

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи давления измерительные СЕНС ПД

Назначение средства измерений

Преобразователи давления измерительные СЕНС ПД (далее по тексту – преобразователи) предназначены для измерений и преобразований давления газообразных и жидких сред в аналоговый унифицированный токовый выходной сигнал и/или цифровой кодированный выходной сигнал на базе протоколов HART, СЕНС и Modbus RTU.

Описание средства измерений

Принцип действия преобразователей основан на тензорезистивном эффекте их чувствительного элемента (тензопреобразователя). Под действием измеряемого давления измерительная мембрана тензопреобразователя деформируется, вызывая изменение сопротивления его тензорезисторов, которое преобразуется в выходной сигнал пропорциональный измеряемому давлению.

Конструктивно преобразователи выполнены в корпусе с крышкой и кабельными вводами. На корпусе установлен присоединительный штуцер преобразователя, через который подается давление среды. Внутри корпуса преобразователя находится электронный модуль с клеммными зажимами для подключения внешних электрических цепей.

В зависимости от технических и метрологических характеристик преобразователи могут иметь различные варианты исполнения. Варианты исполнения преобразователей отличаются видом измеряемого давления (избыточное и избыточное давление-разрежение), пределами измерений, пределами допускаемой основной погрешности измерений, выраженной в процентах от диапазона измерений (приведенной погрешностью), конструкцией, материалом корпуса и крышки, количеством и конструкцией кабельных вводов.

Обозначение вариантов исполнения преобразователей приведено в виде буквенно-цифрового кода¹⁾ в паспорте и имеет следующий вид:

СЕНС ПД А В – С – D – E – F/G – H – I,

- где
- А** – код, определяющий конструктивное исполнение;
 - В** – код, определяющий вид измеряемого давления;
 - С** – код, определяющий верхний предел измерений;
 - D** – код, определяющий пределы допускаемой основной погрешности измерений;
 - E** – код, определяющий вид выходного сигнала;
 - F** – код, определяющий количество и тип кабельного ввода;
 - G** – код, определяющий вариант исполнения кабельного ввода;
 - H** – код, определяющий материал корпуса и элементов кабельного ввода;
 - I** – код, определяющий специальные варианты исполнения.

Примечание

¹⁾ – расшифровка буквенно-цифровых кодов приведена в руководстве по эксплуатации на преобразователи. Коды на варианты исполнения преобразователей по умолчанию не указываются.

Общий вид преобразователя приведён на рисунке 1. Конструкция вариантов исполнения преобразователей может отличаться от представленной на рисунке 1.

Заводской номер преобразователя наносится на информационную табличку, размещенную на корпусе преобразователя в цифровом формате способом лазерной или ударно-точечной маркировки. Нанесение знака поверки на преобразователь не предусмотрено.

Информационная табличка с заводским номером указана на рисунке 1.

Место нанесения
заводского номера



Рисунок 1 – Общий
измерительного СЕНС ПД

вид преобразователя давления

Предусмотрена возможность пломбирования. Схема пломбировки от несанкционированного доступа представлена на рисунке 2.

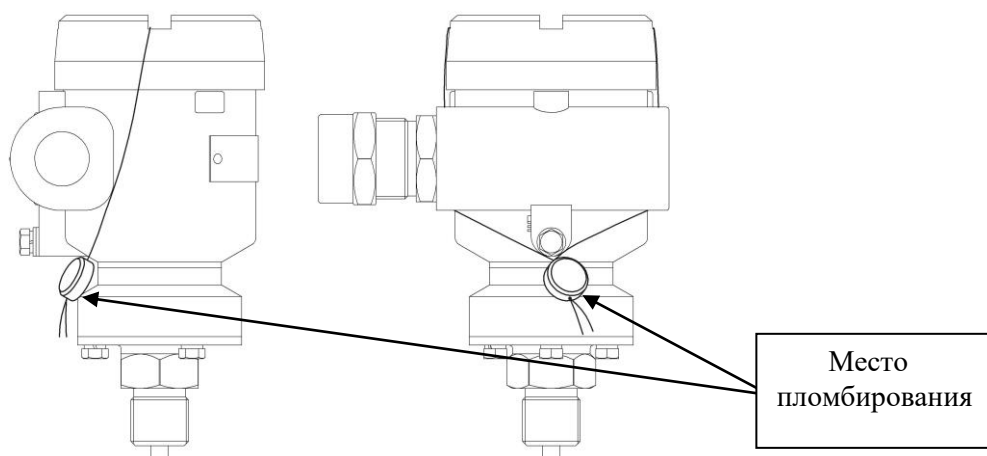


Рисунок 2 – Схема пломбирования преобразователя

Преобразователи имеют взрывозащищенное исполнение.

Программное обеспечение

Преобразователи имеют встроенное метрологически значимое программное обеспечение (далее – ПО), разработанное предприятием-изготовителем, которое устанавливается (прошивается) в энергонезависимую память при изготовлении. В процессе эксплуатации данное ПО не может быть изменено, т.к. пользователь не имеет к нему доступа.

Идентификационные данные встроенного ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Программа СЕНС ПД
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже А580
Цифровой идентификатор ПО	–

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «Высокий» в соответствии с рекомендацией по метрологии Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Верхний предел измерений для преобразователей избыточного давления ^{1), 2)} Верхние пределы измерений для преобразователей избыточного давления-разрежения ^{1), 3)} : - избыточное давление; - разрежение	от 100 кПа до 63 МПа от 150 кПа до 2,4 МПа 100 кПа
Пределы допускаемой основной погрешности измерений, выраженной в процентах от диапазона измерений (приведенная погрешность) ¹⁾ , %	±0,15; ±0,20; ±0,25; ±0,40; ±0,50
Вариация выходного сигнала преобразователя	не превышает пределов допускаемой основной погрешности измерений
Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений, вызванной изменением температуры окружающего воздуха на каждые 10 °С, для вариантов исполнения с пределами допускаемой основной погрешности измерений, %: - ±0,15 %; - ±0,20 %; - ±0,25 %; - ±0,40 %; - ±0,50 %	±0,15; ±0,20; ±0,25; ±0,35; ±0,45

Примечания

- ¹⁾ - пределы измерений, пределы допускаемой основной погрешности измерений указываются в паспорте на конкретный преобразователь.
²⁾ - нижний предел измерений равен нулю.
³⁾ - верхний предел измерений в области разрежения, взятый со знаком минус, будет указываться как нижний предел измерений, а верхний предел измерений в области избыточного давления будет указываться как верхний предел измерений.

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания постоянного тока для вариантов исполнения преобразователей, В: - с цифровым кодированным выходным сигналом на базе протокола СЕНС; - с цифровым кодированным выходным сигналом на базе протокола СЕНС и цифровым кодированным выходным сигналом с интерфейсом RS-485 с протоколом Modbus RTU; - с аналоговым унифицированным токовым выходным сигналом 4-20 мА, совмещенным с цифровым кодированным выходным сигналом на базе протокола HART	от 4 до 15 от 5 до 50 от 9 до 42
Потребляемая мощность для вариантов исполнения преобразователей, Вт, не более: - с цифровым кодированным выходным сигналом на базе протокола СЕНС; - с цифровым кодированным выходным сигналом на базе протокола СЕНС и цифровым кодированным выходным сигналом с интерфейсом RS-485 с протоколом Modbus RTU; - с аналоговым унифицированным токовым выходным сигналом 4-20 мА, совмещенным с цифровым кодированным выходным сигналом на базе протокола HART	0,05 0,4 1
Габаритные размеры, мм, не более: - длина - ширина - высота	200 250 120
Масса, кг, не более	2,5
Степень защиты от проникновения пыли, посторонних тел и воды по ГОСТ 14254-2015	IP66
Номинальные значения механических внешних воздействующих факторов по ГОСТ 30631-99	для группы механического исполнения М6
Номинальные значения климатических факторов по ГОСТ 15150-69	УХЛ1*, но при этом диапазон температуры окружающей среды от -50 до +60 °С
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	100000
Маркировка взрывозащиты	1Ex d IIB T5 Gb 1Ex db IIB T5 Gb

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист (правый верхний угол) руководства по эксплуатации и паспорта.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователь давления измерительный	СЕНС ПД	1 шт.
Паспорт ¹⁾	СЕНС.406233.002 ПС	1 экз.
	СЕНС.406233.003 ПС	
	СЕНС.406233.004 ПС	
Руководство по эксплуатации ²⁾	СЕНС.406233.002 РЭ	1 экз.
Комплект монтажных частей	–	1 компл.
Примечания: ¹⁾ - зависит от варианта исполнения. ²⁾ - поставляется 1 экземпляр на партию преобразователей, поставляемую в один адрес, и дополнительно – по требованию заказчика.		

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в п. 1.4.5 Руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к преобразователям СЕНС ПД

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 октября 2022 г. № 2653 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»;

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

СЕНС.406233.002ТУ Преобразователи давления измерительные СЕНС ПД. Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «СЕНСОР» (ООО НПП «СЕНСОР»)

ИНН 5838002196

Адрес: 442960, Пензенская обл., г. Заречный, ул. Промышленная, стр. 5

Телефон/факс: +7 (8412) 65-21-00

Web-сайт: www.nppsensor.ru

E-mail: info@nppsensor.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

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

Телефон/факс: +7 (495) 437-55-77 / 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» февраля 2024 г. № 428

Регистрационный № 79904-20

Лист № 1
Всего листов 18

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1» каскад Туломских ГЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1» каскад Туломских ГЭС (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для автоматических измерений активной и реактивной электрической энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. АИИС КУЭ возможно использовать для передачи (получения) данных смежным субъектам энергетики. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчётов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (далее по тексту – ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ) по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) по ГОСТ 1983 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.22-2012 и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 31819.23-2012.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включающий в себя сервер базы данных (далее по тексту – БД) в среде Windows Server 2012 R2 Standard 64 bit на базе VMWare Virtual Platform и шасси HP, автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), блок коррекции времени ЭНКС-2, технические средства приема-передачи и программное обеспечение (далее по тексту – ПО).

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня силы тока и напряжения, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 1 секунду. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 1 секунду мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 минут.

Сервер БД ИВК АИИС КУЭ, установленный в центре сбора и обработки информации (далее по тексту – ЦСОИ) филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1», по запросу и/или автоматически с периодичностью 1 раз в 30 минут проводит опрос счетчиков. Полученная информация записывается в базу данных сервера ИВК АИИС КУЭ.

На уровне ИВК системы выполняется обработка измерительной информации, получаемой с энергообъектов филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1», в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электрической энергии АО «АТС» осуществляется от АРМ АИИС КУЭ, через сеть интернет в виде сообщений электронной почты.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ). СОЕВ обеспечивает единое календарное время (день, месяц, год, час, минута, секунда) на всех компонентах и уровнях системы. Базовым устройством СОЕВ является блок коррекции времени типа ЭНКС-2 (далее по тексту – БКВ), синхронизирующий собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС.

БКВ ежесекундно посылает метку точного времени на сервер уровня ИВК. Сличение времени сервера со временем ЭНКС-2 осуществляется при каждом сеансе связи. Коррекция времени в сервере производится автоматически при условии превышения допустимого значения рассогласования более 1 секунды.

Сервер уровня ИВК опрашивает счетчики электрической энергии уровня ИИК, при расхождении времени сервера и счетчиков более чем на 1 секунду происходит коррекция часов счетчиков.

Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счетчиков и сервера. Журналы событий счетчиков электрической энергии и сервера отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов счетчиков и сервера в момент непосредственно предшествующий корректровке.

Нанесение знака поверки и заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 304 указывается в паспорте на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1» каскад Туломских ГЭС. Сведения о формах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ, приведены в паспорте на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО «АльфаЦЕНТР»	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО «АльфаЦЕНТР»	12.1.0.0
Цифровой идентификатор ac_metrology.dll	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и метрологические характеристики

Номер и диспетчерское наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	Сервер/УССВ	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
							Границы допускаемой основной относительной погрешности, %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Верхне-Тулomsкая ГЭС (ГЭС-12) генератор № 1	ТВ-ЭК 5000/5 0,2S Рег. № 74600-19	ЗНОЛ (П)-СВЭЛ 10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 67628-17	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06	IBM совместимый компьютер с ПО «АЛЬФАЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, рег. № 37328-15	Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
2	Верхне-Тулomsкая ГЭС (ГЭС-12) генератор № 2	ТВ-ЭК 5000/5 0,2S Рег. № 74600-19	ЗНОЛ (П)-СВЭЛ 10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 67628-17	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 1 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11		Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	Верхне-Тулом- ская ГЭС (ГЭС-12) генератор № 3	ТВ-ЭК 5000/5 0,2S Рег. № 74600-19	ЗНОЛ (П)-СВЭЛ 10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 67628-17	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, рег. № 37328-15	Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
4	Верхне-Тулом- ская ГЭС (ГЭС-12) генератор № 4	KOKS 5000/5 0,2S Рег. № 51367-12	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ 10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 67628-17	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06		Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
5	Верхне-Тулом- ская ГЭС (ГЭС-12) ОРУ-150 кВ трансформатор № 1	KOTEF 245 1000/5 0,2S Рег. № 49012-12	KOTEF 245 154000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 49012-12	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 1 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11		Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	Верхне-Тулом- ская ГЭС (ГЭС-12) ОРУ-150 кВ трансформатор № 2	KOTEF 245 1000/5 0,2S Рег. № 49012-12	KOTEF 245 154000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 49012-12	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 1 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, рег. № 37328-15	Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
7	Верхне-Тулом- ская ГЭС (ГЭС-12) КРУ-6 кВ яч. 8.5 Ф-2	ТОЛ-СЭЩ 100/5 0,5S Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 0,5 Рег. № 51621-12	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06		Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2
8	Верхне-Тулом- ская ГЭС (ГЭС-12) КРУ-6 кВ яч. 8.6 Ф-3	ТОЛ-СЭЩ 400/5 0,5S Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 0,5 Рег. № 51621-12	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06		Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	Верхне-Тулом- ская ГЭС (ГЭС-12) КРУ-6 кВ яч. 8.9 Ф-5	ТОЛ-СЭЩ 200/5 0,5S Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 0,5 Рег. № 51621-12	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, рег. № 37328-15	Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2
10	Верхне-Тулом- ская ГЭС (ГЭС-12) КРУ-6 кВ яч. 8.11 Ф-6	ТОЛ-СЭЩ 200/5 0,5S Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 0,5 Рег. № 51621-12	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06		Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2
11	Нижне-Тулом- ская ГЭС (ГЭС-13) генератор № 1	ТЛП-10 1500/5 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 6000/√3/100/√3 0,5 Рег. № 25475-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 1 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11		Активная	±1,7	±1,8
						Реактивная	±2,6	±2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	Нижне-Тулом- ская ГЭС (ГЭС-13) генератор № 2	ТЛП-10 1500/5 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 $6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-03	A1802RAL-P4G-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, рег. № 37328-15	Активная	±1,7	±1,8
						Реактивная	±2,6	±2,9
13	Нижне-Тулом- ская ГЭС (ГЭС-13) генератор № 3	ТЛП-10 1500/5 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 $6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-03	A1802RAL-P4G-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11		Активная	±1,7	±1,8
						Реактивная	±2,6	±2,9
14	Нижне-Тулом- ская ГЭС (ГЭС-13) генератор № 4	ТЛП-10 1500/5 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 $6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-03	A1802RAL-P4G-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11		Активная	±1,7	±1,8
						Реактивная	±2,6	±2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	Нижне-Тулом- ская ГЭС (ГЭС-13) ТП-110 кВ Т-1 ввод 110 кВ	KOTEF 600/5 0,2S Рег. № 29696-05	KOTEF 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 29696-05	A1802RAL-P4G-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, рег. № 37328-15	Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
16	Нижне-Тулом- ская ГЭС (ГЭС-13) ТП-110 кВ Т-2 ввод 110 кВ	KOTEF 600/5 0,2S Рег. № 29696-05	KOTEF 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 29696-05	A1802RAL-P4G-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11		Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
17	Нижне-Тулом- ская ГЭС (ГЭС-13) ТП-110 кВ Т-1 ввод 35 кВ	ТОЛ-35 III-IV 600/5 0,5S Рег. № 34016-07	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 0,5 Рег. № 19813-00	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06		Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	Нижне-Тулом- ская ГЭС (ГЭС-13) ТП-110 кВ Т-2 ввод 35 кВ	ТОЛ-35 III-IV 600/5 0,5S Рег. № 34016-07	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 0,5 Рег. № 19813-00	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, рег. № 37328-15	Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2
19	Нижне-Тулом- ская ГЭС (ГЭС-13) яч. 17 Ф-1 (6 кВ)	ТЛП-10 400/5 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 6000/√3/100/√3 0,5 Рег. № 25475-03	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06		Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2
20	Нижне-Тулом- ская ГЭС (ГЭС-13) яч. 8 Ф-2 (6 кВ)	ТЛП-10 400/5 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 6000/√3/100/√3 0,5 Рег. № 25475-03	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06		Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
21	Нижне-Тулом- ская ГЭС (ГЭС-13) яч. 7 Ф-4 (6 кВ)	ТПОЛ 10 600/5 0,5 Рег. № 1261-02	UGE 3-35 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-03	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, рег. № 37328-15	Активная	±3,0	±3,3
						Реактивная	±4,6	±5,5
22	Верхне-Тулом- ская ГЭС (ГЭС-12) Сб. МК-5. Насосная водоканала. ОКК-7	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11		Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5
23	Верхне-Тулом- ская ГЭС (ГЭС-12) Сб. МК-5. Насосная водоканала. ОКК-8	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11		Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24	Верхне-Тулом- ская ГЭС (ГЭС-12) Сб. МК-20. ОРУ-150 кВ МРСК № 1	ТШП 150/5 0,5S Рег. № 64182-16	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, рег. № 37328-15	Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±2,7	±4,1
25	Верхне-Тулом- ская ГЭС (ГЭС-12) Сб. МК-3. ОРУ-150 кВ МРСК № 2	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11		Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5
26	Нижне-Тулом- ская ГЭС (ГЭС-13) б/с ПАО «Мегафон» 0,4 кВ АК	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11		Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
27	Нижне-Тулом- ская ГЭС (ГЭС-13) Ф-1-4 с. ОРУ 35 МРСК	ТШП 250/5 0,5S Рег. № 64182-16	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, рег. № 37328-15	Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±2,7	±4,1
28	Нижне-Тулом- ская ГЭС (ГЭС-13) Ф-4-2 с. Резерв ОРУ 35 МРСК	ТШП 250/5 0,5S Рег. № 64182-16	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11		Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±2,7	±4,1
29	Нижне-Тулом- ская ГЭС (ГЭС-13) Ф-11-2 с. ОРУ 110 МРСК	ТШП 250/5 0,5S Рег. № 64182-16	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11		Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±2,7	±4,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	Нижне-Тулом- ская ГЭС (ГЭС- 13) Ф-2-4 с. Резерв ОРУ 110 МРСК	ТШП 250/5 0,5S Рег. № 64182-16	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1., рег. № 37328-15	Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±2,7	±4,1
31	Нижне-Тулом- ская ГЭС (ГЭС- 13) Ф-1-3 с. Сборка 0,4 кВ хоз. двора ОРУ-110 МРСК	ТШП 250/5 0,5S Рег. № 64182-16	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11		Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±2,7	±4,1
32	Нижне-Тулом- ская ГЭС (ГЭС- 13) Ф-3-2 с. Новый релейный зал ОРУ-150 шкаф № 1	ТШП 250/5 0,5S Рег. № 64182-16	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11		Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±2,7	±4,1

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Таблица 3 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	33
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - ток, % от $I_{баз}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \phi$ температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 2(5) до 120 от 2 до I макс. от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - ток, % от $I_{баз}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С	от 95 до 105 от 2(5) до 120 от 2 до I макс. от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,6 до 50,4 от -30 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 80000 24
Глубина хранения информации: счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 3,5

Надежность системных решений:
стойкость к электромагнитным воздействиям;
ремонтопригодность;
функция контроля процесса работы и средства диагностики системы;
функция регистрации в журналах событий счетчиков фактов:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени;
функция регистрации в журналах событий серверов фактов:
даты начала регистрации измерений;
установки и корректировки времени;

нарушение защиты сервера;
резервирование каналов передачи данных в системе;
резервирование электропитания оборудования системы.

Защищённость применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательных коробок;
серверов;

наличие защиты информации на программном уровне:

установка пароля на счетчике электрической энергии;
установка пароля на сервере, предусматривающего разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
использования цифровой подписи при передаче информации с результатами измерений.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1» каскад Туломских ГЭС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	КОКС	3
Трансформатор тока	ТЛП-10	18
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	12
Трансформатор тока	ТОЛ-35	6
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	2
Трансформатор тока	ТШП	24
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	9
Трансформатор напряжения	UGE 3-35	21
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ	24
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-35	2
Трансформатор комбинированный	КОТЕФ	12
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1802RALQ-P4GB-DW-4	7
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RALQ-P4GB-DW-4	9
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1802RAL-P4G-DW-4	5

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1820RLQ-P4GB-DW-4	4
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RLQ-P4GB-DW-4	8
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт	ЭС-98-11/2019-12-13.ПС	1
П р и м е ч а н и е – В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ЭС-98-11/2019-12-13.3.МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1» каскад Туломских ГЭС», аттестованном ООО «ОКУ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU311468.

Нормативные документы, устанавливающие требования средству измерений

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

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

Изготовитель

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

ИНН 7802222000

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, 7-я Красноармейская ул., д. 18, лит. А, помещ. 7-Н

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

Факс: 8 (812) 368-02-72

E-mail: office@energoservice.net

Испытательный центр

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

Адрес: 190020, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

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

Факс: 8 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» февраля 2024 г. № 428

Регистрационный № 83056-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти №249 на ПСП «Покровка» АО «Оренбургнефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 249 на ПСП «Покровка» АО «Оренбургнефть» (далее по тексту – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти с применением турбинных преобразователей расхода и преобразователей плотности, выходные сигналы которых поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы с заводским номером 249, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного производства. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН и эксплуатационными документами на ее компоненты.

СИКН включает в себя: блок измерительных линий, блок измерений показателей качества нефти, трубопоршневую поверочную установку, узел регулирования давления, блок подключения передвижной поверочной установки, систему обработки информации.

В составе СИКН применены следующие средства измерений утвержденных типов:

- преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM Ду 6", тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под (далее по тексту – рег.) № 16128-10;

- преобразователи давления измерительные 3051, рег. №№ 14061-99; 14061-04; 14061-10;

- датчики давления Метран-100, рег. № 22235-08;

- датчики давления Метран-150, рег. № 32854-08;

- преобразователи измерительные 244 к датчикам температуры, рег. № 14684-00;

- преобразователи измерительные 248, рег. № 28034-05;

- преобразователи измерительные 644, рег. №№ 14683-04; 14683-09;

- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, рег. №№ 22257-01; 22257-05;

- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, рег. № 15644-06;

- влагомеры поточные модели L, рег. №№ 25603-03; 46359-11;

- счетчик нефти турбинный МИГ, рег. № 26776-08;

- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные (мод. 7829), рег. № 15642-06;

- комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03» (далее – ИВК), рег. № 19240-11;
- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB, рег. № 44252-10;
- термометры и манометры для местной индикации и контроля температуры и давления.

Вспомогательные устройства и технические средства:

- автоматизированное рабочее место (далее - АРМ) оператора;
- автоматические пробоотборники;
- фильтры тонкой очистки;
- запорная и регулирующая арматура с устройствами контроля протечек.

Допускается применение следующих СИ, находящихся на хранении/в резерве:

- датчик давления «Метран-150», рег. №№ 32854-09, 32854-13;
- влагомер поточный модели L, рег. № 56767-14;
- преобразователь расхода турбинный МИГ-М, рег. № 65199-16;
- преобразователь плотности и расхода CDM, рег. № 63515-16;
- преобразователь измерительный Rosemount 644, рег. № 56381-14;
- датчик температуры Rosemount 644, рег. № 63889-16;
- преобразователь давления измерительный 3051, рег. № 14061-15;
- датчик температуры Rosemount 248, рег. № 49085-12;
- преобразователь измерительный Rosemount 248, рег. № 53265-13;
- преобразователь измерительный 244Е, рег. № 14684-06;
- термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ, рег. № 77963-20;
- преобразователи измерительные 248, рег. № 28034-04.

Заводской номер СИКН нанесен лазерной гравировкой на маркировочную табличку, закрепленную на стене помещения СИКН. Формат нанесения заводского номера – цифровой. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Общий вид СИКН и место нанесения заводского номера показаны на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН и место нанесения заводского номера на маркировочной табличке

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН (ИВК, АРМ оператора) обеспечивает реализацию функций СИКН.

Метрологические характеристики СИКН нормированы с учетом влияния ПО.

Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО ИВК	ПО АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	PX.342.04.01.000 АВ «Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03. Алгоритмы вычислений. Нефть, нефтепродукты. Преобразователи объемного расхода»	RateCalc
Номер версии (идентификационный номер) ПО	342.04.01	2.3.1.1
Цифровой идентификатор ПО	0DE929A8	B6D270DB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКН, включая показатели точности и физико-химические свойства измеряемой среды, приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти*, м ³ /ч	от 300 до 1600
Пределы допускаемой относительной погрешности, %: – измерений массы брутто нефти – измерений массы нетто нефти	±0,25 ±0,35
* - указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки, фактический диапазон измерений не может превышать максимальный диапазон измерений	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Изменяемая среда	нефть, соответствующая техническому регламенту, национальному стандарту
Количество измерительных линий, шт.	4 (2 рабочие, 2 резервные)
Рабочий диапазон избыточного давления, МПа	от 0,1 до 6,0

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Диапазон температуры нефти, °С	от 0 до +50
Плотность нефти при температуре и давлении в условиях измерений объема, кг/м ³	от 797 до 897
Плотность нефти при 20 °С, кг/м ³	от 820 до 880
Плотность нефти при 15 °С, кг/м ³	от 823 до 884
Кинематическая вязкость нефти при температуре +20 °С, мм ² /с (сСт), не более	11,0
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст), не более	66,7 (500)
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электрического питания: - напряжение, В - частота, Гц	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное) 50±1
Условия эксплуатации: - температура в месте установки СОИ, °С - температура в БИК, °С - температура в БИЛ, °С	от +20 до +25 от +10 до +35 от минус 40 до +50
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится в нижней части титульного листа руководства по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 249 на ПСП «Покровка» АО «Оренбургнефть», заводской № 249		1 шт.
Инструкция по эксплуатации		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в инструкции «Инструкция. ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти №249 на ПСП «Покровка АО «Оренбургнефть» (свидетельство об аттестации методики измерений № 1168-RA.RU.311735-2021). Регистрационный номер в Федеральном реестре методик измерений ФР.1.29.2022.42115.

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 Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 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 «Оренбургнефть» (АО «Оренбургнефть»)

ИНН 5612002469

Юридический адрес: 461046, Оренбургская обл., г. Бузулук, ул. Магистральная, д. 2

Телефон: +7 (35342) 73-670, +7 (35342) 73-317

Факс: +7 (35342) 73-201

E-mail: orenburgneft@rosneft.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

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

Телефон: +7 (347) 279-88-99

Факс: 8-800-700-78-68

E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru

Испытательный центр

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

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

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

Телефон: +7(843) 272-70-62

Факс: +7(843)272-00-32

E-mail: office@vniir.org

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» февраля 2024 г. № 428

Регистрационный № 85351-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 245 ПСП «Кротовка»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 245 ПСП «Кротовка» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти с применением турбинных преобразователей расхода и преобразователей плотности, выходные сигналы которых поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы с заводским № 245, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного производства. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН и эксплуатационными документами на ее компоненты.

СИКН включает в себя: блок измерительных линий, блок измерений показателей качества нефти, трубопоршневую поверочную установку, узел регулирования расхода и давления, блок подключения передвижной поверочной установки, систему сбора, обработки информации и управления, систему распределения электроэнергии.

В составе СИКН применены следующие средства измерений утвержденных типов:

- преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под (далее – рег.) № 16128-01;
- преобразователи измерительные 644, рег. № 14683-04; 14683-00;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, рег. № 22257-05; 22257-01;
- термопреобразователи с выходным сигналом Метран-270, Метран-270-Ех, рег. № 21968-11;
- датчики температуры ТСМТ, ТСПТ, ТСМТ Ех, ТСПТ Ех, рег. № 75208-19;
- преобразователи давления измерительные 3051, рег. № 14061-04;
- датчики давления Метран-150, рег. № 32854-13;
- преобразователи плотности и расхода CDM, рег. № 63515-16;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, рег. № 14557-15;
- расходомер-счетчик ультразвуковой Optisonic 3400, рег. № 57762-14;
- преобразователь плотности и вязкости FDM, FVM, HFVM, рег. № 62129-15;

- комплексы измерительно-вычислительные сбора и обработки информации система учета нефти и нефтепродуктов «ОСТОПУС» («ОКТОПУС»), рег. № 22753-02;
- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB, рег. № 62207-15;
- термометры и манометры для местной индикации и контроля температуры и давления. Вспомогательные устройства и технические средства:
- автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) оператора;
- автоматические и ручной пробоотборники;
- фильтры тонкой очистки;
- запорная и регулирующая арматура с устройствами контроля протечек.

Допускается применение следующих средств измерений, находящихся на хранении/в резерве:

- установка стационарная трубопоршневая поверочная «Прувер С-0,05», рег. № 26293-04;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, рег. № 14557-05;
- расходомер счетчик жидкости ультразвуковой серии OPTISONIC, рег. № 80128-20;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные моделей 7829, рег. № 15642-06;
- термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ, рег. № 77963-20.

Заводской номер СИКН нанесен лазерной гравировкой на маркировочную табличку, закрепленную на стене помещения СИКН. Формат нанесения заводского номера – цифровой. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Общий вид СИКН и место нанесения заводского номера показаны на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН и место нанесения заводского номера на маркировочной табличке

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН (ИВК, АРМ оператора) обеспечивает реализацию функций СИКН. Метрологические характеристики СИКН нормированы с учетом влияния ПО.

Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО ИВК	ПО АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	RateCalc
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.01	2.3.1.1
Цифровой идентификатор ПО	7DB6BFFF	B6D270DB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКН, включая показатели точности и физико-химические свойства измеряемой среды, приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти*, м ³ /ч	от 100 до 960
Пределы допускаемой относительной погрешности, %: – измерений массы брутто нефти – измерений массы нетто нефти	±0,25 ±0,35
* - указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки, фактический диапазон измерений не может превышать максимальный диапазон измерений	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Изменяемая среда	нефть, соответствующая техническому регламенту, национальному стандарту
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочие, 1 резервная)
Рабочий диапазон избыточного давления, МПа:	от 0,25 до 0,8
Диапазон температуры нефти, °С	от +5 до +30
Плотность нефти при температуре и давлении в условиях измерений объема, кг/м ³	от 792 до 891
Плотность нефти при +15 °С, кг/м ³	от 803 до 884
Плотность нефти при +20 °С, кг/м ³	от 800 до 880
Кинематическая вязкость нефти при температуре +20 °С, мм ² /с (сСт), не более	15,0
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электрического питания: - напряжение, В - частота, Гц	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное) 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа, не более	от -43 до +39 95 101,3
Срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится в нижней части титульного листа руководства по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 245 ПСП «Кротовка», заводской № 245		1 шт.
Инструкция по эксплуатации		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти № 245 ПСП «Кротовка» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2013/20309-21).

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 Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 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 «Оренбургнефть» (АО «Оренбургнефть»)

ИНН 5612002469

Юридический адрес: 461046, Оренбургская обл., г. Бузулук, ул. Магистральная, д. 2

Телефон: +7 (35342) 73-670, +7 (35342) 73-317

Факс: +7 (35342) 73-201

E-mail: orenburgneft@rosneft.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Оренбургнефть» (АО «Оренбургнефть»)

ИНН 5612002469

Адрес: 461046, Оренбургская обл., г. Бузулук, ул. Магистральная, д. 2

Телефон: +7 (35342) 73-670, +7 (35342) 73-317

Факс: +7 (35342) 73-201

E-mail: orenburgneft@rosneft.ru

Испытательный центр

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

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

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

Телефон: +7(843) 272-70-62

Факс: +7(843)272-00-32

E-mail: office@vniir.org

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