

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 30 » _____ июня 2026 г. № _____ 1291

Регистрационный № 51756-12

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерительная количества нефтепродуктов УТН «ЭЛИН»
ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»**

Назначение средства измерений

Система измерительная количества нефтепродуктов УТН «ЭЛИН» ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» (далее – ИС) предназначена для измерений массы нефтепродуктов, находящихся в железнодорожных вагонах-цистернах (далее – вагон), с учетом корректировки на выталкивающую силу воздуха.

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на измерении, преобразовании и обработке системой обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам (далее – ИК) от первичных измерительных преобразователей (далее – ИП) массы, давления, температуры и вычислении массы нефтепродуктов, определяемой как разность массы груженых и массы порожних вагонов, измеренных прямым методом статических измерений взвешиванием на весах сцепленных вагонов с остановкой, с учетом корректировки на выталкивающую силу воздуха.

ИС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного производства.

К настоящему типу средства измерений относится ИС с заводским № 04.

ИС состоит из четырех устройств весоизмерительных 760DC в комплекте с восемью тензорезисторными датчиками и с весоизмерительным прибором IND780 (далее – IND780) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 20431-08) (далее – весы), четырех термометров сопротивления из платины и меди ТС (регистрационный номер 18131-09) модели ТС-1187Exd (тип Pt100) (далее – ТС-1187Exd), четырех преобразователей давления измерительных EJX (регистрационный номер 28456-09) модели EJX510A (далее – EJX510A), четырех преобразователей JUXTA VJ (регистрационный номер 40538-09) модели VJA7 (далее – VJA7), четырех преобразователей JUXTA VJ (регистрационный номер 40538-09) модели VJU7 (далее – VJU7), автоматизированного рабочего места (далее – АРМ) оператора на базе системы измерительно-управляющей Experion PKS (регистрационный номер 17339-12).

Масса груженых и порожних вагонов измеряется с помощью весов. Нескорректированная масса нефтепродуктов, отпускаемых в вагоны, определяется как разность массы груженого и массы порожнего вагона. Скорректированная масса нефтепродуктов вычисляется путем умножения нескорректированной массы нефтепродуктов на коэффициент, учитывающий выталкивающую силу воздуха, рассчитанный с учетом значений температуры и давления воздуха, измеренных ИС, и значения плотности нефтепродукта, импортируемой из лабораторной информационной системы ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» или внесенной оператором вручную на основании паспорта качества на партию нефтепродукта.

Состав ИК ИС приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав ИК ИС

Тип ИК	ИП	СОИ		
ИК массы	Весы			АРМ оператора
ИК температуры воздуха	ТС-1187Exd	VJU7	IND780	
ИК атмосферного давления	EJX510A	VJA7		

ИС обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы нефтепродуктов одновременно в четырех вагонах с учетом корректировки на действие выталкивающей силы воздуха, а также температуры и атмосферного давления окружающей среды в момент взвешивания груженных вагонов;
- автоматическое распознавание номеров и типов вагонов, прошедших через весы;
- автоматическое получение из лабораторной информационной системы предприятия значения плотности взвешиваемого груза при стандартных условиях, либо ручной ввод значения плотности при стандартных условиях на основании сведений паспорта качества;
- отображение (индикация) и регистрация результатов измерений;
- передача информации об измеренных и вычисленных параметрах на АРМ оператора;
- формирование, отображение и печать текущих отчетов (протоколов взвешивания);
- архивирование и хранение данных по операциям приема и отпуска нефтепродуктов;
- формирование журнала событий;
- защиту результатов измерений, системной информации и программных средств от несанкционированного доступа.

Заводской номер ИС № 04 нанесен типографским способом в паспорт ИС и на маркировочную табличку, закрепленную на двери шкафа СОИ.

Конструкция ИС не предусматривает нанесение знака поверки.

Пломбирование ИС не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) ИС обеспечивает реализацию функций ИС.

ПО ИС защищено от несанкционированного доступа. Метрологические характеристики ИС нормированы с учетом влияния ПО.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО ИС

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Excalibur
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.1.15
Цифровой идентификатор ПО	24CB3A
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массы нефтепродуктов, т	от 50 до 130
Диапазон измерений атмосферного давления, кПа	от 0 до 150
Диапазон измерений температуры воздуха, °С	от -50 до +50

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений ИК атмосферного давления, %	$\pm 0,96$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений ИК температуры воздуха, °С	$\pm 0,3$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений массы нефтепродуктов с учетом корректировки на выталкивающую силу воздуха СОИ, %	$\pm 0,001$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов при прямом методе статических измерений взвешивания на весах нерасцепленных вагонов с остановкой с учетом корректировки на выталкивающую силу воздуха, %	$\pm 1,0$

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Масса порожних вагонов, т	от 21 до 55
Максимальное количество вагонов в составе, шт.	20
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220^{+22}_{-33} 50^{+1}_{-1}
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды на открытой площадке, °С – температура окружающей среды в месте установки СОИ, °С – относительная влажность (без конденсации влаги), %, не более – атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 от +5 до +40 95 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта ИС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная количества нефтепродуктов УТН «ЭЛИН» ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»	—	1 шт.
Система измерительная количества нефтепродуктов УТН «ЭЛИН» ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка». Паспорт	—	1 экз.
Система измерительная количества нефтепродуктов УТН «ЭЛИН» ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка». Руководство по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений массы нефтепродуктов системой измерительной количества нефтепродуктов УТН «ЭЛИН» ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0904/1–185–РА.RU.311459–2024, регистрационный номер ФР.1.28.2024.48561.

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» (п. 6.3.3.2)

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»
(ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»)
ИНН 3448017919
Адрес: 400029, г. Волгоград, ул. 40 лет ВЛКСМ, д. 55
Тел.: (8442) 96-31-43

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФБУ «ЦСМ Татарстан». Регистрационный номер № 30065-09
Адрес: 420029, РФ, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, д.24
Тел.: (843) 279-59-64, факс (843) 279-56-35
E-mail: tatcsm@tatscm.ru

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «КЭР-Автоматика»
(ООО «КЭР-Автоматика»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Сибирский Тракт, д. 34Л,
помещ. 1022
Телефон: (843) 528-05-70
E-mail: office2@keravt.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314451

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» июня 2026 г. № 1291

Регистрационный № 61679-15

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпромнефть-МНПЗ» 2-я очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпромнефть-МНПЗ» 2-я очередь (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР» и каналобразующую аппаратуру.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков для ИК № 1-7 поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков для ИК № 8-29 поступает на входы сервера БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации и ее накопление, а также отображение информации по подключенным к серверу БД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

АРМ ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по сети Internet по протоколу ТСР/ІР отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – ОРЭМ).

АРМ субъекта ОРЭМ по сети Internet с использованием электронной подписи (ЭП) раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу ТСР/ІР отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени, которое синхронизировано с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам ГЛОНАСС.

УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени УССВ более чем на ± 1 с. УСПД обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСПД более чем на ± 1 с. Коррекция часов счетчиков для ИК № 1-7 проводится при расхождении часов счетчиков и времени УСПД более чем на ± 2 с. Коррекция часов счетчиков для ИК № 8-29 проводится при расхождении часов счетчиков и времени сервера БД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств.

Журналы событий сервера БД и УСПД отражают время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 252.1) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером БД в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Конструкция средств измерений исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД / УССВ		Основная относительная погрешность, %	Относительная погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 220 кВ Нефтезавод								
1	ПС 220 кВ Нефтезавод, ЗРУ-110 кВ, яч.ВЛ-110 кВ Нефтезавод-Красково I цепь, ВЛ-110 кВ Нефтезавод-Красково I цепь	VIS WI Кл. т. 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 37750-08	СРВ 123 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	RTU-327L Рег. № 41907-09 / УССВ-2 Рег. № 54074-21	активная	±0,6	±1,4
						реактивная	±1,3	±2,5
2	ПС 220 кВ Нефтезавод, ЗРУ-110 кВ, яч.ВЛ-110 кВ Нефтезавод-Красково II цепь, ВЛ-110 кВ Нефтезавод-Красково II цепь	VIS WI Кл. т. 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 37750-08	СРВ 123 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,6	±1,4
						реактивная	±1,3	±2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	ПС 220 кВ Нефтезавод, ЗРУ-110 кВ, яч.ВЛ-110 кВ ТЭЦ-22 - Нефтезавод I цепь, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-22 - Нефтезавод I цепь	VIS WI Кл. т. 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 37750-08	CPB 123 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	RTU-327L Рег. № 41907-09 / УССВ-2 Рег. № 54074-21	активная	±0,6	±1,4
						реактивная	±1,3	±2,5
4	ПС 220 кВ Нефтезавод, ЗРУ-110 кВ, яч.ВЛ-110 кВ ТЭЦ-22 - Нефтезавод II цепь, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-22 - Нефтезавод II цепь	VIS WI Кл. т. 0,2S КТТ. 1000/5 Рег. № 37750-08	CPB 123 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,6	±1,4
						реактивная	±1,3	±2,5
5	ПС 220 кВ Нефтезавод, ЗРУ-110 кВ, ОСШ 110 кВ, ОВ-110 кВ	VIS WI Кл. т. 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 37750-08	CPB 123 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,6	±1,4
						реактивная	±1,3	±2,5
ПС 220 кВ Капотня								
6	ПС 220 кВ Капотня, КРУЭ-220 кВ, яч.8, КЛ 220 кВ Чагино-Капотня №1	JK ELK CN14 Кл. т. 0,2S КТТ 600/1 Рег. № 41961-09	SU 252/B34 Кл. т. 0,2 КТН 220000:√3/100:√3 Рег. № 44734-10	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	RTU-327L Рег. № 41907-09 / УССВ-2 Рег. № 54074-21	активная	±0,6	±1,4
						реактивная	±1,3	±2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	ПС 220 кВ Капотня, КРУЭ-220 кВ, яч.3, КЛ 220 кВ Чагино-Капотня №2	JK ELK CN14 Кл. т. 0,2S КТТ 600/1 Рег. № 41961-09	SU 252/B34 Кл. т. 0,2 КТН 220000:√3/100:√3 Рег. № 44734-10	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	RTU-327L Рег. № 41907-09 / УССВ-2 Рег. № 54074-21	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,4 ±2,5
ПС 220 кВ Крекинг								
8	ПС 220 кВ Крекинг, ЗРУ-1 6 кВ, II сш 6 кВ, яч.212	AB12 Кл. т. 0,2S КТТ 1500/5 Рег. № 41566-09	4MR12 ZEK Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 61300-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	- / УССВ-2 Рег. № 54074-21	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,5 ±2,7
9	ПС 220 кВ Крекинг, ЗРУ-1 6 кВ, IV сш 6 кВ, яч.407	AB12 Кл. т. 0,2S КТТ 1500/5 Рег. № 41566-09	4MR12 ZEK Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 61300-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,5 ±2,7
10	ПС 220 кВ Крекинг, ЗРУ-1 6 кВ, III сш 6 кВ, яч.303	AB12 Кл. т. 0,2S КТТ 1500/5 Рег. № 41566-09	4MR12 ZEK Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 61300-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,5 ±2,7
11	ПС 220 кВ Крекинг, ЗРУ-1 6 кВ, I сш 6 кВ, яч.115	AB12 Кл. т. 0,2S КТТ 1500/5 Рег. № 41566-09	4MR12 ZEK Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 61300-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,5 ±2,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	ПС 220 кВ Крекинг, ЗРУ-2 6 кВ, V сш 6 кВ, яч.513	AB12 Кл. т. 0,2S КТТ 600/5 Рег. № 41566-09	4MR12 ZEK Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 61300-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	- / УССВ-2 Рег. № 54074-21	активная	±0,8	±1,5
						реактивная	±1,8	±2,7
13	ПС 220 кВ Крекинг, ЗРУ-2 6 кВ, VI сш 6 кВ, яч.611	AB12 Кл. т. 0,2S КТТ 200/5 Рег. № 41566-09	4MR12 ZEK Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 61300-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±1,5
						реактивная	±1,8	±2,7
14	ПС 220 кВ Крекинг, ЗРУ-2 6 кВ, VII сш 6 кВ, яч.711	AB12 Кл. т. 0,2S КТТ 600/5 Рег. № 41566-09	4MR12 ZEK Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 61300-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±1,5
						реактивная	±1,8	±2,7
15	ПС 220 кВ Крекинг, ЗРУ-2 6 кВ, VIII сш 6 кВ, яч.809	AB12 Кл. т. 0,2S КТТ 600/5 Рег. № 41566-09	4MR12 ZEK Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 61300-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±1,5
						реактивная	±1,8	±2,7
16	ПС 220 кВ Крекинг, ЗРУ-1 6 кВ, III сш 6 кВ, яч.311	AB12 Кл. т. 0,2S КТТ 200/5 Рег. № 41566-09	4MR12 ZEK Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 61300-15	ТЕ3000.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19		активная	±0,8	±1,5
						реактивная	±1,8	±2,7
ТП-119 6 кВ								
17	ТП-119 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 сек 0,4 кВ, яч.5, КЛ-0,4 кВ Рязанский нефтепровод ф.1	ТОП-0,66УЗ Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 15174-06	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	- / УССВ-2 Рег. № 54074-21	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
18	ТП-119 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 сек 0,4 кВ, яч.18, КЛ-0,4 кВ Рязанский нефтепровод ф.2	ТОП-0,66УЗ Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 15174-06	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ВРУ-0,4 кВ ЦТП ПАО МОЭК								
19	ВРУ-0,4 кВ ЦТП, Ввод 1 0,4 кВ	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 67928-17	—	НАРТИС-И300 W131-A5SR1-230-5- 10A-TN-RS485-P1- EHLMOQ1V3Z/1-D Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 86200-22	- / УССВ-2 Рег. № 54074-21	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
20	ВРУ-0,4 кВ ЦТП, Ввод 2 0,4 кВ	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 67928-17	—	НАРТИС-И300 W131-A5SR1-230-5- 10A-TN-RS485-P1- EHLMOQ1V3Z/1-D Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 86200-22	- / УССВ-2 Рег. № 54074-21	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
ТП-3 6 кВ ГСК «Нефтяник»								
21	ТП-3 6 кВ, РЩ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, QF1, КЛ-0,4 кВ в сторону ШР-1	ТТИ-30 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 28139-12	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	- / УССВ-2 Рег. № 54074-21	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
22	ТП-3 6 кВ, РЩ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, QF2, КЛ-0,4 кВ в сторону ШР-4	ТТИ-30 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 28139-12	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
23	ТП-3 6 кВ, РЩ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, QF3, КЛ-0,4 кВ в сторону ШР-6	ТТИ-30 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 28139-12	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ВРУ-0,4 кВ ООО ВАРС								
24	ВРУ-0,4 кВ №1 ООО ВАРС, Ввод 1 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 КТТ 250/5 Рег. № 52667-13	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	- / УССВ-2 Рег. № 54074-21	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
25	ВРУ-0,4 кВ №1 ООО ВАРС, Ввод 2 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 КТТ 250/5 Рег. № 52667-13	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
26	ВРУ-0,4 кВ №2 ООО ВАРС, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 52667-13	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
ТП-202, ПР-0,4 кВ								
27	ПР-1 0,4 кВ, сек 0,4 кВ, Q1, КЛ-0,4 кВ Ввод №1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 КТТ 75/5 Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	- / УССВ-2 Рег. № 54074-21	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
28	ПР-2 0,4 кВ, сек 0,4 кВ, Q1, КЛ-0,4 кВ Ввод №2	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 КТТ 75/5 Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП-115, 2ЩСУ-0,4 кВ								
29	2ЩСУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ТНВВ	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 52667-13	—	ТЕ3000.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19	- / УССВ-2 Рег. № 54074-21	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU), с							±5	
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8_{\text{инд}}$, $I=0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК №№ 1-16 от 0 до +40°C. 4. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8_{\text{инд}}$, $I=0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК №№ 17-29 от -40 до +60°C. 5. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде. 6. 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 (Правообладатель) АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 7. Допускается замена УССВ, УСПД на аналогичные утвержденных типов, с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. 8. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 9. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	29
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, для ИК № 1-16, °C: - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, для ИК № 17-29, °C: - температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C: - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C: - температура окружающей среды в месте расположения сервера БД, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{смк} от 49,5 до 50,5 от -10 до +40 от 0 до +40 от -40 до +60 от -10 до +55 от -20 до +50 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.03М.16 (рег. № 36697-08) - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.03М.16 (рег. № 36697-12) - для счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.16 (рег. № 46634-11) - для счетчиков ТЕ3000.02 (рег. № 77036-19) - для счетчиков НАРТИС-И300 W131-A5SR1-230-5-10A-TN-RS485-P1-ENLMOQ1V3Z/1-D (рег. № 86200-22) - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 165000 165000 220000 320000 2 74500 2

Продолжение таблицы 3

1	2
УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч	100000 2
Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, год, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений, год, не менее	113 40 45 10 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	VIS WI	15
Трансформатор тока	AB12	27
Трансформатор тока	JK ELK CN14	6
Трансформатор тока	ТОП-0,66УЗ	6
Трансформатор тока	T-0,66 УЗ	24
Трансформатор тока	ТТИ-30	9
Трансформатор напряжения	SU 252/B34	6
Трансформатор напряжения	CPB 123	5
Трансформатор напряжения	4MR12 ZEK	27
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	13
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.16	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.16	10
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ТЕ3000.02	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ТЕ3000.05	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	НАРТИС-ИЗ300	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327L	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1077 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпромнефть-МНПЗ» 2-я очередь, аттестованной ООО «ПИКА» г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.315181.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»

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

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

(ФГУП «ВНИИМС»)

ИНН 7736042404

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

Телефон: 8 (495) 437-55-77

Факс: 8 (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации № 30004-13

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Проектный институт комплексной автоматизации»

(ООО «ПИКА»)

ИНН 3328009874

Адрес: 600016, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Большая Нижегородская, д. 81, каб. 307

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314709

Регистрационный № 77769-20

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества нефтепродукта – мазута топочного с АО «АНХК» в АО «АЗП»

Назначение средства измерений

Система измерений количества нефтепродукта – мазута топочного с АО «АНХК» в АО «АЗП» (далее - система) предназначена для измерений массового расхода (массы), температуры и избыточного давления мазута топочного.

Описание средства измерений

Принцип действия системы заключается в непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM (регистрационный № 27611-14) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам (далее - ИК) от первичных и промежуточных измерительных преобразователей (далее - ИП) и реализует прямой метод динамических измерений массы нефтепродуктов с применением расходомеров массовых.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированный для конкретного объекта из компонентов серийного изготовления. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией системы и эксплуатационными документами ее компонентов.

Система осуществляет измерение массового расхода (массы), температуры и давления следующим образом:

Расходомер-счетчик массовый кориолисовый ROTAMASS модели RC с с первичным преобразователем расхода модификации Giga модели RCUG1FS (регистрационный № 75394-19) преобразует текущие значения массового расхода мазута топочного в цифровой сигнал (протокол HART) который поступает на вход модуля NFAI143 контроллера STARDOM FCN-RTU из состава комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM.

Термопреобразователь сопротивления серии TR модификации TR12-B (регистрационный № 71870-18) с преобразователем вторичным серии Т модификации T32.1S (регистрационный № 68058-17) и преобразователь (датчик) давления измерительный EJ* модели EJX530A (регистрационный № 59868-15) преобразуют текущие значения температуры и избыточного давления в аналоговые унифицированные электрические сигналы силы постоянного тока (от 4 до 20 мА), которые поступают на входы преобразователя измерительного серии MTL5500 модели 5544 (регистрационный № 39587-14). Аналоговые унифицированные электрические сигналы силы постоянного тока (от 4 до 20 мА) от преобразователя измерительного серии MTL5500 модели 5544 поступают на входы модуля аналоговых входов NFAI143 контроллера STARDOM FCN-RTU из состава комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM.

Контроллеры STARDOM FCN-RTU выполняют преобразование выходных сигналов

ИП в значения массового расхода, температуры и избыточного давления. Полученные значения физических величин отображаются на мнемосхемах монитора станции оператора в виде числовых значений, текстов, гистограмм, трендов.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерение температуры, давления, массового расхода мазута топочного;
- вычисление массы перекаченного мазута топочного за заданный период времени (час, сутки, месяц, год);
- индикация, регистрация, хранение и передача в общезаводскую сеть (MES) текущих, средних и интегральных значений измеряемых и вычисляемых параметров;
- формирование на основе архивных данных установленных форм отчетных документов;
- контроль и индикация предельных значений измеряемых параметров;
- защита системной информации от несанкционированного доступа программными средствами (введением паролей доступа).

Пломбирование системы не предусмотрено. Для исключения возможности непреднамеренных и преднамеренных изменений измерительной информации, средства измерений, входящие в состав системы, пломбируются в соответствии с требованиями, изложенными в их описаниях типа.

Нанесение знака поверки на систему не предусмотрено.

Заводской номер системы в буквенно-цифровом формате № 011.000.000-АТХ-ТТ-001 нанесен методом лазерной печати на этикетку, расположенную на приборном шкафу из состава системы и указан в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) системы, обеспечивающее реализацию функций системы, состоит из ПО комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM и рабочей станции оператора.

ПО рабочей станции оператора осуществляет отображение технологических параметров процесса, состояние технологического оборудования и запорно-регулирующей арматуры в виде таблиц и мнемосхем, ведение архивов.

Метрологически значимым является встроенное программное обеспечение комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM.

В комплексе измерительно-вычислительном и управляющем STARDOM установлено прикладное модульное ПО: «Комплекс программно-технических средств вычислений расхода жидкостей и газов на базе комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM» (далее – КПТС «Stardom-Flow»).

Встроенное ПО размещается в энергонезависимой памяти контроллеров и недоступно для считывания и модификации в процессе эксплуатации. Идентификационные признаки встроенного ПО в соответствии с описанием типа комплексов измерительно-вычислительных и управляющих STARDOM приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного системного ПО контроллера

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	STARDOM (FCN)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Версия операционной системы (OS Revision) и загрузочного ПЗУ (BootROM Revision) не ниже R3.01.00; версия среды исполнения Java (JEROS Revision) не ниже JRS: R2.01.00
Цифровой идентификатор ПО	—

Идентификационные признаки встроенного прикладного ПО КПТС «Stardom-Flow» приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО КПТС «Stardom-Flow»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	КПТС «Stardom-Flow»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	–
Цифровой идентификатор ПО	Модуль расчёта расхода при применении массовых преобразователей расхода 0xE8FC (59644) ¹⁾
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16
Примечание: ¹⁾ в скобках цифровой идентификатор ПО приведен в десятичном формате	

Защита модулей ПО КПТС «Stardom-Flow» от несанкционированного доступа и изменений случайного характера осуществляется встроенным в операционную систему комплекса измерительно-вычислительных и управляющего STARDOM механизмом защиты. Операционная система комплекса измерительно-вычислительных и управляющего STARDOM является «закрытой» системой и загружается индивидуально во внутреннюю flash-память с индивидуальной системной лицензией.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Влияние встроенного программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, кг/ч	от 8670 до 60000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода (массы), %	±0,25
Диапазон измерений температуры, °C	от 0 до 150
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	±1,0
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 2,5
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений избыточного давления, %	±0,3

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	Мазут топочный
Температура измеряемой среды, °C	от +30 до +150
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	от 0,02 до 1,6

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С: • в местах размещения первичного преобразователя расхода и термопреобразователя сопротивления • в местах размещения преобразователя давления и вторичного преобразователя расхода (в термочехлах) • в месте размещения оборудования комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM и рабочей станции оператора - атмосферное давление, кПа - относительная влажность воздуха, %	от -50 до +37 от 0 до +40 от +20 до +25 от 84 до 106,7 не более 90, без конденсации влаги
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 198 до 242 50±1

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества нефтепродукта – мазута топочного с АО «АНХК» в АО «АЗП» заводской № 011.000.000-АТХ-ТТ-001	YRU.C173443.01	1 шт.
Паспорт-формуляр	YRU.C173443.01.ПФ	1 экз.
Комплект эксплуатационных документов на комплектующие изделия, входящие в состав системы	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса мазута. Методика измерений с использованием системы измерений количества нефтепродукта – мазута топочного с АО «АНХК» в АО «АЗП», аттестованной Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311735. Свидетельство об аттестации № 1348-RA.RU.311735-2026.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 года № 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»

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 января 2026 года № 147 «Об утверждении Государственного первичного эталона единицы

температуры - кельвина в диапазоне от 0,3 до 273,16 К и Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»

Постановление Правительства РФ от 16.11.2020 №1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» п. 6.3.1

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Йокогава Электрик СНГ»

(ООО «Йокогава Электрик СНГ»)

ИНН 7703152232

Адрес: 129090, г. Москва, Грохольский пер., д.13, стр.2

Телефон: +7 (495) 7377868, факс: +7 (495) 737-78-69

E-mail: info@ru.yokogawa.com

Испытательный центр

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений»

(Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, 4

Юридический адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, пгт. Менделеево, промзона ФГУП ВНИИФТРИ, к. 11

Телефон: +7 (383) 210-08-14, факс: +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц:
RA.RU.310556

Регистрационный № 77767-20

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества нефтепродукта – фракции С9 с АО «АЗП» на АО «АНХК»

Назначение средства измерений

Система измерений количества нефтепродукта – фракции С9 с АО «АЗП» на АО «АНХК» (далее - система) предназначена для измерений массового расхода (массы), температуры и избыточного давления фракции С9.

Описание средства измерений

Принцип действия системы заключается в непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM (регистрационный № 27611-14) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам (далее - ИК) от первичных и промежуточных измерительных преобразователей (далее - ИП) и реализует прямой метод динамических измерений массы нефтепродуктов с применением расходомеров массовых.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированный для конкретного объекта из компонентов серийного изготовления. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией системы и эксплуатационными документами ее компонентов.

Система осуществляет измерение массового расхода (массы), температуры и давления следующим образом:

Расходомер-счетчик массовый кориолисовый ROTAMASS модели RC с первичным преобразователем расхода модификации Supreme модели RCUS36S (регистрационный № 75394-19) преобразует текущие значения массового расхода фракции С9 в цифровой сигнал (протокол HART) который поступает на вход модуля NFAI143 контроллера STARDOM FCN-RTU из состава комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM.

Термопреобразователь сопротивления серии TR модификации TR12-B (регистрационный № 71870-18) с преобразователем вторичным серии Т модификации T32.1S (регистрационный № 68058-17) и преобразователь (датчик) давления измерительный EJ* модели EJX530A (регистрационный № 59868-15) преобразуют текущие значения температуры и избыточного давления в аналоговые унифицированные электрические сигналы силы постоянного тока (от 4 до 20 мА), которые поступают на входы преобразователя измерительного серии MTL5500 модели 5544 (регистрационный № 39587-14). Аналоговые унифицированные электрические сигналы силы постоянного тока (от 4 до 20 мА) от преобразователя измерительного серии MTL5500 модели 5544 поступают на входы модуля аналоговых входов NFAI143 контроллера STARDOM FCN-RTU из состава комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM.

Контроллеры STARDOM FCN-RTU выполняют преобразование выходных сигналов

ИП в значения массового расхода, температуры и избыточного давления. Полученные значения физических величин отображаются на мнемосхемах монитора станции оператора в виде числовых значений, текстов, гистограмм, трендов.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерение температуры, давления, массового расхода фракции С9;
- вычисление массы перекаченной фракции С9 за заданный период времени (час, сутки, месяц, год);
- индикация, регистрация, хранение и передача в общезаводскую сеть (MES) текущих, средних и интегральных значений измеряемых и вычисляемых параметров;
- формирование на основе архивных данных установленных форм отчетных документов;
- контроль и индикация предельных значений измеряемых параметров;
- защита системной информации от несанкционированного доступа программными средствами (введением паролей доступа).

Пломбирование системы не предусмотрено. Для исключения возможности непреднамеренных и преднамеренных изменений измерительной информации, средства измерений, входящие в состав системы, пломбируются в соответствии с требованиями, изложенными в их описаниях типа.

Нанесение знака поверки на систему не предусмотрено.

Заводской номер системы в буквенно-цифровом формате № 013.000.000-АТХ-ТТ-001 нанесен методом лазерной печати на этикетку, расположенную на приборном шкафу из состава системы и указан в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) системы, обеспечивающее реализацию функций системы, состоит из ПО комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM и рабочей станции оператора.

ПО рабочей станции оператора осуществляет отображение технологических параметров процесса, состояние технологического оборудования и запорно-регулирующей арматуры в виде таблиц и мнемосхем, ведение архивов.

Метрологически значимым является встроенное программное обеспечение комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM.

В комплексе измерительно-вычислительном и управляющем STARDOM установлено прикладное модульное ПО: «Комплекс программно-технических средств вычислений расхода жидкостей и газов на базе комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM» (далее – КПТС «Stardom-Flow»).

Встроенное ПО размещается в энергонезависимой памяти контроллеров и недоступно для считывания и модификации в процессе эксплуатации. Идентификационные признаки встроенного ПО в соответствии с описанием типа комплексов измерительно-вычислительных и управляющих STARDOM приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного системного ПО контроллера

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	STARDOM (FCN)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Версия операционной системы (OS Revision) и загрузочного ПЗУ (BootROM Revision) не ниже R3.01.00; версия среды исполнения Java (JEROS Revision) не ниже JRS: R2.01.00
Цифровой идентификатор ПО	—

Идентификационные признаки встроенного прикладного ПО КИТС «Stardom-Flow» приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО КИТС «Stardom-Flow»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	КИТС «Stardom-Flow»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	—
Цифровой идентификатор ПО	Модуль расчёта расхода при применении массовых преобразователей расхода 0xE8FC (59644) ¹⁾
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16
Примечание: ¹⁾ в скобках цифровой идентификатор ПО приведен в десятичном формате	

Защита модулей ПО КИТС «Stardom-Flow» от несанкционированного доступа и изменений случайного характера осуществляется встроенным в операционную систему комплекса измерительно-вычислительных и управляющего STARDOM механизмом защиты. Операционная система комплекса измерительно-вычислительных и управляющего STARDOM является «закрытой» системой и загружается индивидуально во внутреннюю flash-память с индивидуальной системной лицензией.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Влияние встроенного программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, кг/ч	от 272 до 10000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода (массы), %	±0,25
Диапазон измерений температуры, °C	от 0 до 120
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	±1,0
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений избыточного давления, %	±0,3

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	Фракция С9
Температура измеряемой среды, °C	от +5 до +60
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	от 0,05 до 1,0

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С: – в местах размещения первичного преобразователя расхода и термопреобразователя сопротивления – в местах размещения преобразователя давления и вторичного преобразователя расхода (в термочехлах)	от -50 до +37 от 0 до +40
– в месте размещения оборудования комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM и рабочей станции оператора - атмосферное давление, кПа - относительная влажность воздуха, %	от +20 до +25 от 84 до 106,7 не более 90, без конденсации влаги
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 198 до 242 50±1

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества нефтепродукта – фракции С9 с АО «АЗП» на АО «АНХК», заводской № 013.000.000-АТХ-ТТ-001	YRU.C173443.03	1 шт.
Паспорт-формуляр	YRU.C173443.03.ПФ	1 экз.
Комплект эксплуатационных документов на комплектующие изделия, входящие в состав системы	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса фракции С9. Методика измерений с использованием системы измерений количества нефтепродукта – фракции С9 с АО «АЗП» на АО «АНХК», аттестованной Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311735. Свидетельство об аттестации №1349-RA.RU.311735-2026.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 года № 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»

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 января 2026 года № 147 «Об утверждении Государственного первичного эталона единицы температуры - кельвина в диапазоне от 0,3 до 273,16 К и Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»

Постановление Правительства РФ от 16.11.2020 №1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» п. 6.3.1

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Иокогава Электрик СНГ»

(ООО «Иокогава Электрик СНГ»)

ИНН 7703152232

Адрес: 129090, г. Москва, Грохольский пер., д.13, стр.2

Телефон: +7 (495) 7377868, факс: +7 (495) 737-78-69

E-mail: info@ru.yokogawa.com

Испытательный центр

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений»

Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, 4

Юридический адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, пгт. Менделеево, промзона ФГУП ВНИИФТРИ, к. 11

Телефон: +7 (383) 210-08-14, факс: +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц:
RA.RU.310556

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 30 » июня 2026 г. № 1291

Регистрационный № 60051-15

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа, передаваемого в магистральный газопровод «Вуктыл-Печора» ООО «Газпром трансгаз Ухта» из газопровода «Уса-Печора» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа, передаваемого в магистральный газопровод «Вуктыл-Печора» ООО «Газпром трансгаз Ухта» из газопровода «Уса-Печора» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (далее – СИКГ) предназначена для измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа (далее – газ), приведенных к стандартным условиям (температура плюс 20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа).

Описание средства измерений

Принцип действия СИКГ заключается в непрерывном измерении, преобразовании и обработке входных сигналов, поступающих от преобразователей объемного расхода (объема), абсолютного давления, температуры и хроматографа газового. При помощи системы обработки информации (далее – СОИ) автоматически рассчитывается коэффициент сжимаемости газа и плотность газа при стандартных условиях в соответствии с ГСССД МР 113–03. Далее автоматически выполняется расчет объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, на основе измеренных объемного расхода (объема) при рабочих условиях, абсолютного давления, температуры газа и рассчитанного коэффициента сжимаемости газа.

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

К настоящему типу средства измерений (далее – СИ) относится СИКГ с заводским № 1853-14.

В состав СИКГ входят:

- блок измерительных линий, состоящий из двух рабочих и резервной измерительных линий (далее – ИЛ) DN 250;
- блок измерений показателей качества газа (далее – БИК);
- система отбора проб;
- СОИ.

На каждой ИЛ СИКГ установлены следующие основные СИ:

- преобразователи расхода газа ультразвуковые SeniorSonic с электронными модулями серии Mark (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 43212-09);

- преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационный номер 14061-10) модели 3051TA;

- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (регистрационный номер 22257-11);

- преобразователи измерительные 3144P (регистрационный номер 14683-09).

В состав БИК СИКГ входят следующие СИ:

- хроматограф газовый промышленный Analyzer (модели 700) (регистрационный номер 31188-06);

- анализаторы точек росы интерференционные «КОНГ-Прима-10» (регистрационный номер 28228-10);

- газоанализатор серии 9xx модели 933 (регистрационный номер 15678-12).

В состав СОИ СИКГ входят следующие СИ:

- преобразователи измерительные тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К (регистрационный номер 22153-08) модуль KFD2-STC4-Ex1.20;

- комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (регистрационный номер 52866-13) (далее – ИВК).

Состав и технологическая схема СИКГ обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение объемного расхода газа при рабочих условиях для каждой ИЛ и СИКГ в целом, а также абсолютного давления и температуры газа для каждой ИЛ;

- автоматическое вычисление объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, для каждой ИЛ и СИКГ в целом;

- автоматическое измерение компонентного состава газа, температуру точки росы по воде и температуру точки росы по углеводородам;

- вычисление физических свойств газа;

- ввод условно-постоянных параметров компонентного состава газа в ИВК;

- отображение (индикация) и регистрация результатов измерений;

- формирование и хранение архивов об измеренных и вычисленных параметрах;

- передача информации об измеренных и вычисленных параметрах на верхний уровень;

- защиту системной информации от несанкционированного доступа.

Заводской номер в виде цифрового обозначения нанесен типографским способом на титульный лист паспорта СИКГ, а также методом шелкографии на маркировочную табличку, закрепленную на блок-боксе СИКГ.

Конструкция СИКГ не предусматривает нанесение знака поверки.

Пломбирование СИКГ не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) обеспечивает реализацию функций СИКГ.

Защита ПО СИКГ от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем аутентификации (введением пароля), ограничением свободного доступа к цифровым интерфейсам связи, идентификации: отображения на информационном дисплее СИКГ структуры идентификационных данных, содержащей наименование, номер версии и цифровой идентификатор ПО.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКГ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0
Цифровой идентификатор ПО	4069091340
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, по каждой из двух рабочих или резервной ИЛ, м ³ /ч	от 1517,2 до 100000,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, %	±0,8

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Объемный расход газа в рабочих условиях по каждой из двух рабочих или резервной ИЛ, м ³ /ч	от 219 до 4542
Абсолютное давление газа, МПа	от 0,7 до 1,9
Температура газа, °С	от -10 до +25
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды: а) в месте установки СИКГ, °С б) в блок-боксе СИКГ, °С – относительная влажность (без конденсации влаги), %, не более – атмосферное давление, кПа	от -55 до +35 от +15 до +25 95 от 84,0 до 106,7
Примечание – Относительная влажность и атмосферное давление в месте установки СИКГ должны соответствовать условиям эксплуатации, приведенным в описаниях типа и (или) эксплуатационных документах данных СИ.	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта СИКГ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность СИКГ

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа, передаваемого в магистральный газопровод «Вуктыл-Печора» ООО «Газпром трансгаз Ухта» из газопровода «Уса-Печора» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и объем свободного нефтяного газа. Методика измерений системой измерений количества и параметров свободного нефтяного газа, передаваемого в магистральный газопровод «Вуктыл-Печора» ООО «Газпром трансгаз Ухта» из газопровода «Уса-Печора» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 2811/1–131–RA.RU.311459–2025, регистрационный номер ФР.1.29.2025.53027.

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» (перечень, пункт 6.6)

Приказ Росстандарта от 11 мая 2022 г. № 1133 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»

Изготовитель

ЗАО НИЦ «ИНКОМСИСТЕМ»

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Пионерская, 17

Телефон: (843) 212-50-10

Факс: (843) 212-50-20

Web-сайт: <http://incomsystem.ru>

E-mail: mail@incomsystem.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ ООО «Метрологический центр СТП»

Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5

Телефон: (843) 214-20-98

Факс: (843) 227-40-10

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ООО «Метрологический центр СТП» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30151-11 от 01.10.2011 г.

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»

(ООО ЦМ «СТП»)

Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, офис 7

Телефон: (843) 214-20-98

Факс: (843) 227-40-10

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229