

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 24 » _____ мая 2024 г. № 1266

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

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистраци- онный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методик поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Заявитель	Юридическое лицо, выдавшее заключение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Микрометры торговой марки «Калиброн» с отсчетом по шкалам стебля и барабана и с цифровым отсчетным устройством	-	-	77303-20	-	-	МП 203-65-2019	-	Акционерное общество Торговый дом «Калиброн» (АО ТД «Калиброн»), г. Москва	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва
2.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» КС «Славянская», КС «Дивенская», КС «Волховская», КС «Пикалёвская»	-	13.001-2022	86376-22	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»), г. Оренбург	-	МП-422-RA.RU.310556-2022	-	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»), г. Оренбург	Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ», г. Новосибирск

3.	Газоанализаторы	СЕНС СГ-А3	-	88210-23	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «СЕНСОР» (ООО НПП «СЕНСОР»), Пензенская обл., г. Заречный	-	МП 205-18-2022	-	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «СЕНСОР» (ООО НПП «СЕНСОР»), Пензенская обл., г. Заречный	ФБУ «Пензенский ЦСМ», г. Пенза
4.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 940	-	940	91317-24	Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть - Порт Приморск» (ООО «Транснефть - Порт Приморск»), Ленинградская обл., Выборгский р-н, пр-д Портовый (Приморская тер.)	-	МП-0025-ТНМ-2023 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 940. Методика поверки»	-	Акционерное общество «Транснефть – Автоматизация и Метрология» (АО «Транснефть - Автоматизация и Метрология»), г. Москва	АО «Транснефть - Автоматизация и Метрология», г. Москва

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» мая 2024 г. № 1266

Регистрационный № 86376-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» КС «Славянская», КС «Дивенская», КС «Волховская», КС «Пикалёвская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» КС «Славянская», КС «Дивенская», КС «Волховская», КС «Пикалёвская» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения. ИВК включает в себя специализированное программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», сервер синхронизации времени, каналобразующую аппаратуру, серверы баз данных (БД) и автоматизированные рабочие места (АРМ) ООО «Газпром энерго» и АО «Газпром энергосбыт».

ИИК, ИВК, технические средства приема-передачи данных и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей 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, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 минут;
- средняя на интервале времени 30 минут активная и реактивная электрическая

мощность.

ИБК обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- формирование отчетных документов;
- ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИБК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- ведение журнала событий ИБК;
- синхронизацию времени в сервере БД с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергии;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий;
- дистанционный доступ к компонентам АИИС КУЭ.

ИБК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между ИБК, АРМ, информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется следующим образом:

- посредством локальной вычислительной сети для передачи данных от сервера БД на АРМ;
 - посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД на АРМ;
 - посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД или АРМ во внешние системы;
- Информация о средствах измерения, при необходимости, передается в виде электронного документа XML в формате 80030.

Электронные документы XML заверяются электронно-цифровой подписью на АРМ и/или сервере БД

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485, телефонной линии и модемов SHDSL для передачи данных от счетчиков до ИБК;
- посредством спутникового канала связи (основной канал) и телефонных каналов ТЧ связи, сети сотовой связи GSM каналов (резервные каналы) для передачи данных от уровня ИИК до уровня ИБК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;

- посредством наземного канала связи Е1 для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы и с сервера баз данных на АРМ (основной канал);
- посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы и с сервера баз данных на АРМ (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя сервер синхронизации времени, часы Сервера БД и счетчиков. Сервер БД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени. Синхронизация часов Сервера БД с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на ± 1 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов Сервера БД осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раза в сутки). Корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов Сервера БД ± 1 с.

Журналы событий счетчика 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. Заводской номер 13.001-2022 наносится типографским способом в формуляр и на информационную табличку корпуса сервера БД методом шелкографии.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	КС «Славянская», ЗРУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч. 9, Ввод №1	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	ССВ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
2	КС «Славянская», ЗРУ-10 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТС Кл.т. 0,5 Ктт = 250/5 Рег. № 26100-03	Не используется	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
3	КС «Славянская», ЗРУ-10 кВ, 2СШ 10 кВ, яч. 26, Ввод №2	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
4	КС «Славянская», ЗРУ-10 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТС Кл.т. 0,5 Ктт = 250/5 Рег. № 26100-03	Не используется	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
5	КС «Дивенская», ЗРУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч. 13 Ввод №1	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 500/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
6	КС «Дивенская», ЗРУ-10 кВ, 2СШ 10 кВ, яч. 14 Ввод №2	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 500/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
7	КС «Волховская», ЗРУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч. 5 Ввод №1	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
8	КС «Волховская», ЗРУ-10 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТС Кл.т. 0,5 Ктт = 250/5 Рег. № 26100-03	Не используется	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
9	КС «Волховская», ЗРУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч. 6, Ввод №2	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	ССВ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД

10	КС «Волховская», ЗРУ-10 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТС Кл.т. 0,5 Ктт = 250/5 Рег. № 26100-03	Не используется	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11
11	КС «Пикалёвская», ЗРУ-10 кВ КЦ-4, 1СШ 10 кВ, яч.5, Ввод №1	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 400/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн = $10000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19
12	КС «Пикалёвская», ЗРУ-10 кВ КЦ-4, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТС Кл.т. 0,5 Ктт = 250/5 Рег. № 26100-03	Не используется	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19
13	КС «Пикалёвская», ЗРУ-10 кВ КЦ-4, 2СШ 10 кВ, яч.24, Ввод №2	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 400/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн = $10000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11
14	КС «Пикалёвская», ЗРУ-10 кВ КЦ-4, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТС Кл.т. 0,5 Ктт = 250/5 Рег. № 26100-03	Не используется	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19

Примечания:

1. 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 таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.
2. Допускается замена сервера БД АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО) и сервера синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{w_o}^A \%$	$\delta_{w_o}^P \%$	$\delta_{w_o}^A \%$	$\delta_{w_o}^P \%$	$\delta_{w_o}^A \%$	$\delta_{w_o}^P \%$	$\delta_{w_o}^A \%$	$\delta_{w_o}^P \%$
1, 3, 5, 6, 7, 9, 11, 13	0,50	±2,1	±1,6	±1,7	±1,4	±1,4	±1,0	±1,4	±1,0
	0,80	±1,3	±2,0	±1,1	±1,7	±0,9	±1,3	±0,9	±1,3
	0,87	±1,3	±2,3	±1,0	±1,9	±0,8	±1,5	±0,8	±1,5
	1,00	±1,0	-	±0,8	-	±0,7	-	±0,7	-
2, 4, 8, 10, 12, 14	0,50	-	-	±5,4	±2,9	±2,7	±1,6	±1,9	±1,3
	0,80	-	-	±2,9	±4,5	±1,5	±2,4	±1,1	±1,8
	0,87	-	-	±2,6	±5,5	±1,3	±2,8	±1,0	±2,1
	1,00	-	-	±1,7	-	±1,0	-	±0,8	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_w^A \%$	$\delta_w^P \%$	$\delta_w^A \%$	$\delta_w^P \%$	$\delta_w^A \%$	$\delta_w^P \%$	$\delta_w^A \%$	$\delta_w^P \%$
1, 3, 5, 6, 7, 9, 11, 13	0,50	±2,2	±2,1	±1,7	±1,9	±1,5	±1,7	±1,5	±1,7
	0,80	±1,5	±2,4	±1,2	±2,2	±1,1	±1,9	±1,1	±1,9
	0,87	±1,4	±2,7	±1,2	±2,3	±1,0	±2,1	±1,0	±2,1
	1,00	±1,2	-	±0,8	-	±0,8	-	±0,8	-
2, 4, 8, 10, 12, 14	0,50	-	-	±5,5	±3,9	±3,0	±3,1	±2,3	±3,0
	0,80	-	-	±3,2	±5,2	±2,0	±3,6	±1,8	±3,2
	0,87	-	-	±2,9	±6,1	±1,9	±3,9	±1,7	±3,4
	1,00	-	-	±1,9	-	±1,3	-	±1,1	-

Примечание к таблицам 3 и 4:

Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;

I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;

I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;

$I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;

$\delta_{w_o}^A$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

$\delta_{w_o}^P$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;

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

δ_w^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	14
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С	от (2)5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от (2)5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, мин	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, мин	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервный сервер с установленным специализированным ПО;
- резервирование каналов связи между уровнями ИИК и ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

–счётчика, с фиксированием событий:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

– ИВК, с фиксированием событий:

- даты начала регистрации измерений;
- перерывы электропитания;
- программные и аппаратные перезапуски;
- установка и корректировка времени;
- переход на летнее/зимнее время;
- нарушение защиты ИВК;
- отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на Сервер БД.

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра 060-1000639.87570424.411711.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» КС «Славянская», КС «Дивенская», КС «Волховская», КС «Пикалёвская». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	24
Трансформаторы тока	ТС	18
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-ЭК	24
Счетчики	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R	7
Счетчики	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R	1
Счетчики	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G	6
Сервер БД	Stratus FT Server 4700 P4700-2S	1
ПО ИВК	АльфаЦЕНТР	1
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» КС «Славянская», КС «Дивенская», КС «Волховская», КС «Пикалёвская». Формуляр	060-1000639.87570424.411711.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» КС «Славянская», КС «Дивенская», КС «Волховская», КС «Пикалёвская»». Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ГОСТ 34.601-90 Межгосударственный стандарт. Автоматизированные системы. Стадии создания.

Правообладатель

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Адрес: 460000, г. Оренбург, ул. Терешковой, д. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru.

Изготовитель

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Адрес: 460000, г. Оренбург, ул. Терешковой, д. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru.

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, д. 4

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

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» мая 2024 г. № 1266

Регистрационный № 77303-20

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Микрометры торговой марки «Калиброн» с отсчетом по шкалам стебля и барабана и с цифровым отсчетным устройством

Назначение средства измерений

Микрометры торговой марки «Калиброн» с отсчетом по шкалам стебля и барабана и с цифровым отсчетным устройством (далее по тексту - микрометры) предназначены для измерений наружных линейных размеров деталей.

Описание средства измерений

Принцип действия микрометров основан на использовании точной винтовой пары для преобразования вращательного движения микрометрического винта в поступательное движение измерительного наконечника.

Микрометры изготавливаются следующих исполнений:

- с отсчетом по шкалам стебля и барабана (рисунок 1);
- с цифровым отсчетным устройством (рисунок 2).

Микрометры состоят из скобы, подвижной и неподвижной измерительных пяток, микрометрического винта со стеблем и барабаном или с жидкокристаллическим экраном, стопора, трещотки или фрикционного механизма.

Микрометры с отсчетом по шкалам стебля и барабана имеют отсчетное устройство в виде микрометрической головки с ценой деления 0,01 мм, основанной на применении винтовой пары, которая преобразует вращательное движение микровинта в поступательное движение подвижной измерительной пятки.

Микрометры с цифровым отсчетным устройством имеют цифровое отсчетное устройство, которое представляет собой жидкокристаллический экран с кнопчным управлением, с помощью которого осуществляется ряд специальных функций, таких как включение или выключение микрометра (ON/OFF), кнопка выбора единиц измерений дюймы или миллиметры (in/mm), кнопка выбора абсолютных или относительных измерений (ABS), кнопка установки предварительного значения (SET) или без нее и др.

Микрометры отличаются между собой внешним видом, диапазонами измерений и формой скобы.

Для установки в исходное положение микрометры с нижним пределом диапазона измерений 25 мм и более имеют установочные меры с теплоизолирующими накладками. Измерительные поверхности установочных мер длиной до 300 мм плоские, а более 300 мм – сферические.

Заводской номер в формате цифрового или цифро-буквенного обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, наносится на барабан или теплоизоляционную накладку с обратной стороны микрометра методом лазерной гравировки, в месте, указанном на рисунке 1.

Возможность нанесения знака поверки на средство измерений отсутствует.

Пломбирование микрометров от несанкционированного доступа не предусмотрено.

k - Товарный знак «Калиброн» наносится на паспорт микрометров типографским методом, на скобу и футляр микрометров краской или методом лазерной маркировки.

Общий вид микрометров приведен на рисунках 1 – 2.



а)

Место нанесения заводского
номера



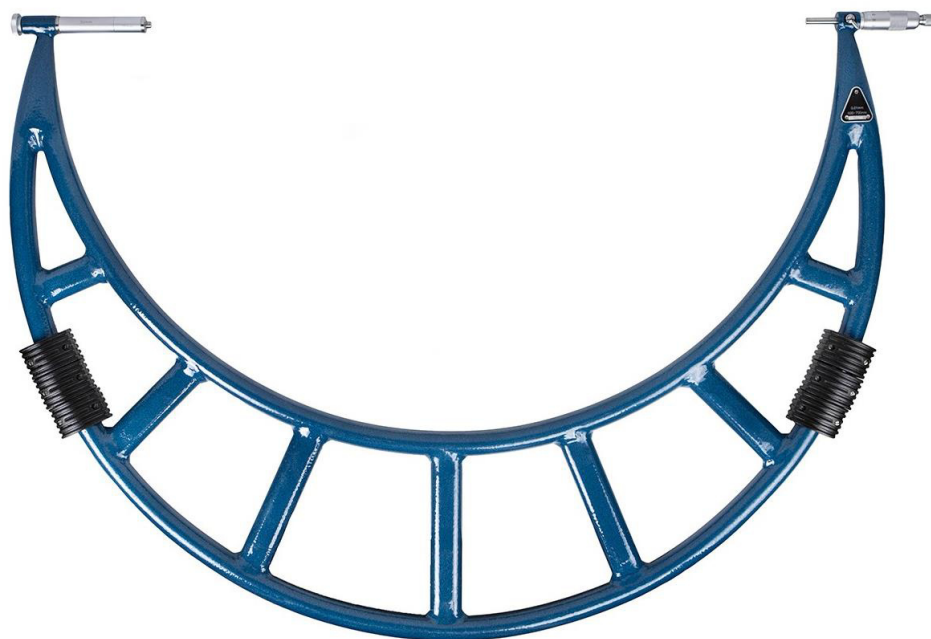
б)



в)



г)



д)

Рисунок 1 – Общий вид микрометров с отсчетом по шкалам стебля и барабана





е)

Рисунок 2 – Общий вид микрометров с цифровым отсчетным устройством

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 - Диапазон измерений, цена деления (шаг дискретности отсчета), пределы допускаемой абсолютной погрешности в любой точке диапазона измерений при нормируемом измерительном усилии и температуре, не превышающей значений, указанных в таблице 2, а также отклонение от параллельности плоских измерительных поверхностей микрометров.

Исполнение	Диапазон измерений, мм	Цена деления (шаг дискретности отсчета), мм	Пределы допускаемой абсолютной погрешности, мкм	Отклонение от параллельности плоских измерительных поверхностей, мкм, не более
1	2	3	4	5
С отсчетом по шкалам стебля и барабана	от 0 до 25	0,01	±4	2
	от 25 до 50	0,01	±4	2
	от 50 до 75	0,01	±5	3
	от 75 до 100	0,01	±5	3
	от 100 до 125	0,01	±6	4
	от 125 до 150	0,01	±6	4
	от 150 до 175	0,01	±7	5
	от 175 до 200	0,01	±7	5
	от 200 до 225	0,01	±8	6
	от 225 до 250	0,01	±8	6

Продолжение таблицы № 1

1	2	3	4	5
С отсчетом по шкалам стебля и барабана	от 250 до 275	0,01	±9	7
	от 275 до 300	0,01	±9	7
	от 300 до 400	0,01	±11	9
	от 400 до 500	0,01	±13	11
	от 500 до 600	0,01	±14	12
	от 600 до 700	0,01	±16	14
	от 700 до 800	0,01	±18	16
	от 800 до 900	0,01	±20	18
	от 900 до 1000	0,01	±22	20
С цифровым отсчетным устройством	от 0 до 25	0,001	±4	2
	от 25 до 50	0,001	±4	2
	от 50 до 75	0,001	±5	3
	от 75 до 100	0,001	±5	3
	от 100 до 125	0,001	±6	4
	от 125 до 150	0,001	±6	4
	от 150 до 175	0,001	±7	5
	от 175 до 200	0,001	±7	5
	от 200 до 300	0,001	±9	7
	от 300 до 400	0,001	±11	9
	от 400 до 500	0,001	±13	11
	от 500 до 600	0,001	±14	12
	от 600 до 700	0,001	±16	14
	от 700 до 800	0,001	±18	16
	от 800 до 900	0,001	±20	18
	от 900 до 1000	0,001	±22	20

Таблица 2 - Допускаемое отклонение температуры от плюс 20 °С

Диапазоны измерений, мм	Допускаемое отклонение температуры от +20 °С, °С
от 0 до 150 включ.	±4
св. 150 до 500 включ.	±3
св. 500 до 1000	±2

Таблица 3 - Номинальный размер установочных мер, допускаемое отклонение длины установочных мер от номинального размера

Номинальный размер установочных мер, мм	Допускаемое отклонение длины установочных мер от номинального размера, мкм
1	2
25; 50	±2
75; 100	±3
125; 150	±4

Продолжение таблицы № 3

1	2
175; 200	±5
225; 250	±6
275; 300	±7
325; 350; 375; 400	±9
425; 450; 475; 500	±11
525; 575	±13
625; 675	±15
725; 775	±17
825; 875	±19
925; 975	±21

Таблица 4 - Основные метрологические и технические характеристики микрометров и установочных мер

Наименование характеристики	Значение
Отклонение от плоскостности плоских измерительных поверхностей микрометра, мкм, не более	0,6
Измерительное усилие для микрометров с диапазонами измерений, Н: от 0 до 500 мм включ. св. 500 до 1000 мм	от 5 до 10 от 8 до 12
Колебание измерительного усилия, Н, не более	2
Параметр шероховатости <i>Ra</i> измерительных поверхностей микрометров и установочных мер по ГОСТ 2789-73, мкм, не более	0,08
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, %, не более	от +15 до +25 80
Средний срок службы, лет	3

Таблица 5 - Габаритные размеры микрометров и масса

Диапазон измерений микрометров, мм	Габаритные размеры, мм, не более			Масса, кг, не более
	длина	ширина	высота	
1	2	3	4	5
от 0 до 25	150	54	25	0,22
от 25 до 50	180	72	25	0,33
от 50 до 75	205	86	25	0,43
от 75 до 100	230	105	25	0,56
от 100 до 125	240	120	25	0,65
от 125 до 150	260	140	25	0,84
от 150 до 175	285	150	25	1,20
от 175 до 200	315	168	25	1,40
от 200 до 225	355	180	25	1,60
от 225 до 250	375	195	25	1,72

Продолжение таблицы № 5

1	2	3	4	5
от 250 до 275	405	210	25	1,88
от 275 до 300	450	236	25	2,20
от 200 до 300	500	248	30	2,30
от 300 до 400	580	310	30	2,40
от 400 до 500	670	385	30	2,60
от 500 до 600	780	440	30	3,00
от 600 до 700	890	555	30	3,30
от 700 до 800	1000	660	40	5,50
от 800 до 900	1100	745	40	5,90
от 900 до 1000	1210	820	40	6,70

Знак утверждения типа

наносится в правом верхнем углу на паспорта типографским методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 - Комплектность средств измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Микрометр	-	1 шт.
Установочная мера для микрометров с отсчетом по шкалам стебля и барабана: - с нижним пределом диапазона измерений от 25 до 275 мм - для микрометров с нижним пределом диапазона измерений от 300 до 900 мм	-	1 шт. 2 шт.
Элемент питания (для микрометров с цифровым отсчетным устройством)	-	1 шт.
Ключ	-	1 шт.
Футляр	-	1 шт.
Паспорт	МК.00.001.ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 7.3 «Заметки по эксплуатации, порядок работы, поверка» паспорта микрометров.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средствам измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений длины в диапазоне от $1 \cdot 10^{-9}$ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм, утвержденная приказом Росстандарта от 29 декабря 2018 г. № 2840;

Стандарт предприятия, «Микрометры торговой марки «Калиброн» с отсчетом по шкалам стебля и барабана и с цифровым отсчетным устройством».

Изготовитель

Guilin Measuring & Cutting Tool Co. Ltd, KHP
Адрес: 541002, 40 Chongxin Road, Guilin, P.R. China.

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

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

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

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы СЕНС СГ-А3

Назначение средства измерений

Газоанализаторы СЕНС СГ-А3 (далее по тексту – газоанализаторы) предназначены для автоматического, непрерывного измерения дозврывоопасной концентрации горючих газов, передачи измерительной информации внешним устройствам в аналоговой и цифровой форме, а также подачи предупредительной сигнализации о превышении установленных пороговых значений.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализатора – оптический инфракрасный абсорбционный, основанный на поглощении инфракрасного излучения в анализируемой среде.

Газоанализаторы являются одноканальными стационарными автоматическими приборами непрерывного действия.

Способ отбора пробы – диффузионный.

Газоанализаторы состоят из датчика газа, модуля преобразования, индикации и коммутации. Датчик газа имеет цилиндрический металлический корпус, внутри которого расположена его измерительная схема. Внутри корпуса модуля преобразования, индикации и коммутации расположены электронный модуль и плата коммутации, а также внутренний зажим заземления.

Выходными сигналами газоанализаторов являются:

- цифровой кодированный сигнал на базе протокола «СЕНС»;
- цифровой кодированный сигнал с интерфейсом RS-485 с протоколом Modbus RTU;
- аналоговый унифицированный токовый сигнал (4–20) мА, совмещённый с цифровым кодированным сигналом на базе протокола HART;
- графический дисплей;
- дискретные сигналы в виде «сухих» контактов группы реле.

Газоанализаторы имеют взрывозащищённое исполнение.

Вариант исполнения газоанализатора определяется в соответствии со структурой условного обозначения по эксплуатационной документации следующим образом:

СЕНС СГ-А3- А-В-С-D-E-F,

- где
- А – код, определяющий тип поверочного компонента;
 - В – код, определяющий тип выходного интерфейса;
 - С – код, определяющий материал корпуса;
 - D – код, определяющий количество и тип кабельных вводов;
 - E – код, определяющий тип устройства крепления защитной оболочки кабеля;
 - F – специальное обозначение предприятия-изготовителя.

Примечание – Коды вариантов исполнений по умолчанию не указываются.

Общий вид газоанализаторов показан на рисунке 1.

В зависимости от варианта исполнения газоанализатора конструкция корпуса, датчик газа, устройства крепления может отличаться от представленной на рисунке 1.

Заводской номер газоанализатора наносится на информационную табличку, размещенную на корпусе газоанализатора (рисунок 2), в цифровом формате, методом гравировки или ударно-точечной маркировки.

Нанесение знака поверки на газоанализаторы не предусмотрено.

Пломбирование газоанализаторов не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид газоанализатора



Рисунок 2 – Схема нанесения информационной таблички

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют защиту встроенного программного обеспечения (далее – ПО) от преднамеренных или непреднамеренных изменений, реализованную предприятием-изготовителем на этапе производства путем установки системы защиты микроконтроллера от чтения и записи.

Влияние встроенного ПО газоанализатора учтено при нормировании метрологических характеристик. Параметры, влияющие на метрологические характеристики, защищены паролем. Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	—
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже В700
Цифровой идентификатор ПО (hex)	7E516A69
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32
Примечание – Номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице. Значения контрольных сумм, указанные в таблице, относятся только к файлам встроенного ПО указанных версий.	

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики приборов приведены в таблицах 2 и 3 соответственно.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений по поверочным компонентам, % НКПР – пропан (C ₃ H ₈); – метан (CH ₄)	от 0 до 100
Диапазон измерений по определяемым компонентам, % НКПР – пропан (C ₃ H ₈); метан (CH ₄) – бутан (C ₄ H ₁₀), гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 100 от 0 до 50
Пределы допускаемой основной погрешности измерений по поверочным и определяемым компонентам: – пропан (C ₃ H ₈); метан (CH ₄) абсолютной в диапазоне измерений от 0 до 60 % НКПР включ., % НКПР относительной в диапазоне измерений св. 60 до 100 % НКПР, % – бутан (C ₄ H ₁₀), гексан (C ₆ H ₁₄) абсолютной в диапазоне измерений от 0 до 50 % НКПР включ., % НКПР	±3 ±5 ±5
Вариация показаний выходного сигнала, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	1
Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений, вызванной отклонением температуры окружающей среды в рабочих условиях эксплуатации на каждые 10 °С относительно 20 °С, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±0,6
Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений, вызванной отклонением давления окружающей среды в рабочих условиях эксплуатации на каждые 3,3 кПа относительно 100 кПа, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±1
Время установления выходного сигнала t (90), с, не более	60

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания постоянного тока, В	от 8 до 50
Потребляемая мощность, Вт, не более	7,5
Рабочие условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – верхний предел влажности, %, – атмосферное давление, кПа	от -60 до +80 98 от 80 до 120
Масса, кг, не более	4
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	400×160×130
Степень защиты от проникновения пыли, посторонних тел и воды	IP66
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	75000
Маркировка взрывозащиты	1Ex d IIB T6...T5 Gb X

Знак утверждения типа

наносится на информационную табличку, размещенную на корпусе газоанализатора, способом лазерной маркировки.

Комплектность средства измерений

Комплектность приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность газоанализатора

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор	СЕНС СГ-А3	1 шт.
Паспорт	СЕНС.413347.026ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	СЕНС.413347.026РЭ	1 экз.*
Комплект монтажных частей	—	1 компл. **
Калибровочная крышка	СЕНС.301191.340	1 шт. **
* – на партию газоанализаторов, поставляемую в один адрес, и дополнительно – по требованию заказчика; ** – определяется заказом.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.4 «Устройство и работа» руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах, утвержденная приказом Росстандарта от 31 декабря 2020 г. № 2315;

ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия;

СЕНС.413347.026ТУ Газоанализатор СЕНС СГ-А3. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «СЕНСОР» (ООО НПП «СЕНСОР»)
ИНН 5838002196
Юридический адрес: 442960, Пензенская обл., г. Заречный, ул. Промышленная, стр. 5
E-mail: info@nppsensorm.ru
Телефон/факс: (8412) 65-21-00
Web-сайт: <http://www.nppsensorm.ru>

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «СЕНСОР» (ООО НПП «СЕНСОР»)
ИНН 5838002196
Адрес: 442960, Пензенская обл., г. Заречный, ул. Промышленная, стр. 5
E-mail: info@nppsensorm.ru
Телефон/факс: (8412) 65-21-00
Web-сайт: <http://www.nppsensorm.ru>

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46
E-mail: office@vniims.ru
Телефон/факс: +7 (495) 437-55-77 / 437-56-66
Web-сайт: <http://www.vniims.ru>
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

в части вносимых изменений

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)
Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20
Телефон/факс: (8412) 49-82-65
E-mail: info@penzacsm.ru
Web-сайт: www.penzacsm.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311197.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 940

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 940 (далее по тексту – СИКН) предназначена для автоматизированного измерения массы нефти при проведении учетных операций.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти по результатам измерений:

- объёма нефти с помощью преобразователей расхода (ПР), давления и температуры;
- плотности нефти с помощью поточных преобразователей плотности, давления и температуры или в лаборатории.

СИКН, заводской № 940, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК), системы сбора и обработки информации, блока трубопоршневой поверочной установки, узла подключения передвижной поверочной установки. БИЛ состоит из пяти рабочих измерительных линий (ИЛ), одной резервной ИЛ и одной контрольно-резервной ИЛ.

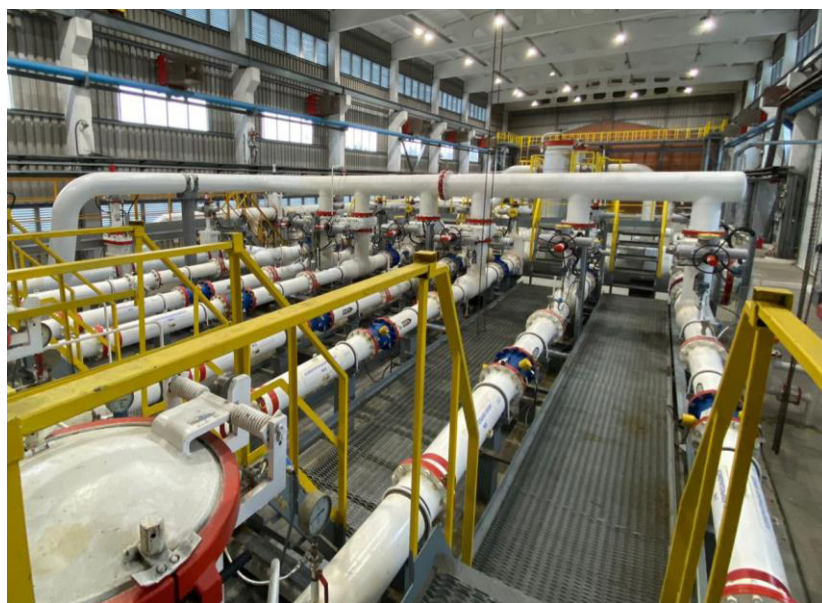


Рисунок 1 - Общий вид СИКН

В состав СИКН входят средства измерений, приведенные в таблице 1. Часть измерительных компонентов СИКН, приведенных в таблице 3, формируют вспомогательный измерительный канал (ИК).

Таблица 1 - Перечень средств измерений

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователь расхода турбинный НТМ	79393-20
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N	15427-06
Термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ	77963-20
Преобразователи измерительные 644, 3144Р, 3244MV	14683-04
Преобразователи измерительные 644, 3144Р	14683-09
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	22257-05
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	22257-11
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04
Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835	15644-01
Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835	15644-06
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный 7829	15642-01
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм *	14557-01
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм *	14557-10
Анализатор серы общий рентгеноабсорбционный в потоке нефти/нефтепродуктов при высоком давлении NEX ХТ	47395-17
Расходомер-счетчик ультразвуковой многоканальный УРСВ «ВЗЛЕТ МР» (далее – УЗР)	18802-99
Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 (далее – ИВК)	67527-17
*Применяется при температуре рабочей среды от плюс 5 до плюс 40 °С	

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утвержденных типов.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое вычисление массы брутто нефти;
- автоматизированное вычисление массы нетто нефти;
- автоматическое измерение технологических параметров (температуры и давления);
- автоматическое измерение показателей качества нефти;
- отображение (индикацию), регистрацию и архивирование результатов измерений;
- поверку и контроль метрологических характеристик ПР на месте эксплуатации без прекращения приемо-сдаточных операций по стационарной установке поверочной трубопоршневой двунаправленной (регистрационный номер в ФИФОЕИ - 77811-20) или по передвижной поверочной установке.

Заводской номер СИКН нанесен типографским способом на информационную табличку, представленную на рисунке 2, установленную на площадке СИКН. Формат нанесения заводского номера – цифровой.

Пломбировка СИКН не предусмотрена.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

	
Изготовитель:	Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть – Порт Приморск» (ООО «Транснефть – Порт Приморск»)
Наименование объекта:	Система измерений количества и показателей качества нефти № 940
Заводской номер:	940
Рабочая среда:	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч:	от 285 до 8500

Рисунок 2 – Информационная табличка СИКН

Программное обеспечение

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

ПО АРМ оператора не содержит метрологически значимой части.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений, обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется наличием ограничения доступа, установкой логинов и паролей разного уровня доступа, ведения доступного только для чтения журнала событий. Доступ к ПО для пользователя закрыт. Конструкция системы исключает возможность несанкционированного влияния на ПО системы и измерительную информацию.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9319307D
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.7.14.3
Цифровой идентификатор ПО	17D43552
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.18
Цифровой идентификатор ПО	5FD2677A
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.20
Цифровой идентификатор ПО	CB6B884C

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.3
Цифровой идентификатор ПО	4EF156E4
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.11
Цифровой идентификатор ПО	116E8FC5
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.28
Цифровой идентификатор ПО	3836BADF
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.6
Цифровой идентификатор ПО	4D07BD66
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.5
Цифровой идентификатор ПО	D19D9225
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.4
Цифровой идентификатор ПО	3A4CE55B
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	E56EAB1E
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.12
Цифровой идентификатор ПО	23F21EA1
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.17
Цифровой идентификатор ПО	71C65879
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.14.1
Цифровой идентификатор ПО	62C75A03
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.5
Цифровой идентификатор ПО	B8DF3368

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.4
Цифровой идентификатор ПО	6A8CF172
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	F3B1C494
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.50
Цифровой идентификатор ПО	232DDC3F
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.14
Цифровой идентификатор ПО	32D8262B
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	F70067AC
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	35DD379D
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9F5CD8E8
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.2
Цифровой идентификатор ПО	5C9E0FFE
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	AB567359
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.34
Цифровой идентификатор ПО	ED6637F5

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.33
Цифровой идентификатор ПО	8D37552D
Примечания 1. Допускается ограничивать количество программных модулей ИВК в зависимости от функционального назначения СИКН. 2. Цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления в виде буквенно-цифрового кода, регистр букв при этом может быть представлен в виде прописных или строчных букв, при этом значимым является номинал и последовательность расположения цифр и букв. 3. Алгоритм вычисления цифрового идентификатора – CRC32	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики ИК

№	Наименование	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений*, м³/ч	Пределы допускаемой относительной погрешности
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	Объемного расхода нефти	1 (БИК)	УЗР	ИВК	от 1,4 до 12,0	±5,0 %
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН и не может превышать максимальный диапазон измерений.						

Таблица 4 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти*, м³/ч	от 285 до 8500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Давление измеряемой среды, МПа	
– минимально допускаемое	0,16
– максимально допускаемое	1,60
Режим работы СИКН	непрерывный
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Физико-химические свойства измеряемой среды: – температура, °С – плотность в рабочем диапазоне температур, кг/м ³ – кинематическая вязкость в рабочем диапазоне температур, мм ² /с (сСт) – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более – содержание свободного газа	от -10 до +40 от 835 до 905 от 2 до 60 1,0 100 0,05 Не допускается
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220±22, 380±38 50±1
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки БИЛ – в месте установки ИВК б) относительная влажность в месте установки ИВК, % в) атмосферное давление, кПа	от -36 до +35 от +10 до +35 от 30 до 80 от 84 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество шт./ экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 940	—	1
Инструкция по эксплуатации	—	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 940», ФР.1.29.2023.46653.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть – Порт Приморск»
(ООО «Транснефть – Порт Приморск»)
ИНН 4704045809
Юридический адрес: 188910, Ленинградская обл., Выборгский р-н, пр-д Портовый
(Приморская тер.), д. 7

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть – Порт Приморск»
(ООО «Транснефть – Порт Приморск»)
ИНН 4704045809
Адрес: 188910, Ленинградская обл., Выборгский р-н, пр-д Портовый (Приморская тер.),
д. 7

Испытательный центр

Акционерное общество «Транснефть - Автоматизация и Метрология»
(АО «Транснефть - Автоматизация и Метрология»)
Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2
Телефон: (495) 950-87-00, факс: (495) 950-85-97
Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>
E-mail: cmo@cmo.transneft.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.