

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 11 » июня 2026 г. № 1139

Регистрационный № 67412-17

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» Л-141, Кемеровская область, г. Новокузнецк, ул. Зорге, д. 7а

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» Л-141, Кемеровская область, г. Новокузнецк, ул. Зорге, д. 7а (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, её обработку и хранение.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, 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 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Также на сервере имеется возможность расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АИИС КУЭ в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо перетоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета. От сервера информация передается на АРМ энергосбытовой организации по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP.

Передача информации от сервера ИВК или АРМ энергосбытовой организации коммерческому оператору (КО) и другим субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) производится в виде файлов в xml-формате по электронной почте с использованием электронной подписи согласно требованиям «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» (Приложение 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УССВ. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU). Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УССВ более ± 1 с. Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «Лента» Л-141, Кемеровская область, г. Новокузнецк, ул. Зорге, д. 7а, наносится на этикетку, расположенную на внешней поверхности серверного шкафа, типографским способом. Дополнительно заводской номер 036 указывается в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР». Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические характери- стики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчики	УССВ			Границы допус- каемой основ- ной относитель- ной погрешно- сти ($\pm\delta$), %	Границы допус- каемой относи- тельной погреш- ности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	ТП 10 кВ, Ввод- Т1 10 кВ	ТОЛ-10-I Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 47959-16	ЗНОЛ.06-10 Коэф. тр. 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Сервер ООО «Лента»	Актив- ная	1,4	2,1
							Реактив- ная	2,1	3,9
2	ТП 10 кВ, Ввод- Т2 10 кВ	ТОЛ-10-I Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 47959-16	ЗНОЛ.06-10 Коэф. тр. 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,4	2,1
							Реактив- ная	2,1	3,9
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									± 5 с

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО), а также замена ПО на аналогичное, с версией не ниже, указанной в таблице 1. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 100 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 74500 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

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

пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10-I	6
Трансформаторы напряжения заземляемые серии	ЗНОЛ.06-10	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	—	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	АСВЭ 146.00.000.036 ФО с Изменением № 1	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии Л-141, Кемеровская область, г. Новокузнецк, ул. Зорге, д. 7а для оптового рынка электроэнергии», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде ФР.1.34.2018.30862.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация Комплект Учёт Проект»
(ООО «АКУП»)

ИНН 7725743133

Адрес: 115114, г. Москва, Даниловская наб., д. 8, стр. 29А

Телефон: (985) 343-55-07

E-mail: proekt-akup@yandex.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Ивановский ЦСМ»

Адрес: 153000, г. Иваново, ул. Почтовая, д. 31/42

Телефон: (4932) 32-84-85

Факс: (4932) 41-60-79

E-mail: post@csm.ivanovo.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.311781

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»

(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312047

Регистрационный № 94366-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователь плотности и вязкости FVM Master

Назначение средства измерений

Преобразователь плотности и вязкости FVM Master (далее – FVM Master), предназначен для хранения и передачи единицы динамической вязкости жидкости при проведении поверки и калибровки средств измерений поточных методом непосредственного сличения, а также измерений динамической вязкости, плотности и температуры исследуемых жидкостей.

FVM Master применяется в качестве рабочего эталона 1-го разряда согласно Государственной поверочной схеме для средств измерений вязкости жидкостей, утвержденной приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 05.11.2019 № 2622.

Описание средства измерений

К настоящему типу относится Преобразователь плотности и вязкости FVM Master модификации FVM11C729EAC3FEXEZZX с заводским номером 109012125009022.

Принцип действия FVM Master основан на зависимости параметров колебаний резонансного контура сенсора прибора (металлического виброэлемента типа вилки) от вязкости, плотности и температуры исследуемой жидкости. Колебания виброэлемента поддерживаются с помощью пьезоэлементов, управляемых электроникой преобразователя. Резонансная частота колебаний зависит от механических характеристик виброэлемента, температуры и плотности исследуемой жидкости. Период времени колебаний зависит от плотности исследуемой жидкости. Ширина полосы резонансной частоты колебаний и добротность вынужденных резонансных колебаний виброэлемента зависят от динамической вязкости исследуемой жидкости.

Измерение температуры осуществляется с помощью встроенных платиновых термометров сопротивления с номинальной статистической характеристикой Pt 100. Индивидуальные градуировочные характеристики FVM Master в виде различных поправочных коэффициентов определены в процессе заводской калибровки при выпуске из производства и указаны в сопроводительной документации, приложенной к FVM Master.

Общий вид и место пломбирования FVM Master представлены на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид FVM Master

Модификация FVM11C729EAC3FEXEZZX, заводской номер, в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, и год изготовления нанесены методом лазерной гравировки на шильдик FVM Master (рисунок 2).



Рисунок 2 – Маркировка FVM Master

Нанесение знака поверки на FVM Master не предусмотрено.

Программное обеспечение

FVM Master функционирует под управлением встроенного специального программного обеспечения, которое является неотъемлемой его частью. Программное обеспечение осуществляет функции обработки, передачи, представления измерительной информации и поддерживает выходные аналоговые сигналы (4–20 мА), связь по протоколам HART (Bell 202), Modbus (RS-485).

FVM Master в сочетании с персональным компьютером с установленной программой Prolink III или HART -коммуникатором с установленным описанием устройства (DD) HART:

Density Gas Viscosity Meter Dev v1 DD v2 обеспечивают возможность конфигурации FVM Master, передачи, запоминания и обработки измерительной информации по протоколам Modbus (RS485) или HART (Bell 202). Для этих целей могут использоваться средства индикации измеренных значений: полевые HART - коммутаторы Rosemount 475, Rosemount TREX, или программа Micro Motion ProLink® III.

Влияние программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик.

Недокументированные возможности ПО Преобразователя плотности и вязкости FVM Master отсутствуют.

Уровень защиты программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений, соответствует уровню «низкий» по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	FVM11C729EAC3FEXEZZX
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.32

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики FVM Master представлены в таблицах 2, 3 и 4.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений динамической вязкости жидкости в потоке, мПа·с	от 0,500 до 1000
Поддиапазоны измерений динамической вязкости жидкости в потоке, мПа·с	от 0,500 до 10,520 от 10,52 включ. до 108,25 от 108,3 включ. до 1000
Границы доверительной погрешности измерений динамической вязкости, при Р=0,95	
- абсолютной в поддиапазоне от 0,500 до 10,520 мПа·с, мПа·с	±0,065
- относительной в поддиапазоне от 10,52 включ. до 108,25 мПа·с, %	±0,50
- относительной в поддиапазоне от 108,3 включ. до 1000 мПа·с, %	±0,50
Диапазон измерений плотности, кг/м ³	от 600 до 1250
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности, кг/м ³	±1,0
Диапазон измерений температуры рабочей жидкости, °С	от +5 до +100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±(0,3+0,005·t), где t-температура жидкости
Диапазон значений выходного аналогового сигнала, мА	от 4 до 20
Количество аналоговых выходов, шт	2
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности аналогового сигнала от 4 до 20 мА, %	±0,05

Таблица 3 –Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Габаритные размеры, мм	
- длина	330 ± 2
- ширина	145 ± 2
- высота	125 ± 2
Масса, кг	$3,5 \pm 0,5$
Условия эксплуатации	
Максимальное давление рабочей среды, МПа	10
Диапазон значений температуры окружающего воздуха, °С	от –40 до +65
Относительная влажность воздуха, %, не более	95 (без конденсации)
Маркировка взрывозащиты	Ga/Gb Ex db IIC T6 X

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение характеристики
Наработка до отказа, ч, не менее	70 000
Средний срок службы, лет	15

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографическим способом.

Комплектность средства измерений

В таблице 5 представлена комплектность FVM Master.

Таблица 5 – Комплектность FVM Master

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователь плотности и вязкости	FVM Master	1 шт.
Паспорт	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации «Преобразователь плотности и вязкости FVM Master. Руководство по настройке и эксплуатации»	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 8 «Эксплуатация измерительного преобразователя» и п. 9 «Поддержка измерений» руководства по эксплуатации «Преобразователь плотности и вязкости FVM Master. Руководство по настройке и эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений вязкости жидкостей, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 05.11.2019 № 2622

Государственная поверочная схема для средств измерений температуры, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29.01.2026 № 147

Государственная поверочная схема для средств измерений плотности, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 01.11.2019 №2603

Правообладатель

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

ИНН 7809022120

Адрес: 190005, Россия, Санкт-Петербург, Московский пр-кт, 19

Телефон: (812) 251-76-01

Факс: (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Изготовитель

Micro Motion Inc., США

Адрес: USA, 7070 Winchester Circle, Boulder, Colorado 80301

Телефон (факс): (800) 522-6277

Web-сайт: www.emerson.com

Производственная площадка:

“F-R Tecnologias de Flujo, S.A. de C.V.”, Мексика

Адрес: Ave.Miguel de Cervantes 111, Complejo Industrial Chihuahua, Chihuahua, Mexico,
31136

Телефон: +52 (614) 429-7000

Факс: +52 (614) 429 7011

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

Адрес: 190005, Россия, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, 19

Телефон: (812) 251-76-01

Факс: (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314555

Регистрационный № 46545-11

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная налива светлых нефтепродуктов в автоцистерны «СИНСН-4ЛУ»

Назначение средства измерений

Система измерительная налива светлых нефтепродуктов в автоцистерны «СИНСН-4ЛУ» (далее – СИКНП) предназначена для измерений и регистрации массы нефтепродуктов в автоматизированной установке налива светлых нефтепродуктов в автоцистерны Общества с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка», г. Ухта.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНП основан на прямом методе динамических измерений массы счетчиками-расходамерами массовыми. Выходной цифровой сигнал с счетчика-расходамера массового поступает на соответствующий вход контроллера, который обрабатывает его по реализованному в нем алгоритму и далее по цифровому каналу связи передает на станцию операторов.

СИКНП, структурная схема которой представлена на рисунке 1, состоит из четырех постов налива и системы управления технологическим процессом налива светлых нефтепродуктов в автоцистерны.

В состав постов налива СИКНП входят:

- счетчики-расходамеры массовые кориолисовые ЭМИС-МАСС 260 (рег. № 77657-20) (далее – ЭМИС-МАСС) (исполнение с дистанционным электронным преобразователем);
- счетчики - расходамеры массовые Micro Motion CMF 300 в комплекте с измерительными преобразователями серии 2700 (исполнение с выносными измерительными преобразователями) (рег. № 13425-06) (далее – CMF 300);
- устройство налива, укомплектованное датчиками перелива, касания дна цистерны, прижатия конуса, гаражного положения;
- комплект блока гидравлики (насос подачи нефтепродукта, газоотделитель, регулирующий клапан);
- устройство контроля заземления автоцистерны.

Посты налива расположены на открытой площадке. Электронные преобразователи счетчиков-расходамеров массовых кориолисовых ЭМИС-МАСС 260 и измерительные преобразователи счетчиков - расходамеров массовых Micro Motion CMF 300 расположены в обогреваемых шкафах.

Система управления технологическим процессом включает в себя:

- резервированный управляющий контроллер С200 и модули ввода/вывода аналоговых и дискретных сигналов системы измерительно-управляющей ExperionPKS (рег. № 17339-06), с помощью которых осуществляется сбор контролируемых параметров и управление процессом отгрузки нефтепродуктов в автоцистерны;

- резервированный сервер, в котором хранятся базы данных и производится обработка всей информации, поступающей от контроллеров по сети FTE. С сервера необходимая информация передается на станции операторов по сети Ethernet. На сервере установлено программное обеспечение системы ExperionPKS;

- две станции операторов.

Система управления технологическим процессом и счетчики-расходомеры массовые образуют автономные блоки СИКНП:

- пост налива № 1 с заводским № 1;
- пост налива № 2 с заводским № 2;
- пост налива № 3 с заводским № 3;
- пост налива № 4 с заводским № 4.

Каждый автономный блок включает в свой состав один счетчик-расходомер массовый, установленный на соответствующем посту налива, и систему управления технологическим процессом, которая является общей для всех автономных блоков. Состав автономных блоков приводится в формуляре СИКНП.

Максимальная доза отгружаемых нефтепродуктов определяется вместимостью автоцистерны.

Общий вид маркировочной таблички автономного блока и место нанесения заводского номера автономного блока СИКНП представлены на рисунке 4. Заводской номер автономного блока нанесен типографским способом на маркировочную табличку автономного блока СИКНП расположена на корпусе обогреваемого шкафа, в котором находятся электронные блоки счетчиков-расходомеров массовых. Место установки маркировочной таблички автономного блока СИКНП представлено на рисунке 6.

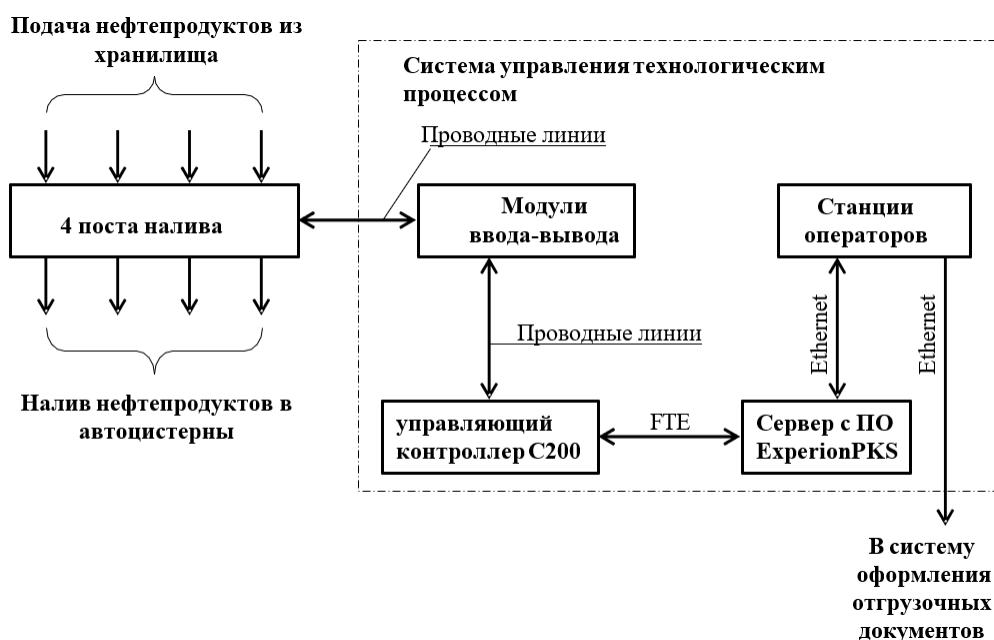


Рисунок 1 – Упрощенная структурная схема СИКНП

Общий вид СИКНП представлен на рисунке 2.



Рисунок 2 – Общий вид СИКНП

Заводской номер ПГМВ.401250.058 СИКНП наносится типографским способом на маркировочную табличку, расположенную на шкафу, в котором расположены контроллеры и модули ввода/вывода аналоговых и дискретных сигналов. Общий вид маркировочной таблички, и места нанесения заводского номера СИКНП и знака утверждения типа СИКНП представлены на рисунке 3. Место установки маркировочной таблички СИКНП представлено на рисунке 5.

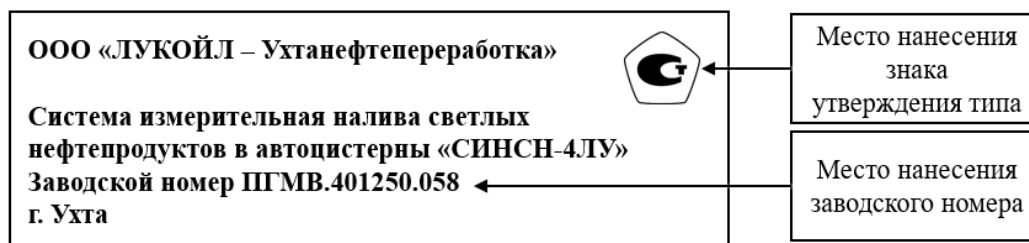


Рисунок 3 – Общий вид маркировочной таблички и место нанесения заводского номера СИКНП

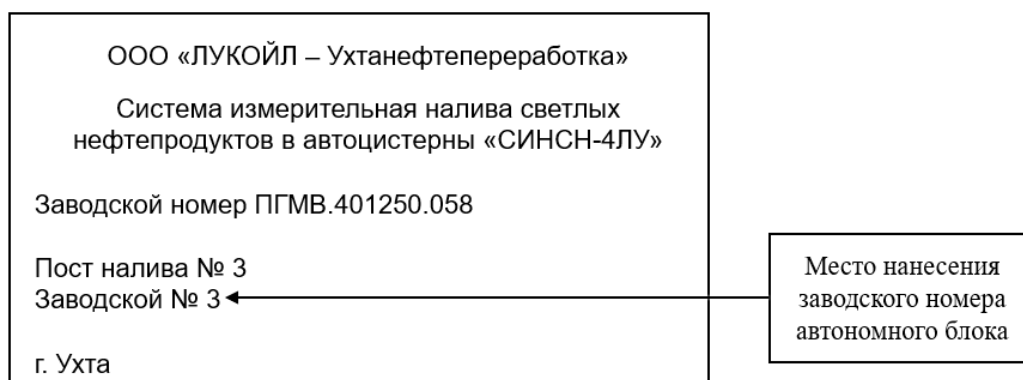


Рисунок 4 – Общий вид маркировочной таблички автономного блока СИКНП и место нанесения заводского номера автономного блока СИКНП

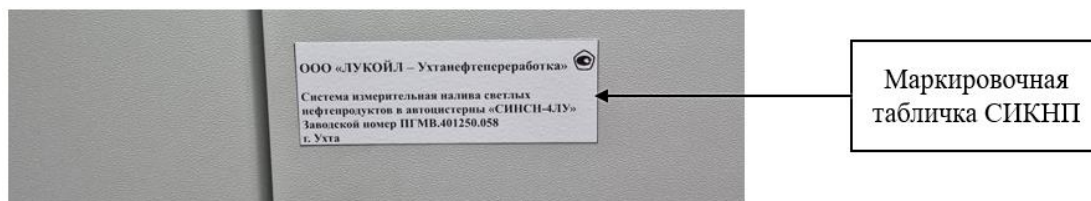


Рисунок 5 – Место установки маркировочной таблички СИКНП



Рисунок 6 – Место установки маркировочной таблички автономного блока СИКНП

Пломбирование фланцев счетчиков-расходомеров массовых осуществляется с помощью контрольной проволоки, проведенной через отверстия на болтах, расположенных на диаметрально противоположных фланцах счетчиков-расходомеров массовых, и пластмассовой (свинцовой) пломбы. Схема пломбировки фланцев счетчиков-расходомеров массовых приведена на рисунке 7.



Рисунок 7 – Схема пломбировки фланцев счетчиков-расходомеров массовых

Пломбирование ЭМИС-МАСС (рег. № 77657-20) или CMF 300 (рег. № 13425-06) (в зависимости от применяемого СИ в составе поста налива) осуществляется с помощью контрольной проволоки, проведенной через отверстия на передней крышке электронного блока, и пластмассовой (свинцовой) пломбы в соответствии с рисунками 8 и 9.



Рисунок 8 – Места пломбирования ЭМИС-МАСС 260

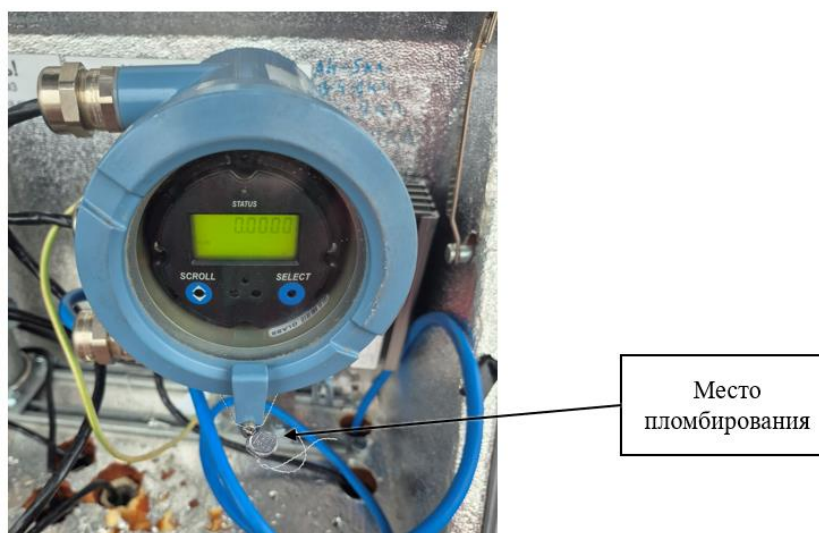


Рисунок 9 – Место пломбирования CMF 300

Знак поверки СИКНП наносится на пломбы в соответствии с рисунками 7 – 9.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКНП базируется на программном обеспечении системы измерительно-управляющей ExperionPKS. Программное обеспечение системы измерительно-управляющей ExperionPKS является встроенным и может быть модифицировано или загружено только при наличии соответствующих прав доступа.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ExperionPKS
Номер версии (идентификационный номер) ПО	R410.9
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	—

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Минимальная измеряемая доза отгружаемых нефтепродуктов, кг (дм ³)	1400 (2000)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы при дозировании отгружаемых нефтепродуктов, %	±0,25

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество постов налива нефтепродуктов	4
Способ налива нефтепродуктов	Верхний, через горловину автоцистерны
Измеряемая среда	Нефтепродукты: дизельное топливо, автомобильный бензин
Номинальный расход (производительность) отгружаемых нефтепродуктов, т/ч ¹⁾ , не более: - для дизельного топлива - для бензинов	55 30
Параметры электропитания: - напряжение, В - частота, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ 50 ± 1
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха в месте установки системы управления технологическим процессом, °С - температура в месте установки СИ, входящих в состав постов налива, °С - относительная влажность окружающей среды, % - атмосферное давление, кПа	от +5 до +40 от -49 до +40 до 97 от 84,0 до 106,7
¹⁾ Обеспечивается насосом и корректируется со станции оператора, исходя из протяженности и диаметра всасывающего и напорного трубопроводов, величины их гидравлического сопротивления, высоты расположения резервуаров.	

Знак утверждения типа

нанесен типографским способом на титульные листы руководства по эксплуатации и формуляра, а также на маркировочную табличку (в соответствии с рисунком 3).

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерительная налива светлых нефтепродуктов в автоцистерны «СИНСН-4ЛУ»	—	1
Руководство по эксплуатации	26611735.167.АТХ.ИЗ.02.М	1
Формуляр	ПГМВ.401250.058-ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Управление наливом на постах налива А1, А2, А3, А4» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26.09.2022 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» (часть 2)

ГОСТ Р 8.596–2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «ПРИЗ»

(ЗАО «ПРИЗ»)

Адрес: 107031, Москва, ул. Рождественка, 5/7, стр. 2

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» (аттестат аккредитации № 30004-08)

119361, Москва, ул. Озерная, 46

тел. 437-57-77, 437-56-66ф

E-mail: office@vniims.ru

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»

(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)

Юридический адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. 263

Адрес места осуществления деятельности: 142300, Московская обл., Чеховский р-н, г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2

Телефон: +7 (495) 108-69-50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314164

Регистрационный № 85573-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси
УПСВ «Бобровская» АО «Оренбургнефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ «Бобровская» АО «Оренбургнефть» (далее – СИКНС) предназначена для автоматизированных измерений массового расхода и массы нефтегазоводяной смеси, определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси (далее – НГВС).

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси с применением преобразователей массового расхода. Выходные электрические сигналы с преобразователей массового расхода поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефтегазоводяной смеси по реализованному в нем алгоритму. Масса балласта определяется расчетным путем с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли воды и массовой доли растворенного попутного нефтяного газа. Масса нетто нефтегазоводяной смеси определяется как разность массы нефтегазоводяной смеси и массы балласта.

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, скомплектованный из компонентов серийного отечественного и импортного производства. Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКНС эксплуатационными документами ее компонентов. СИКНС имеет заводской № 18030.

СИКНС состоит из:

- блока фильтров (рабочий и резервный фильтр);
- блока измерительных линий (одна рабочая и одна контрольно-резервная измерительные линии);
- входной и выходной коллекторы;
- блока измерений параметров нефтегазоводяной смеси;
- узла подключения передвижной поверочной установки;
- системы сбора, обработки информации и управления.

В состав СИКНС входят следующие средства измерений (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений):

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion CMF300 (№ 45115-16);
- датчики давления Метран-150, модель 150TG3 (№32854-13);
- датчик температуры Rosemount 644 (№63889-16) в составе: преобразователь измерительный Rosemount 644 (№56381-14), термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065 (№ 53211-13);

- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм2 (№14557-15);
- расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой OPTISONIC модель 3400 (№57762-14);
- комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей «ОКТОПУС-Л» (№43239-15) (далее – ИВК).

Вспомогательные устройства и технические средства:

- термометры и манометры для местной индикации и контроля температуры и давления;
- автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) оператора;
- пробоотборники автоматический и ручной по ГОСТ 2517;
- запорная и регулирующая арматура с устройствами контроля протечек.

Заводской номер СИКНС указан на фирменной табличке, которая крепится на рамную конструкцию СИКНС, методом лазерной гравировки. Формат нанесения заводского номера – цифровой. Нанесение знака поверки на СИКНС не предусмотрено.

Пломбирование СИКНС не предусмотрено.

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



Рисунок 1 – Общий вид СИКНС и место нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) СИКНС обеспечивает реализацию функций СИКНС. ПО СИКНС разделено на два структурных уровня – верхний и нижний.

К ПО верхнего уровня относится ПО автоматизированного рабочего места оператора – «ПЕТРОЛСОФТ (С)» (далее – АРМ оператора), выполняющее функции передачи данных с нижнего уровня, получения архивных данных, вычисления массы нефтегазоводяной смеси и массы нетто нефтегазоводяной нефти, отображения на станции оператора функциональных схем и технологических параметров объектов, приема и обработки управляющих команд оператора, формирования отчетных документов.

К нижнему уровню относится ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРUS-L») (далее – ИВК), обеспечивающее общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных и памятью, интерфейсами контроллера, проведением вычислительных операций, хранением калибровочных таблиц, передачей данных

на верхний уровень. К метрологически значимой части ПО нижнего уровня относится операционная система ИВК.

ПО СИКНС защищено от преднамеренных изменений с помощью специальных программных средств: реализованы система паролей доступа, авторизация пользователей, криптографические методы защиты. Уровень защиты ПО СИКНС «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические характеристики СИКНС нормированы с учетом влияния ПО.

Идентификационные данные ПО СИКНС представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО ИВК	ПО АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	SIKNS.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.15	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	5ED0C426	081AC2158C73492AD 0925DB1035A0E71
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	md5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Метрологические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефтегазоводяной смеси, т/ч	от 10 до 250
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении объемной доли воды в ней влагомером, %	±0,4
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при определении массовой доли воды в дегазированной нефти в аттестованной испытательной лаборатории:	
- в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси от 0 до 5 %	±0,51
- в диапазоне содержания объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси свыше 5 % до 10 %	±0,96

Таблица 3 – Основные технические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение
Изменяемая среда	нефтегазоводяная смесь
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая и 1 контрольно-резервная)
Диапазон температура измеряемой среды, °С	от +5 до +40
Объемная доля воды в НГВС, %, не более	10
Диапазон плотности пластовой воды при стандартных условиях, кг/м ³	от 1000 до 1300
Диапазон плотности НГВС, кг/м ³	от 800 до 950

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	5000
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,5
Содержание растворенного газа, м ³ /м ³ , не более	20
Содержание свободного газа, %	отсутствует
Режим работы СИКНС	непрерывный
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	
- минимальное	0,24
- рабочее	0,8
- максимально допустимое	3,5
Параметры электропитания	
- напряжение переменного тока, В	(380±38) трехфазное (220±22) однофазное
- частота питающей сети, Гц	50
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	от -43 до + 42
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на фирменной табличке СИКНС, расположенной на рамной конструкции СИКНС, методом лазерной гравировки. Место расположения фирменной таблички указано на рисунке 1.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ «Бобровская» АО «Оренбургнефть», заводской № 18030	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	П4-04 ИЭ-043 ЮЛ-412	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«ГСИ. Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений с применением системы измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси УПСВ «Бобровская» АО «Оренбургнефть» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2026.53549)

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 26.09.2022 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: РФ, 461040, Оренбургская обл., г. Бузулук, ул. Магистральная, д.2

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Метрология и Автоматизация»

(ООО «Метрология и Автоматизация»)

ИНН 6330013048

Адрес: 443013, Самарская обл., г. Самара, ул. Киевская, д. 5А

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»

(ООО ИК «СИБИНТЕК»)

Адрес: 446200, Самарская обл., г. Новокуйбышевск, ул. Научная, д. 3, стр. 6

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
№ RA.RU.312187 от 29 мая 2017 г.

в части вносимых изменений

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский
научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И. Менделеева»

(ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

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

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

Телефон (факс): (843) 272-70-62, (843) 272-00-32

Web-сайт: vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314555