер баз данных, автоматизированные рабочие места (АРМ), связующие и вспомогательные компоненты.

ИБК выполняет следующие функции:

- сбор, первичную обработку и хранение результатов измерений и служебной информации ИИК;
- занесение результатов измерений и их хранение в базе данных ИБК;
- пересчет результатов измерений с учетом коэффициентов трансформации ТТ;
- визуальный просмотр результатов измерений из базы данных;
- передачу результатов измерений во внешние системы, в том числе в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» Курское РДУ, другим субъектам оптового рынка по протоколу SMTP (спецификация RFC 821) в формате XML 80020, 80030.
- ведение журнала событий ИБК.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485 для передачи данных от ИИК ТИ на уровне ИИК;
- посредством радиоканала стандарта GSM/GPRS с использованием 3G/GPRS терминала TELEOFIS WRX-908 для передачи данных от ИИК в ИБК;
- посредством глобальной сети передачи данных Интернет для передачи данных с уровня ИБК внешним системам.

ИИК ТИ, ИБК, устройства коммуникации и каналы связи образуют измерительные каналы (ИК).

АИИС КУЭ включает в себя систему обеспечения единого времени (СОЕВ) на базе устройства синхронизации времени УСВ-2, рег. № 41681-10. Система обеспечения единого времени АИИС КУЭ работает следующим образом. Устройство синхронизации времени УСВ-2 формирует шкалу времени UTC (SU) путем обработки сигналов точного времени системы GPS и передает её в ИБК. ИБК получает шкалу времени в постоянном режиме с помощью специализированной утилиты и при каждом опросе счетчиков вычисляет поправку времени часов счетчиков. И если поправка превышает величину ± 2 с, ИБК формирует команду на синхронизацию счетчика. Счетчики типа ПСЧ-4ТМ.05МК.04 допускают синхронизацию времени не чаще 1 раза в сутки.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ в виде цифрового обозначения, заводские номера средств измерений уровней ИИК, ИБК, идентификационные обозначения элементов уровня ИБК указаны в формуляре.

Программное обеспечение

В ИБК используется программное обеспечение «Энергосфера» из состава «Комплексы программно-технические измерительные ЭКОМ» (ПТК «ЭКОМ», рег. № 19542-05, разработка ООО "НПФ "Прософт-Е", г. Екатеринбург).

Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные признаки метрологически значимой части программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	pso metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.1.1.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b

Программное обеспечение имеет уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 - «средний».

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Перечень ИК и измерительных компонентов в составе ИИК ТИ

№ ИК	Диспетчерское наименование ИК	Состав первого уровня АИИС КУЭ		
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии
1	ТП-950 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, ввод 1	ф. А Т-0,66У3 ф. В Т-0,66У3 ф. С Т-0,66У3 Ктр=2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	Не используется	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 кл. т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18
2	ТП-950 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, ввод 2	ф. А Т-0,66У3 ф. В Т-0,66У3 ф. С Т-0,66У3 Ктр=2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	Не используется	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 кл. т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18
3	ТП-951 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, ввод 1	ф. А Т-0,66У3 ф. В Т-0,66У3 ф. С Т-0,66У3 Ктр=2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	Не используется	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 кл. т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18
4	ТП-951 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, ввод 2	ф. А Т-0,66У3 ф. В Т-0,66У3 ф. С Т-0,66У3 Ктр=2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	Не используется	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 кл. т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18

Таблица 3 - Метрологические характеристики АИИС КУЭ

I, % от I _{ном}	Коэффициент мощности	ИК № 1, 2, 3, 4		
		$\delta_{w_0}^A$, %	δ_w^A , %	δ_w^P , %
1	2	3	4	5
2	0,5	±4,7	±4,9	±3,7
2	0,8	±2,6	±3,0	±4,7
2	0,865	±2,3	±2,8	±5,5
2	1	±1,8	±2,3	-
5	0,5	±2,8	±3,2	±3,3
5	0,8	±1,7	±2,3	±3,8
5	0,865	±1,6	±2,2	±4,1
5	1	±1,0	±1,4	-
20	0,5	±1,9	±2,4	±3,0
20	0,8	±1,1	±1,8	±3,2
20	0,865	±1,0	±1,8	±3,4
20	1	±0,8	±1,3	-
100, 120	0,5	±1,9	±2,4	±3,0
100, 120	0,8	±1,1	±1,8	±3,2
100, 120	0,865	±1,0	±1,8	±3,4
100, 120	1	±0,8	±1,3	-

Пределы допускаемых значений поправки часов, входящих в СОЕВ относительно шкалы времени UTC, ± 5 с

Примечание

1. В таблице использованы обозначения:

$\delta_{w_0}^A$ - доверительные границы допускаемой основной погрешности при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях при вероятности P=0,95;

δ_w^A - доверительные границы допускаемой погрешности при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях при вероятности P = 0,95;

δ_w^P - доверительные границы допускаемой погрешности при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях при вероятности P = 0,95.

Таблица 4 - Технические характеристики АИИС КУЭ

Характеристика	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	4
Период измерений активной и реактивной средней электрической мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	автоматическое
Формирование базы данных с результатами измерений с указанием времени проведения измерений и времени поступления результатов измерений в базу данных	автоматическое
Глубина хранения результатов измерений в базе данных, не менее, лет	3,5
Ведение журналов событий ИВК и ИИК ТИ	автоматическое
Нормальные условия применения компонентов АИИС КУЭ:	
– температура окружающего воздуха в местах расположения счетчиков, °С	от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
– напряжение, В	от 98 до 102
– частота сети, Гц	от 49,85 до 50,15
– ток, % от $I_{ном}$	от 2 до 120
Рабочие условия применения компонентов АИИС КУЭ:	
– температура окружающего воздуха в местах расположения счетчиков, °С	от 0 до +40
– температура окружающего воздуха (для ТТ и ТН), °С	от -40 до +40
– частота сети, Гц	от 49,5 до 50,5
– ток, % от $I_{ном}$	от 2 до 120
– напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
– индукция внешнего магнитного поля, мТл	не более 0,05

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра НЭС.АСКУЭ.062018.2-ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Миатрикс». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Кол-во, шт.
Трансформатор тока	Т-0,66УЗ	12
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	4
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Миатрикс». Формуляр	НЭС.АСКУЭ.062018.2-ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Миатрикс». Свидетельство об аттестации методики измерений № 394-RA.RU.311735-2018 от «19» июля 2018 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Миатрикс»

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

Акционерное общество «Новосибирскэнергосбыт»
(АО «Новосибирскэнергосбыт»)
ИНН 5407025576
Адрес: 630099, г. Новосибирск, ул. Орджоникидзе, д. 32
Телефон: +7(383) 273-98-98

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «СНИИМ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4
Тел.: +7(383)210-08-14 Факс: +7(383) 210-13-60
E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «СНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556.

В части вносимых изменений:

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

(ФБУ «Курский ЦСМ»)
Адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а
Телефон: (4712) 53-67-74
E-mail: secretary@kcsms.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» декабря 2022 г. № 3063

Регистрационный № 72722-18

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Гермес»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Гермес» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
 - периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к времени в шкале UTC (SU) результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
 - хранение данных об измеренных величинах в базе данных на глубину не менее 3,5 лет;
 - обеспечение резервирования баз данных на внешних носителях информации;
 - разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и ведение журнала событий;
 - подготовка данных в XML формате для их передачи по электронной почте внешним организациям;
 - предоставление контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений по запросу со стороны внешних систем;
 - обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
 - диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
 - конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
 - ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).
- АИИС КУЭ имеет двухуровневую структуру:
- 1-й уровень - информационно-измерительные комплексы точек измерений (ИИК ТИ);
 - 2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс (ИВК).
- ИИК ТИ включают в себя:
- трансформаторы тока (ТТ) и их вторичные цепи;
 - счётчики электроэнергии.

ТТ, входящие в состав ИИК ТИ, выполняют функции масштабного преобразования тока и напряжения.

Мгновенные значения аналоговых сигналов тока и напряжения преобразуются счетчиками электрической энергии АИИС КУЭ в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения мощности, вычисление активной мощности осуществляется путем интегрирования на временном интервале 20 мс мгновенных значений электрической мощности; полной мощности путем перемножения среднеквадратичных значений тока и фазного напряжения и реактивной мощности из измеренных значений активной и полной мощности. Вычисленные значения мощности преобразуются в частоту следования внутренних импульсов, число которых подсчитывается на интервале времени 30 минут и сохраняется во внутренних регистрах счетчика вместе с временным интервалом времени в шкале UTC (SU).

ИБК АИИС КУЭ расположен в АО «Новосибирскэнергосбыт», включает в себя сервер сбора данных, сервер баз данных, автоматизированные рабочие места (АРМ), связующие и вспомогательные компоненты.

ИБК выполняет следующие функции:

- сбор, первичную обработку и хранение результатов измерений и служебной информации ИИК;
- занесение результатов измерений и их хранение в базе данных ИБК;
- пересчет результатов измерений с учетом коэффициентов трансформации ТТ;
- визуальный просмотр результатов измерений из базы данных;
- передачу результатов измерений во внешние системы, в том числе в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» Курское РДУ, другим субъектам оптового рынка по протоколу SMTP (спецификация RFC 821) в формате XML 80020, 80030.
- ведение журнала событий ИБК.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485 для передачи данных от ИИК ТИ на уровне ИИК;
- посредством радиоканала стандарта GSM/GPRS с использованием 3G/GPRS терминала TELEOFIS WRX-908 для передачи данных от ИИК в ИБК;
- посредством глобальной сети передачи данных Интернет для передачи данных с уровня ИБК внешним системам.

ИИК ТИ, ИБК, устройства коммуникации и каналы связи образуют измерительные каналы (ИК).

АИИС КУЭ включает в себя систему обеспечения единого времени (СОЕВ) на базе устройства синхронизации времени УСВ-2, рег. № 41681-10. Система обеспечения единого времени АИИС КУЭ работает следующим образом. Устройство синхронизации времени УСВ-2 формирует шкалу времени UTC (SU) путем обработки сигналов точного времени системы GPS и передает её в ИБК. ИБК получает шкалу времени в постоянном режиме с помощью специализированной утилиты и при каждом опросе счетчиков вычисляет поправку времени часов счетчиков. И если поправка превышает величину ± 2 с, ИБК формирует команду на синхронизацию счетчика. Счетчики типа ПСЧ-4ТМ.05МК.04 допускают синхронизацию времени не чаще 1 раза в сутки.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ в виде цифрового обозначения, заводские номера средств измерений уровней ИИК, ИБК, идентификационные обозначения элементов уровня ИБК указаны в формуляре.

Программное обеспечение

В ИБК используется программное обеспечение «Энергосфера» из состава «Комплексы программно-технические измерительные ЭКОМ» (ПТК «ЭКОМ», рег. № 19542-05, разработка ООО "НПФ "Прософт-Е", г. Екатеринбург).

Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные признаки метрологически значимой части программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	pso metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.1.1.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b

Программное обеспечение имеет уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 - «средний».

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Перечень ИК и измерительных компонентов в составе ИИК ТИ

№ ИК	Диспетчерское наименование ИК	Состав первого уровня АИИС КУЭ		
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии
1	ТП ТРЦ "Бумеранг" 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, ввод 1	ф. А ТШП-0,66 ф. В ТШП-0,66 ф. С ТШП-0,66 Ктр=1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	Не используется	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 кл. т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18
2	ТП ТРЦ "Бумеранг" 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, ввод 2	ф. А ТШП-0,66 ф. В ТШП-0,66 ф. С ТШП-0,66 Ктр=1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	Не используется	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 кл. т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18

Таблица 3 - Метрологические характеристики АИИС КУЭ

I, % от I _{ном}	Коэффициент мощности	ИК № 1, 2		
		$\delta_{w_0}^A, \%$	$\delta_w^A, \%$	$\delta_w^P, \%$
1	2	3	4	5
2	0,5	±4,7	±4,9	±3,7
2	0,8	±2,6	±3,0	±4,7
2	0,865	±2,3	±2,8	±5,5
2	1	±1,8	±2,3	-
5	0,5	±2,8	±3,2	±3,3
5	0,8	±1,7	±2,3	±3,8
5	0,865	±1,6	±2,2	±4,1

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
5	1	$\pm 1,0$	$\pm 1,4$	-
20	0,5	$\pm 1,9$	$\pm 2,4$	$\pm 3,0$
20	0,8	$\pm 1,1$	$\pm 1,8$	$\pm 3,2$
20	0,865	$\pm 1,0$	$\pm 1,8$	$\pm 3,4$
20	1	$\pm 0,8$	$\pm 1,3$	-
100, 120	0,5	$\pm 1,9$	$\pm 2,4$	$\pm 3,0$
100, 120	0,8	$\pm 1,1$	$\pm 1,8$	$\pm 3,2$
100, 120	0,865	$\pm 1,0$	$\pm 1,8$	$\pm 3,4$
100, 120	1	$\pm 0,8$	$\pm 1,3$	-

Пределы допускаемых значений поправки часов, входящих в СОЕВ относительно шкалы времени UTC, ± 5 с

Примечание

1. В таблице использованы обозначения:

δ_{w0}^A - доверительные границы допускаемой основной погрешности при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях при вероятности $P=0,95$;

δ_w^A - доверительные границы допускаемой погрешности при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях при вероятности $P = 0,95$;

δ_w^P - доверительные границы допускаемой погрешности при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях при вероятности $P = 0,95$.

Таблица 4 - Технические характеристики АИИС КУЭ

Характеристика	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	2
Период измерений активной и реактивной средней электрической мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	автоматическое
Формирование базы данных с результатами измерений с указанием времени проведения измерений и времени поступления результатов измерений в базу данных	автоматическое
Глубина хранения результатов измерений в базе данных, не менее, лет	3,5
Ведение журналов событий ИВК и ИИК ТИ	автоматическое
Нормальные условия применения компонентов АИИС КУЭ:	
– температура окружающего воздуха в местах расположения счетчиков, °С	от +21 до +25
– напряжение, В	от 98 до 102
– частота сети, Гц	от 49,85 до 50,15
– ток, % от $I_{ном}$	от 2 до 120
Рабочие условия применения компонентов АИИС КУЭ:	
– температура окружающего воздуха в местах расположения счетчиков, °С	от 0 до +40
– температура окружающего воздуха (для ТТ и ТН), °С	от -40 до +40
– частота сети, Гц	от 49,5 до 50,5
– ток, % от $I_{ном}$	от 2 до 120
– напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
– индукция внешнего магнитного поля, мТл	не более 0,05

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра НЭС.АСКУЭ.062018.3-ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Гермес». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Кол-во, шт.
Трансформатор тока шинный	ТШП-0,66	6
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	2
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Гермес». Формуляр	НЭС.АСКУЭ.062018.3-ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Гермес». Свидетельство об аттестации методики измерений № 389-RA.RU.311735-2018 от «11» июля 2018 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Гермес»

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

Акционерное общество «Новосибирскэнергосбыт»

(АО «Новосибирскэнергосбыт»)

ИНН 5407025576

Адрес: 630099, г. Новосибирск, ул. Орджоникидзе, д. 32

Телефон: +7(383) 273-98-98

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «СНИИМ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

Тел.: +7(383)210-08-14 Факс: +7(383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «СНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556.

В части вносимых изменений:

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

(ФБУ «Курский ЦСМ»)

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

Телефон: (4712) 53-67-74

Е-mail: secretary@kcsms.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» декабря 2022 г. № 3063

Регистрационный № 85207-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 449

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 449 (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы и объемного расхода нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на косвенном методе динамических измерений массы нефти по результатам измерений:

- объема нефти, давления и температуры;
- плотности нефти в лаборатории или в рабочих условиях с помощью преобразователей плотности.

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

СИКН состоит из:

- блока измерительных линий (далее – БИЛ), состоящего из двух рабочих измерительных линий (далее – ИЛ), одной резервной ИЛ и одной контрольной ИЛ;
- блока измерений показателей качества (далее – БИК);
- система обработки информации (далее – СОИ).

Средства измерений (далее – СИ), входящие в состав СИКН:

- преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 16...500 мм (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 15427-06), модель 250-2000 (далее – ПР);
- датчики температуры 644, 3144Р (регистрационный номер 39539-08), модель 644;
- преобразователи измерительные 644, 3144Р (регистрационный номер 14683-09), модель 3144Р, в комплекте с термопреобразователями сопротивления платиновыми серии 65 (регистрационный номер 22257-11);
- преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационный номер 14061-04);
- преобразователи плотности жидкости измерительные (мод. 7835, 7845, 7846, 7847) (регистрационный номер 15644-06), модель 7835;
- преобразователи плотности жидкости измерительные моделей 7835, 7845, 7847 (регистрационный номер 52638-13), модель 7835;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные (мод. 7825, 7826, 7827, 7828, 7829) (регистрационный номер 15642-06), модель 7827;
- комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 (регистрационный номер 67527-17), модификация 01 (далее – ИВК);

– установка поверочная на базе преобразователя объема жидкости эталонного лопастного Smith Meter модели M16-S6 (регистрационный номер 47257-11).

Автоматизированное рабочее место оператора (далее – АРМ оператора) входит в состав СОИ.

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

СИКН выполняет следующие основные функции:

– измерение в автоматическом режиме массы брутто нефти и объемного расхода нефти;

– автоматизированное вычисление массы нетто нефти, с использованием результатов измерений в лаборатории массовой доли механических примесей, результаты измерений в лаборатории массовой концентрации хлористых солей, а также значение массовой доли воды, вычисленное по результатам измерений в лаборатории объемной доли воды;

– измерение в автоматическом режиме температуры и давления нефти;

– измерение плотности нефти;

– контроль метрологических характеристик и поверка ПР на месте эксплуатации;

– ручной ввод в СОИ результатов лабораторных анализов проб нефти;

– регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчётов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;

– формирование и хранение журнала событий;

– защиту системной информации от несанкционированного доступа.

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

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат измерений, конструкцией ПР, входящих в состав ИК объемного расхода нефти, установленных в БИЛ, предусмотрены места установки пломб (фланцы), несущих на себе знак поверки (оттиск клейма поверителя), который наносится методом давления на свинцовые (пластмассовые) пломбы.

Пломбирование СИКН предусмотрено при определении метрологических характеристик ИК объемного расхода.

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

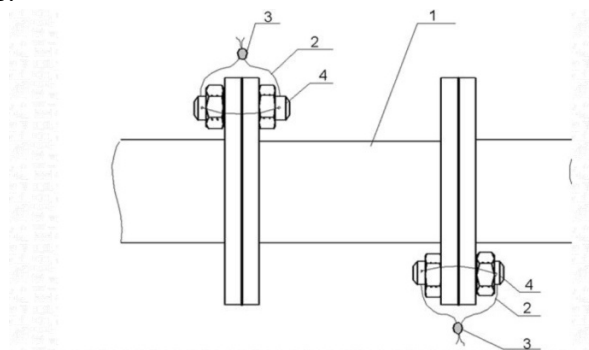


Рисунок 1 – Схема установки пломб на ПР, входящих в состав ИК объемного расхода нефти

1 – ПР, 2 – контрольные проволоки, 3 – пломбы, 4 – шпильки

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее – ПО), реализованное в ИВК и АРМ оператора.

ПО АРМ оператора не содержит метрологически значимой части.

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

ПО СИКН защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой идентификации пользователя.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	d1d130e5
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	6ae1b72f
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.18
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	1994df0b
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.20
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	6aa13875
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.11
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	4bc442dc
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.28
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	58049d20
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.3
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	29c26fcf
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.6
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	4c134dd0

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.5
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	5e6ec20d
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.4
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	86fff286
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	f3578252
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.12
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	e2edee82
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.17
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	5b181d66
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.3.1
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	62b3744e
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.5
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	c5136609
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	c25888d2
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.50
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	4ecfdc10
Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.4
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	82dd84f8
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.14
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	c14a276b

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	8da9f5c4
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	41986ac5
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.2.1
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	adde66ed
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.2
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	2a3adf03
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	c73ae7b9
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.34
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	df6e758c
Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.33
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	37cc413a
Примечание – Допускается ограничивать количество программных модулей ИБК в зависимости от функционального назначения СИКН. Цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления в виде буквенно-цифрового кода, регистр букв при этом может быть представлен в виде заглавных или прописных букв, при этом значимым является номинал и последовательность расположения цифр и букв.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода нефти*, м³/ч	от 380 до 2520
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода нефти с применением измерительного канала объемного расхода, %	±0,15
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$
* Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики ИК объемного расхода

Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений по каждому ИК*, м³/ч	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК, %
	Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
3 (ИЛ 1, ИЛ 2, ИЛ 3)	Преобразователь расхода жидкости турбинный HELIFLU TZ-N с Ду 16...500 мм, модель 250-2000	Комплекс измерительно-вычислительный ТН-01, модификация 01	от 380 до 1688	$\pm 0,15$
* Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при определении метрологических характеристик соответствующего ИК объемного расхода и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.				

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858–2002 ТР ЕАЭС 045/2017
Температура измеряемой среды, °С	от -2 до 25
Давление измеряемой среды, МПа	от 0,15 до 1,6
Физико-химические свойства измеряемой среды: – плотность в рабочем диапазоне температур, кг/м³ – кинематическая вязкость в рабочем диапазоне температур, мм²/с – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – содержание свободного газа	от 750 до 950 от 0,5 до 65 1 900 0,05 не допускается
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	$220^{+22}_{-33} / 380^{+38}_{-57}$ 50±1

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации СИКН: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки ИЛ – в месте установки СОИ б) относительная влажность, % в) атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от +10 до +35 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Режим работы	непрерывный
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации и формуляра СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 449, заводской № 449	–	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	–	1 экз.
Формуляр		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 449 Омской ЛПДС Омского РНУ АО «Транснефть – Западная Сибирь», регистрационный номер Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2021.41014.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Транснефть – Западная Сибирь»
(АО «Транснефть – Западная Сибирь»)
ИНН 5502020634

Адрес: 644033, Омская область, г. Омск, ул. Красный Путь, 111-1
Телефон: (3812) 65-35-02, факс: (3812) 65-98-46
Web-сайт: <https://westernsiberia.transneft.ru/>
E-mail: info@oms.transneft.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть – Западная Сибирь»
(АО «Транснефть – Западная Сибирь»)
ИНН 5502020634
Адрес: 644033, Омская область, г. Омск, ул. Красный Путь, 111-1
Телефон: (3812) 65-35-02, факс: (3812) 65-98-46
Web-сайт: <https://westernsiberia.transneft.ru/>
E-mail: info@oms.transneft.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)
Адрес: 420107, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань,
ул. Петербургская, д. 50, корп. 5, офис 7
Телефон: (843) 214-20-98, факс: (843) 227-40-10
Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>
E-mail: office@ooostp.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» декабря 2022 г. № 3063

Регистрационный № 85172-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 449. Резервная схема учета

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 449. Резервная схема учета (далее – РСИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы и объемного расхода нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия РСИКН основан на косвенном методе динамических измерений массы нефти по результатам измерений:

- объема нефти, давления и температуры;
- плотности нефти в лаборатории или в рабочих условиях с помощью преобразователей плотности.

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

РСИКН состоит из:

- блока измерительных линий, состоящего из одной рабочей измерительной линии (далее – ИЛ);

- блок измерений качества;

- система обработки информации (далее – СОИ).

Средства измерений (далее – СИ), входящие в состав РСИКН:

- расходомер UFM 3030, модификация компактного исполнения UFM 3030K, заводской № 3441 (далее – ПР);

- преобразователи измерительные 644, 3144Р (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 14683-09), модель 3144Р, в комплекте с термопреобразователями сопротивления платиновыми серии 65 (регистрационный номер 22257-11);

- преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационный номер 14061-04);

- комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 (регистрационный номер 67527-17), модификация 02 (далее – ИВК);

- установки поверочные трубопоршневые двунаправленные (регистрационный номер 20054-06), типоразмер 30.

Автоматизированное рабочее место оператора (далее – АРМ оператора) входит в состав СОИ.

РСИКН установлена последовательно с системой измерений количества и показателей качества нефти № 449 (далее – СИКН № 449), в связи с чем предусмотрена возможность выполнения измерений с применением результатов измерений плотности нефти в рабочих условиях в блоке измерений показателей качества нефти СИКН № 449 следующими СИ и техническими средствами:

- преобразователи плотности жидкости измерительные (мод. 7835, 7845, 7846, 7847) (регистрационный номер 15644-06), модель 7835;
- преобразователи плотности жидкости измерительные моделей 7835, 7845, 7847 (регистрационный номер 52638-13), модель 7835;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные моделей 7825, 7826, 7827, 7828, 7829 (регистрационный номер 15642-06), модель 7827;
- датчики температуры 644, 3144Р (регистрационный номер 39539-08), модель 644;
- преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационный номер 14061-04).

В составе РСИКН дополнительно сформирован измерительный канал (далее – ИК) объемного расхода.

РСИКН выполняет следующие основные функции:

- измерение в автоматическом режиме массы брутто нефти и объемного расхода нефти;
- автоматизированное вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений в лаборатории массовой доли механических примесей, результатов измерений в лаборатории массовой концентрации хлористых солей, а также значения массовой доли воды, вычисленное по результатам измерений в лаборатории объемной доли воды;
- измерение в автоматическом режиме температуры и давления нефти;
- контроль метрологических характеристик и поверка ПР на месте эксплуатации;
- ручной ввод в СОИ результатов лабораторных анализов проб нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- формирование и хранение журнала событий;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа.

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

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат измерений, конструкцией ПР, входящего в состав ИК объемного расхода нефти, предусмотрены места установки пломб (фланцы), несущих на себе знак поверки (оттиск клейма поверителя), который наносится методом давления на свинцовые (пластмассовые) пломбы.

Пломбирование РСИКН предусмотрено при определении метрологических характеристик ИК объемного расхода.

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

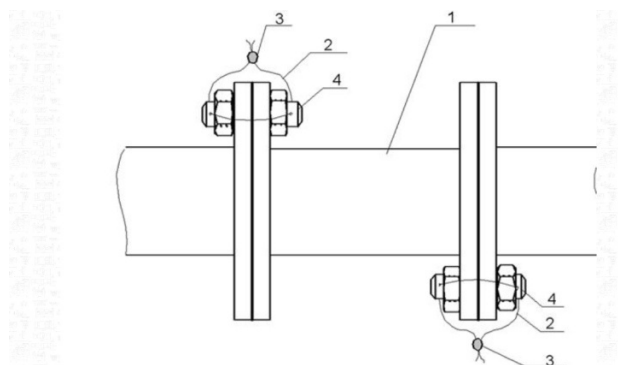


Рисунок 1 – Схема установки пломб на ПР, входящих в состав ИК объемного расхода нефти
1 – ПР; 2 – контроровочные проволоки; 3 – пломбы; 4 – шпильки

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке РСИКН.

Программное обеспечение

РСИКН имеет программное обеспечение (далее – ПО), реализованное в ИВК и АРМ оператора.

ПО АРМ оператора не содержит метрологически значимой части.

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

ПО РСИКН защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой идентификации пользователя.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО РСИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	d1d130e5
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	6ae1b72f
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.18
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	1994df0b
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.20
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	6aa13875

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.11
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	4bc442dc
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.28
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	58049d20
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.3
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	29c26fcf
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.6
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	4c134dd0
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.5
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	5e6ec20d
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.4
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	86fff286
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	f3578252
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.12
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	e2edee82
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.17
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	5b181d66
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.3.1
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	62b3744e
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.5
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	c5136609

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	c25888d2
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.50
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	4ecfdc10
Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.4
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	82dd84f8
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.14
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	c14a276b
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	8da9f5c4
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	41986ac5
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.2.1
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	adde66ed
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.2
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	2a3adf03
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	c73ae7b9
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.34
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	df6e758c
Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.33
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	37cc413a

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Примечание – Допускается ограничивать количество программных модулей ИВК в зависимости от функционального назначения РСИКН. Цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления в виде буквенно-цифрового кода, регистр букв при этом может быть представлен в виде заглавных или прописных букв, при этом значимым является номинал и последовательность расположения цифр и букв.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода нефти*, м ³ /ч	от 380 до 2520
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода нефти с применением ИК объемного расхода, %	±0,4
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,6
* Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки РСИКН и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики ИК объемного расхода

Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений по каждому ИК*, м ³ /ч	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК, %
	Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1 (ИЛ)	Расходомер UFM 3030, модификация компактного исполнения UFM 3030K	Комплекс измерительно-вычислительный ТН-01, модификация 02	от 380 до 2520	±0,4
* Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при определении метрологических характеристик соответствующего ИК объемного расхода и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.				

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858–2002, ТР ЕАЭС 045/2017
Температура измеряемой среды, °С	от -2 до 25

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Давление измеряемой среды, МПа	от 0,15 до 1,60
Физико-химические свойства измеряемой среды: – плотность в рабочем диапазоне температур, кг/м ³ – кинематическая вязкость в рабочем диапазоне температур, мм ² /с – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более – содержание свободного газа	от 750 до 950 от 0,5 до 65,0 1 900 0,05 не допускается
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ / 380 ⁺³⁸ ₋₅₇ 50±1
Условия эксплуатации РСИКН: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки ИЛ – в месте установки СОИ б) относительная влажность, % в) атмосферное давление, кПа	от -50 до 50 от 10 до 35 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Режим работы	непрерывный
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации и формуляра РСИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность РСИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 449. Резервная схема учета заводской № 449	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.
Формуляр		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. Масса нефти. Методика измерений резервной схемой учета системы измерений количества и показателей качества нефти № 449 Омской ЛПДС Омского РНУ АО «Транснефть – Западная Сибирь», регистрационный номер Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2022.42319.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Транснефть – Западная Сибирь»
(АО «Транснефть – Западная Сибирь»)
ИНН 5502020634
Адрес: 644033, Омская область, г. Омск, ул. Красный Путь, 111-1
Телефон: (3812) 65-35-02, факс: (3812) 65-98-46
Web-сайт: <https://westernsiberia.transneft.ru/>
E-mail: info@oms.transneft.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть – Западная Сибирь»
(АО «Транснефть – Западная Сибирь»)
ИНН 5502020634
Адрес: 644033, Омская область, г. Омск, ул. Красный Путь, 111-1
Телефон: (3812) 65-35-02, факс: (3812) 65-98-46
Web-сайт: <https://westernsiberia.transneft.ru/>
E-mail: info@oms.transneft.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью ЦМ «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)
Адрес: 420107, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань,
ул. Петербургская, д. 50, корп. 5, офис 7
Телефон: (843) 214-20-98, факс: (843) 227-40-10
Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>
E-mail: office@ooostp.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» декабря 2022 г. № 3063

Регистрационный № 72871-18

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭнергоРесурс» (ООО «Водоканал»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭнергоРесурс» (ООО «Водоканал») (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии.

Описание средства измерений

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

Измерительно-информационные каналы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК ТИ), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) ЭКОМ-3000 регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 17049-04 (Рег. № 17049-14), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в каналообразующую аппаратуру, сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации времени УСВ-3 (Рег. № 51644-12), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

АИИС КУЭ не имеет модификаций. Доступ к элементам и средствам измерений АИИС КУЭ ограничен на всех уровнях при помощи механических и программных методов и способов защиты.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 001. Заводские номера средств измерений уровней ИИК, ИВКЭ, ИВК, идентификационные обозначения элементов уровня ИВК указаны в паспорте - формуляре.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к шкале координированного времени UTC(SU) результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИИК;

хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);

передача результатов измерений в организации - участники оптового рынка электроэнергии в рамках согласованного регламента;

обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);

диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);

предоставление дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ (по запросу).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

УСПД один раз в 30 минут опрашивает счетчики и считывает 30-минутный профиль мощности. УСПД выступает в качестве промежуточного хранилища измерительной информации, журналов событий.

Сервер ИВК с периодичностью один раз в сутки считывает из УСПД 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий счетчиков и самого УСПД. Считанные данные записываются в базу данных.

При помощи ПО сервер ИВК осуществляет вычисление значений электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение, оформление справочных и отчетных документов.

Передача данных с уровня ИВК в АО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» «РДУ энергосистемы Кузбасса», филиал ОАО «МРСК Сибири» - «Кузбассэнерго-РЭС» и смежным субъектам ОРЭиМ производится посредством электронных документов (XML файлы) в формате 80020 в соответствии с регламентом АО «АТС» и соглашениями об информационном обмене между ООО «ЭнергоРесурс» и смежными организациями.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC(SU). В СОЕВ входят часы устройства синхронизации времени, счетчика, УСПД, сервера АИИС КУЭ.

В качестве устройства синхронизации времени используется УСВ-3. УСВ-3 осуществляет прием сигналов точного времени от ГЛОНАСС/GPS приемников непрерывно.

Сравнение показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-3 происходит непрерывно. Синхронизация часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-3 осуществляется независимо от показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-3.

Сравнение показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСПД происходит при каждом обращении к УСПД, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов сервера АИИС КУЭ и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСПД на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК №№ 1 – 22 и УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИИК

№№ 1 – 22 и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИИК №№ 1 – 22 и УСПД на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК №№ 25 – 30 и сервера АИИС КУЭ происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИИК №№ 25 – 30 и сервера АИИС КУЭ осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИИК №№ 25 – 30 и сервера АИИС КУЭ на величину более чем ± 1 с.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Идентификационное наименование ПО	PSO.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.0.19.219
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	24e4498b3685946c126f91e14a834528

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав ИИК АИИС КУЭ

№ ИИК	Наименование объекта	Состав ИИК				
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110/10 кВ "Водозабор Драгунский", ф. 10-17-К	ТПЛ-10-М 100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 22192-01	НТМИ-10-66 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег.№ 17049-04	HP ProLiant DL360e Gen8 UCB-3 Рег. № 51644-12
2	ПС 110/10 кВ "Водозабор Драгунский", ф. 10-24-К	ТПЛ-10-М 200/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 22192-01	НТМИ-10-66 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		
3	ПС 110/10 кВ "Водозабор Драгунский", ф. 10-5-ВОС	ТПЛМ-10 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 2363-68	НТМИ-10-66 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		
4	ПС 110/10 кВ "Водозабор Драгунский", ф. 10-12-ВОС	ТПЛМ-10 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 2363-68	НТМИ-10-66 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		
5	ПС 110/10 кВ "Водозабор Драгунский", ф. 10-3-Н1	ТПЛ-10-М 100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 22192-01	НТМИ-10-66 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		
6	ПС 110/10 кВ "Водозабор Драгунский", ф. 10-14-Н1	ТПЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 30709-11	НТМИ-10-66 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ПС 110/10 кВ "Водозабор Драгунский", ф. 10-4-Н2	ТПОЛ-10 600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10-66 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег.№ 17049-04	HP ProLiant DL360e Gen8 UCB-3 Рег. № 51644-12
8	ПС 110/10 кВ "Водозабор Драгунский", ф. 10-13-Н2	ТПОЛ-10 600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10-66 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		
9	ПС 110/10 кВ "Водозабор Драгунский", ф. 10-6-БУ2	ТПЛМ-10 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 2363-68	НТМИ-10-66 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		
10	ПС 110/10 кВ "Водозабор Драгунский", ф. 10-11-БУ6	ТПЛМ-10 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 2363-68	НТМИ-10-66 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		
11	ПС 110/35/6 кВ "Северная", ф. 6-34-ГН	ТПЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИ-6 У2 6000/100 Кл.т. 0,2 Рег. № 51198-12	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег.№ 17049-04	
12	ПС 110/35/6 кВ "Северная", ф. 6-41-ГН	ТПЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИ-6 У2 6000/100 Кл.т. 0,2 Рег. № 51198-12	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		
13	ПС 110/6 кВ "Опорная-5", яч. 107	ТОЛ-10-I-1У2 400/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 15128-07	ЗНОЛП-6У2 6300/√3/100/√3 Кл.т. 0,2 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег.№ 17049-14	
14	ПС 110/6 кВ "Опорная-5", яч. 203	ТОЛ-10-I-1У2 400/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 15128-07	ЗНОЛП-6У2 6300/√3/100/√3 Кл.т. 0,2 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		
15	ПС 110/6 кВ "Опорная-5", яч. 305	ТОЛ-10-I-1У2 400/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 15128-07	ЗНОЛП-6У2 6300/√3/100/√3 Кл.т. 0,2 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		
16	ПС 110/6 кВ "Опорная-5", яч. 402	ТОЛ-10-I-1У2 400/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 15128-07	ЗНОЛП-6У2 6300/√3/100/√3 Кл.т. 0,2 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
17	ПС 110/10 кВ "Опорная-6", яч. 103	ТЛО-10 400/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 10000/√3/100/√3/ Кл.т. 0,2 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег.№ 17049-14	HP ProLiant DL360e Gen8 UCB-3 Рег. № 51644-12
18	ПС 110/10 кВ "Опорная-6", яч. 205	ТЛО-10 400/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 10000/√3/100/√3/ Кл.т. 0,2 Рег. №47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		
19	ПС 110/10 кВ "Опорная-6", яч. 111	ТЛО-10 300/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 10000/√3/100/√3/ Кл.т. 0,2 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		
20	ПС 110/10 кВ "Опорная-6", яч. 206	ТЛО-10 300/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 10000/√3/100/√3/ Кл.т. 0,2 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		
21	ПС 110/35/6 кВ "Опорная-20", яч. 34	ТПЛ-10; 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1276-59 ТПЛ-10-М 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 22192-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег.№ 17049-14	
22	ПС 110/35/6 кВ "Опорная-20", яч. 13	ТПЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
25	ТП ГНС-202 РУ-6 кВ Ввод № 1 яч. 3	ТПЛ-10с 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 29390-10	НТМК-6-48 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 323-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	-	HP ProLiant DL360e Gen8 UCB-3 Рег. № 51644-12
26	ТП ГНС-202 РУ-6 кВ, Ввод № 2 яч. 10	ТПЛ-10с 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 29390-10	НТМК-6-48 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 323-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		
27	ТП ГНС-202 РУ-6 кВ, Ввод № 3 яч. 2	ТОЛ-СВЭЛ-10-1 УХЛ2 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 42663-09	НТМК-6-48 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 323-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		
28	ТП ЛЦВС РУ-6 кВ, Ввод № 1 яч. 2	ТПЛ-10с 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 29390-10	НАМИТ-10-2 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		
29	ТП ЛЦВС РУ-6 кВ, Ввод № 2 яч. 21	ТПЛ-10с 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 29390-10 ТПЛ-10-М 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		
30	ТП ЛЦВС РУ-6 кВ, Ввод № 3 яч. 22	ТПЛ-10с 200/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 29390-05	НАМИТ-10-2 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков, УСПД и УСВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения δ, %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$
1	2	3	4	5	6
1 – 10, 21 – 30 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	-	±2,2	±1,6	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	-	±3,1	±2,0	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,3	±2,0
	0,5	-	±5,6	±3,2	±2,6
17 – 20 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 0,5S)	1,0	-	±2,2	±1,6	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	-	±3,1	±2,0	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,3	±2,0
	0,5	-	±5,6	±3,2	±2,6
11, 12 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,5S)	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,7
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,3	±2,0
	0,5	-	±5,6	±3,2	±2,5
13 – 16 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,5S)	1,0	±1,8	±1,4	±1,3	±1,3
	0,9	±1,9	±1,5	±1,4	±1,4
	0,8	±2,0	±1,6	±1,4	±1,4
	0,7	±2,1	±1,7	±1,5	±1,5
	0,5	±2,6	±2,0	±1,6	±1,6
Номер ИИК	sinφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения δ, %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$
1 – 10, 21 – 30 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,44	-	±7,2	±4,7	±4,1
	0,6	-	±5,5	±3,9	±3,6
	0,71	-	±4,7	±3,6	±3,4
	0,87	-	±4,0	±3,3	±3,1
17 – 20 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,44	-	±7,2	±4,7	±4,1
	0,6	-	±5,5	±3,9	±3,6
	0,71	-	±4,7	±3,6	±3,4
	0,87	-	±4,0	±3,3	±3,1
11, 12 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 1,0)	0,44	-	±7,1	±4,3	±2,9
	0,6	-	±5,2	±3,0	±2,4
	0,71	-	±4,3	±2,6	±2,3
	0,87	-	±3,5	±2,3	±2,1
13 – 16 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 1,0)	0,44	±4,0	±3,7	±3,4	±3,4
	0,6	±3,7	±3,5	±3,2	±3,2
	0,71	±3,5	±3,4	±3,1	±3,1
	0,87	±3,3	±3,3	±3,0	±3,0

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Пределы абсолютной погрешности синхронизации часов компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к шкале координированного времени UTC(SU) ± 5 с.					
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны пределы допускаемой относительной погрешности, соответствующие доверительной вероятности $P = 0,95$.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия применения: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ частота, Гц коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C относительная влажность воздуха при +25 °C, %	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +15 до +25 от 30 до 80
Рабочие условия применения: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИИК 1 – 12, 21 – 30 ток, % от $I_{ном}$ для ИИК 13 – 20 коэффициент мощности частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды для счетчиков, УСПД, °C относительная влажность воздуха при +25 °C, %	от 90 до 110 от 5 до 120 от 1 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +5 до +35 от 75 до 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч Счетчики СЭТ-4ТМ.03М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 220000 2 100000 2
Глубина хранения информации Счетчики: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	113,7 10 45 5

Продолжение таблицы 4

1	2
Сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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.

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист формуляра печатным способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	9 шт.
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	9 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	8 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10	10 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1-1У2	8 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10У3	3 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10с	9 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ-10-1 УХЛ2	2 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-6 У2	2 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-6У2	12 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	9 шт.
Трансформатор напряжения	НТМК-6-48	2 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	1 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.01	2 шт.
	СЭТ-4ТМ.03М.01	26 шт.
Устройство сбора и передачи данных	УСПД ЭКОМ-3000 мод.Т	3 шт.
	УСПД ЭКОМ-3000	2 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
GSM-модем	TELEOFIS RX100-R2	10 шт.
GSM-модем	TELEOFIS RX108-R4	4 шт.
GSM-модем	Centerion MC52i	2 шт.
Коммутатор сетевой	Cisco 1941	1 шт.
Устройство синхронизации времени	UCB-3	1 шт.
Сервер	HP ProLiant DL360e Gen8	1 шт.
Источник бесперебойного питания	WOW-700U	7 шт.
Источник бесперебойного питания	APC SUA1000I	1 шт.
Специализированное программное обеспечение	ПО «Энергосфера»	1 шт.
Паспорт – формуляр	85220938.422231.016.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭнергоРесурс» (ООО «Водоканал»). Аттестована ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311703.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Сибэнергоучет» (ЗАО «Сибэнергоучет»)
ИНН 4205151544
Адрес: 650070, г. Кемерово, пер. Щегловский, д. 16, помещение 02
Юридический адрес: 650070, г. Кемерово, ул. Свободы, д. 25
Телефон: +7 (3842) 45-37-82
Факс: +7 (3842) 45-37-82

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект д. 31
Телефон: +7(495) 544-00-00, +7(499) 129-19-11
Факс: +7(499) 124-99-96
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» декабря 2022 г. № 3063

Регистрационный № 55789-13

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2009 на ГЗНУ-560 ЗАО «Троицкнефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2009 на ГЗНУ-560 ЗАО «Троицкнефть» (далее по тексту - СИКНС) предназначена для автоматизированных определений массы сырой нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти сырой с помощью счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (далее по тексту – СРМ). Выходные электрические сигналы СРМ поступают на соответствующие входы контроллера измерительно-вычислительного OMNI 3000/6000 (далее по тексту – ИВК), который преобразует их и вычисляет массу нефти сырой по реализованному в нем алгоритму. Часть средств измерений (СИ) СИКНС формируют вспомогательные измерительные каналы (ИК), метрологические характеристики которых определяются комплектным методом.

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий (одна рабочая измерительная линия (ИЛ), одна контрольно-резервная ИЛ), блока измерений параметров нефти сырой (далее по тексту - БИК), системы сбора и обработки информации (далее по тексту - СОИ) и узла подключения передвижной поверочной установки (ПУ).

В состав СИКНС входят следующие СИ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту – регистрационный №)):

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (регистрационный № 13425-97, № 13425-01, № 45115-16);
- термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-276 (регистрационный № 21968-01, № 21968-05, № 21968-11);
- датчики давления Метран-55 (регистрационный № 18375-03, № 18375-08);
- влагомер нефти поточный УДВН-1пм2 (регистрационный № 14557-01, 14557-15);
- первичный измерительный преобразователь объемной доли воды в нефти ПИП-ВСН (регистрационный № 19850-04);
- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры;
- контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 6000 (регистрационный № 15066-01, № 15066-09).

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода сырой нефти в рабочем диапазоне;

- автоматическое измерение температуры, давления, содержания воды в сырой нефти;
- вычисление массы нетто нефти сырой с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти сырой;
- поверку и контроль метрологических характеристик расходомеров по поверочной установке;
- контроль метрологических характеристик рабочего расходомера массового по контрольно-резервному расходомеру массовому;
- автоматический отбор объединенной пробы сырой нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчётов, протоколов, актов приема-сдачи нефти сырой, паспортов качества нефти сырой.

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

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

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

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКНС разделено на два структурных уровня – верхний и нижний.

К нижнему уровню относится ПО контроллеров измерительно-вычислительных OMNI 6000. Параллельная работа двух контроллеров обеспечивает дополнительное резервирование данных, при выходе из строя основного контроллера управление передается на резервный контроллер, измеренная информация сохраняется обоими контроллерами. OMNI 6000 обеспечивает сбор и обработку информации от преобразователей расхода, давления, температуры и влагосодержания нефти, вычисление на основании полученных данных массы нефти, а также относительной погрешности преобразователя расхода при проведении КМХ. На основании вышеуказанных функций к метрологически значимой части ПО нижнего уровня относится операционная система основного и резервного контроллеров OMNI 6000, обеспечивающая общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных, памятью, интерфейсами контроллера, произведение вычислительных операций, хранение калибровочных таблиц, загрузку и хранение конфигурационных параметров контроллера.

К верхнему уровню относится ПО АРМ оператора СИКНС №2009 на ГЗНУ-560 ЗАО «Троицкнефть». ПО АРМ оператора осуществляет управление исполнительными механизмами СИКНС (задвиги, насосные агрегаты), обмен данными с контроллером OMNI 6000, отображение технологической схемы и данных от преобразователей сигналов, установленных на СИКНС, кроме того формирует двухчасовые и суточные отчеты. В ПО СИКНС защита от непреднамеренных и преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных осуществляется:

- разграничением прав доступа групп пользователей к метрологически значимой части ПО и данным с помощью системы паролей;
- ведением внутреннего журнала фиксации событий.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблицах 1, 2.

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

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть сырая
Рабочий диапазон температуры сырой нефти, °С	от +2 до +50
Рабочий диапазон давления сырой нефти, МПа	от 0,1 до 2,2
Рабочий диапазон плотности сырой нефти, кг/м ³	от 800 до 1000
Рабочий диапазон кинематической вязкости сырой нефти, сСт	от 6 до 190
Объемная доля воды, %, не более	7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 6 – Комплектность СИ

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2009 на ГЗНУ-560 ЗАО «Троицкнефть», зав. № 01	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой № 2009 на ГЗНУ-560 ЗАО «Троицкнефть», утвержденном ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань и зарегистрированном в Федеральном реестре методик измерений под номером ФР.1.29.2012.12726.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Росстандарта № 2356 от 26 сентября 2022 г. «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

Закрытое акционерное общество «Троицкнефть»
(ЗАО «Троицкнефть»)
ИНН: 1631002442
Адрес: 423462, РТ, г. Альметьевск, ул. Советская, 165А
Юридический адрес: 423190, РТ, Новошешминский район, с. Новошешминск,
ул. Советская, 80
Телефон: +7(8553) 31-49-31; 31-49-30
Факс: +7(8553) 31-49-31; 31-49-30
E-mail: troickneft@tatais.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»

(АО «Нефтеавтоматика»)

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

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

Факс: +7 (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

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