

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2637

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

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистрационный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методик поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Заявитель	Юридическое лицо, выдавшее заключение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 444 ООО «Транснефть-Балтика»	-	01	80735-20	Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»), Республика Башкортостан, г. Уфа	НА.ГНМЦ.0499-20 МП	-	НА.ГНМЦ.0499-20 МП с изменением №1	Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»), Республика Башкортостан, г. Уфа	АО «Нефтеавтоматика», Республика Башкортостан, г. Уфа
2.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 3 ПСП «Ярославль» ООО «Транснефть - Балтика»	-	01	80125-20	Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»), Республика Башкортостан, г. Уфа	НА.ГНМЦ.0497-20 МП	-	НА.ГНМЦ.0497-20 МП с изменением №1	Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»), Республика Башкортостан, г. Уфа	АО «Нефтеавтоматика», Республика Башкортостан, г. Уфа

3.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 96 Омской ЛПДС, АО «Транснефть – Западная Сибирь»	-	1	81026-21	Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»), Республика Башкортостан, г. Уфа	НА.ГНМЦ.0496-20 МП	-	НА.ГНМЦ.0496-20 МП с изменением №1	Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»), Республика Башкортостан, г. Уфа	АО «Нефтеавтоматика», Республика Башкортостан, г. Уфа
4.	Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 425 ПСП «Салават» ЛПДС «Салават» Туймазинского НУ АО «Транснефть – Урал»	-	01	81025-21	Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»), Республика Башкортостан, г. Уфа	НА.ГНМЦ.0491-20 МП	-	НА.ГНМЦ.0491-20 МП с изменением №1	Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»), Республика Башкортостан, г. Уфа	АО «Нефтеавтоматика», Республика Башкортостан, г. Уфа
5.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 777 ПСП «Джалинда» филиала «Нерюнгринское РНУ» ООО «Транснефть - Восток»	-	777	80779-20	Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»), Республика Башкортостан, г. Уфа	НА.ГНМЦ.0484-20 МП	-	НА.ГНМЦ.0484-20 МП с изменением №1	Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»), Республика Башкортостан, г. Уфа	АО «Нефтеавтоматика», Республика Башкортостан, г. Уфа
6.	Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 115 ПСП «Юргамыш» ЛПДС «Юргамыш»	-	01	81024-21	Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»), Республика Башкортостан, г. Уфа	НА.ГНМЦ.0495-20 МП	-	НА.ГНМЦ.0495-20 МП с изменением №1	Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»), Республика Башкортостан, г. Уфа	АО «Нефтеавтоматика», Республика Башкортостан, г. Уфа

7.	Система измерений количества и показателей качества нефти	№ 431	01	79613-20	Публичное акционерное общество «Нефте-автоматика» (ПАО «Нефте-автоматика»), г. Уфа	-	МП 2505/1-311229-2020	-	Публичное акционерное общество «Нефте-автоматика» (ПАО «Нефте-автоматика»), г. Уфа	ООО Центр Метрологии «СТП», Республика Татарстан, г. Казань
8.	Счетчики жидкости лопастные	МКА	-	71647-18	«Alfons Haar Maschinenbau GmbH & Co.KG», Германия	-	ГОСТ 8.451-81	-	Общество с ограниченной ответственностью «Рустоп Джет Сервис» (ООО «Рустоп Джет Сервис»), г. Москва	ФГУП «ВНИИМС», г. Москва
9.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд» (ООО «Полимет», ООО «Косулинский абразивный завод»)	-	133	69082-17	Общество с ограниченной ответственностью «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд» (ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»), г. Екатеринбург	-	МП 206.1-257-2017	-	Общество с ограниченной ответственностью «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд» (ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»), г. Екатеринбург	ООО «Спецэнергопроект», г. Москва
10.	Счетчики холодной и горячей воды крыльчатые	МЕТЕР	-	81750-21	Общество с ограниченной ответственностью "МЕТЕР" (ООО "МЕТЕР"), Новгородская обл., Новгородский р-н, д. Новая Мельница	-	МИ 1592-15	-	Общество с ограниченной ответственностью "МЕТЕР" (ООО "МЕТЕР"), Новгородская обл., Новгородский р-н, д. Новая Мельница	ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Санкт-Петербург

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2637

Регистрационный № 69082-17

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд» (ООО «Полимет», ООО «Косулинский абразивный завод»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд» (ООО «Полимет», ООО «Косулинский абразивный завод») (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), 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 (далее – ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера» и устройство синхронизации времени (далее – УСВ) УСВ-3.

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО СО «ЕЭС».

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух 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 поступает на верхний уровень системы, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов. Передача информации от сервера БД в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и другим смежным субъектам ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов форматов 80020, 80030 и 80040 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности. Предоставление дистанционного доступа к АИИС КУЭ для контроля со стороны организаций-участников ОРЭМ осуществляется с помощью стандартных средств операционной системы при помощи интернет-соединения с удаленным рабочим столом сервера БД или АРМ ИВК АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ взаимодействует посредством информационного обмена по электронной почте с системой автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «УралАТИ» (Рег. № 76716-19). Полученные данные от сервера БД АИИС КУЭ ОАО «УралАТИ», в формате xml импортируются в сервер БД АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ-3, на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (ГЛОНАСС/GPS). СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую корректировку времени.

Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени приемника УСВ-3 более чем на ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с.

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера» версии не ниже 7.1, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» 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 ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

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	Сервер БД/УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП-5319 6/0,4кВ								
1	ТП-5319 6/0,4кВ «Уралгидромедь», РУ-0,4кВ, вв.1 0,4кВ Т-1	ТШП Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 64182-16	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	HPE ProLiant DL360 Gen10/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±3,5
						реактивная	±2,4	±5,9
ПС «Полевская» 110/35/6кВ								
2	ПС «Полевская» 110/35/6кВ, РУ-6кВ, яч.10, КЛ-6кВ «Полимет-10»	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70 НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	HPE ProLiant DL360 Gen10/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,5
						реактивная	±2,8	±6,0
3	ПС «Полевская» 110/35/6кВ, РУ-6кВ, яч.16, КЛ-6кВ «Полимет-16»	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70 НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	HPE ProLiant DL360 Gen10/ УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,5
						реактивная	±2,8	±6,0

Продолжение таблицы 2

ПС «КАЗ» 110/6кВ								
4	ПС «КАЗ» 110/6кВ, ЗРУ-6кВ, 1сш 6кВ, яч.11, КЛ-6кВ РП-1 ввод-1	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	HPE ProLiant DL360 Gen10/ UCB-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,5
5	ПС «КАЗ» 110/6кВ, ЗРУ-6кВ, 2сш 6кВ, яч.27, КЛ-6кВ РП-1 ввод-2	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		реактивная	±2,8	±6,0
						активная	±1,2	±3,5
						реактивная	±2,8	±6,0
ЩУС-0,4кВ								
6	ЩУС-0,4кВ, ввод КЛ-0,4кВ от ШР-1 0,4кВ	-	-	Меркурий 230 ART-01 PQRSIN Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07	HPE ProLiant DL360 Gen10/ UCB-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,1	±3,5
						реактивная	±2,4	±7,4
Р/Щ-0,4кВ К.Н.С.								
7	Р/Щ-0,4кВ К.Н.С. ввод КЛ-0,4кВ от Р-1 ТП-3 6/0,4кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	HPE ProLiant DL360 Gen10/ UCB-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±3,5
						реактивная	±2,4	±5,9
						активная	±1,0	±3,5
8	Р/Щ-0,4кВ К.Н.С. ввод КЛ-0,4кВ от Р-2 ТП-3 6/0,4кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		реактивная	±2,4	±5,9
РЩ-0,4кВ СНТ «Ивушка»								
9	РЩ-0,4кВ СНТ «Ивушка» ввод 0,4кВ от оп.10 ВЛ- 0,4кВ ф. гаражи	ТТЭ Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 52784-13	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	HPE ProLiant DL360 Gen10/ UCB-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±3,5
						реактивная	±2,4	±5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС «Полевская» 110/35/6кВ								
10	ПС «Полевская» 110/35/6кВ, РУ-6кВ, яч.8, ЛЭП-6кВ «Полимет-8»	ТПОЛ Кл. т. 0,5S Ктт 1500/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70 НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	HPE ProLiant DL360 Gen10/ UCB-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,6
						реактивная	±2,8	±6,0
11	ПС «Полевская» 110/35/6кВ, РУ-6кВ, яч.12, ЛЭП-6кВ «Полимет-12»	ТПОЛ Кл. т. 0,5S Ктт 1500/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70 НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±3,6
						реактивная	±2,8	±6,0
РУ-10кВ ТК Карнавал								
12	РУ-10кВ ТК Карнавал, яч.5, ввод КЛ-10кВ Урал-1	ТОЛ 10-1 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 15128-01	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	HPE ProLiant DL360 Gen10/ UCB-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,5
						реактивная	±2,8	±6,0
13	РУ-10кВ ТК Карнавал, яч.9, ввод КЛ-10кВ Урал-2	ТОЛ 10-1 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 15128-01	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		активная	±1,2	±3,5
						реактивная	±2,8	±6,0

Продолжение таблицы 2

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, 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 $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I=0,05 I_{ном}$, $I=0,02 I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 13 от минус 10 до плюс 35 °С. 4. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.	

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	13
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 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 для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +55 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчика ПСЧ-4ТМ.05М.16 для счетчика СЭТ-4ТМ.03М.01 для счетчика Меркурий 230 ART-01 PQRSIN для счетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.04 для счетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.00 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 165000 150000 165000 165000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (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 систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд» (ООО «Полимет», ООО «Косулинский абразивный завод») 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	Тип/обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ 10-1	6
Трансформатор тока	ТШП	3
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	8
Трансформатор тока	Т-0,66	6
Трансформатор тока	ТТЭ	3
Трансформатор тока	ТПОЛ	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	5
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.16	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-01 PQRSIN	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Сервер ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»	HPE ProLiant DL360 Gen10	1
Паспорт-Формуляр	77148049.422222.142-ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд» (ООО «Полимет», ООО «Косулинский абразивный завод»), аттестованной ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд» (ООО «Полимет», ООО «Косулинский абразивный завод»)

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

Общество с ограниченной ответственностью «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»

(ООО «АРСТЭМ-ЭнергоТрейд»)

ИНН 6672185635

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Белинского, 9/ул. Красноармейская, 26

Телефон: +7 (343) 310-70-80

Факс: +7 (343) 310-32-18

E-mail: office@arstm.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7(495) 437-55-77

Факс: +7(495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Аттестат об аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики жидкости лопастные МКА

Назначение средства измерений

Счетчики жидкости лопастные МКА (далее – счетчики) предназначены для измерений объема различных нефтепродуктов, протекающих по трубопроводу.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на измерении количества оборотов ротора, вращающегося под действием потока жидкости. Количество оборотов ротора пропорционально объему жидкости, прошедшему через счетчик.

Конструктивно счетчик состоит из первичного преобразователя расхода, редуктора с механическим сумматором или датчика импульсов, расположенного на валу ротора.

Первичный преобразователь расхода представляет собой металлический корпус внутри которого размещен ротор с четырьмя лопастями. Лопасты ротора образуют четыре измерительные камеры одинакового объема. При протекании жидкости через первичный преобразователь расхода возникает разность давления на его входе и выходе, под действием которой ротор совершает вращательное движение, а жидкость, при этом, последовательно вытесняется из измерительных камер. Вращательное движение ротора передается на механический сумматор, при помощи редуктора или преобразуется датчиком оборотов в электрические импульсы. Ротор может вращаться влево или вправо, в зависимости от исполнения. В механическом сумматоре значение объема жидкости, прошедшей через счетчик, индицируется одновременно на двух роликовых отсчетных устройствах, одно из которых имеет рычаг для установки роликов на ноль.

Счетчики выпускаются в следующих модификациях:

- МКА 800: имеют значение циклического объема 800 см^3 ,
- МКА 2290: имеют значение циклического объема 2290 см^3 ,
- МКА 3350: имеют значение циклического объема 3350 см^3 ,

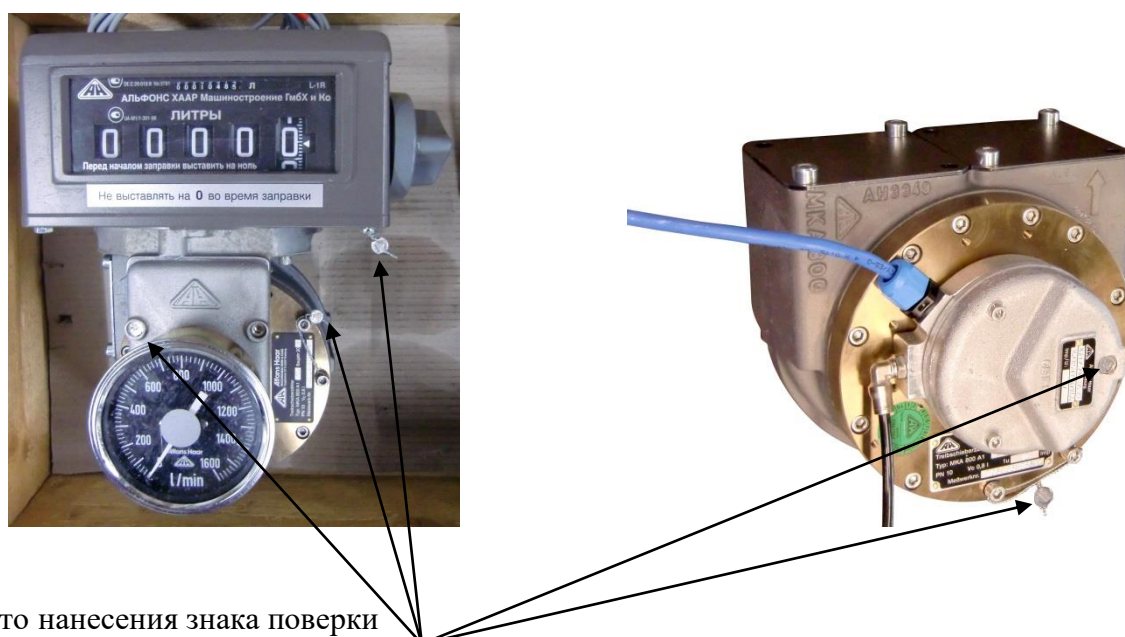
Счетчики могут иметь присоединительные фланцы расположенные с одной стороны, направленные вверх или вбок. Счетчики модификации МКА 800 имеют присоединительные фланцы, расположенные с противоположных сторон, и направлены вбок. Имеется возможность установки дозирующего насоса, электронного датчика импульсов, механического счетного устройства, указателя мгновенного расхода.

На рисунке 1 приведён общий вид счетчиков.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид счетчиков.



Место нанесения знака поверки

Рисунок 2 – Схема пломбировки.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значения		
	МКА 800	МКА 2290	МКА 3350
Диаметр условного прохода, мм	65	80	100
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объема жидкости, %	±0,25		
Диапазон расхода жидкости, м³/ч	от 3 до 78	от 4,8 до 120	от 6 до 180
Потеря давления, МПа, не более	0,18	0,06	0,06
Максимальное давление измеряемой среды, МПа	1,0		
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от -40 до +50		

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значения		
	МКА 800	МКА 2290	МКА 3350
Условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С относительная влажность, % атмосферное давление, кПа	от -55 до +60 до 95 при температуре +35 °С от 84 до 106,7		
Габаритные размеры, мм:			
высота	335	413	518
ширина	231	353	434
длина	291	293	368
Масса, кг	15,6	36	39
Средняя наработка на отказ, ч	25000		
Средний срок службы, лет	10		

Знак утверждения типа

наносится на лицевой панели прибора методом металлографии и на титульный лист Руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Комплектуемые	Количество
Счетчик жидкости лопастной МКА, в соответствии с заказом	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам жидкости лопастным МКА

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерения массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости

Техническая документация фирмы «Alfons Haar Maschinenbau GmbH & Co. KG»

Изготовитель

«Alfons Haar Maschinenbau GmbH & Co. KG», Германия

Адрес: Fangdieckstraße 67 - 22547 Hamburg, Germany

Тел./факс: (+49) 40 833 91-0

Web-сайт: www.alfons-haar.de

E-mail: info@alfons-haar.de

Испытательный центр

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

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

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66;

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 09.02.2018 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2637

Регистрационный № 79613-20

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 431

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 431 предназначена для автоматизированного измерения массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия системы измерений количества и показателей качества нефти № 431 (далее – СИКН) основан на косвенном методе динамических измерений по результатам измерений объема нефти, давления, температуры, влагосодержания и плотности нефти.

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

СИКН состоит из:

- блока измерительных линий (далее – БИЛ), состоящего из четырех рабочих линий;

- блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК);

- узла подключения передвижной поверочной установки;

- системы обработки информации (далее – СОИ).

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

- преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM Ду от 2” до 16” (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 16128-10) (далее – ПР);

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

- преобразователи измерительные 644 (регистрационный номер 14683-04);

- датчики температуры 644, 3144Р (регистрационный номер 39539-08);

- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (регистрационные номера 22257-01, 22257-05);

- преобразователи температуры программируемые ТСПУ 031 (регистрационный номер 46611-16);

- датчики давления Метран-150 модели 150TGR (регистрационный номер 32854-13);

- преобразователи плотности и расхода CDM (регистрационный номер 63515-16);

- преобразователи плотности и вязкости FVM (регистрационный номер 62129-15);

- влагомер нефти поточный УДВН-1пм (регистрационный номер 14557-10);

- влагомер нефти поточный УДВН-1пм (регистрационный номер 14557-15);

- контроллеры измерительные FloBoss модели S600+ (регистрационный номер

80470-20);

– преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты) серии μ Z600 модели μ Z 631+ (регистрационный номер 47073-11).

Автоматизированное рабочее место оператора (далее – АРМ оператора) на базе персонального компьютера с программным комплексом «CROPOS» входит в состав СОИ.

СИКН выполняет следующие основные функции:

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

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

– измерение в автоматическом режиме плотности, температуры и давления нефти;

– ручной ввод в СОИ результатов лабораторных анализов проб нефти;

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

– формирование и хранение журнала событий;

– защиту системной информации от несанкционированного доступа.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения знака поверки в виде оттиска поверительного клейма или наклейки на СИ, входящие в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002–2006. Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

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

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Контроллеры FloBoss S600+	ПК «Cropos»
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25	1.41
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	1990	16BB1771

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 660 до 2500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
Диапазон измерений сигналов силы постоянного тока, мА	от 4 до 20
Диапазон измерений частотных сигналов, Гц	от 0,1 до 10000
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА, % диапазона измерений	±0,04
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений импульсного сигнала, импульсы	1 на 10000 импульсов
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений времени, %	±0,01

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858–2002
Температура измеряемой среды, °С	от +4 до +35
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	от 0,24 до 0,85
Физико-химические свойства измеряемой среды: – плотность в рабочем диапазоне температур, кг/м ³ – кинематическая вязкость в рабочем диапазоне температур, мм ² /с – массовая доля воды, %, не более – концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более – содержание свободного газа	от 839,0 до 906,0 от 8 до 40 1,0 900 0,05 не допускается
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ / 380 ⁺³⁸ ₋₅₇ 50±1
Условия эксплуатации СИКН: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки БИЛ – в месте установки БИК – в месте установки СОИ б) относительная влажность, % в) атмосферное давление, кПа	от -45 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25 от 30 до 80 от 84,0 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 4 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 431, заводской № 01	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.
Паспорт	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 431 ПСП ЛПДС «Староликеево» Горьковского РНУ АО «Транснефть – Верхняя Волга», регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2020.37419.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 431

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

Приказ Росстандарта № 256 от 7 февраля 2018 года «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Нефтеавтоматика» (ПАО «Нефтеавтоматика»)
ИНН 0278005403
Адрес: 450005, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, д. 24
Телефон/факс: (347) 228-81-70
Web-сайт: <https://www.nefteavtomatika.ru>
E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП» (ООО ЦМ «СТП»)

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

Телефон: (843) 214-20-98, факс: (843) 227-40-10

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Аттестат аккредитации ООО Центр Метрологии «СТП» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311229 от 30.07.2015 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2637

Регистрационный № 80125-20

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 3
ПСП «Ярославль» ООО «Транснефть - Балтика»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 3 ПСП «Ярославль» ООО «Транснефть - Балтика» (далее по тексту – СИКН) предназначена для автоматизированного определения массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на косвенном методе динамических измерений массы нефти.

При косвенном методе динамических измерений массу брутто нефти определяют с применением измерительных компонентов: преобразователя объемного расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователя объемного расхода, преобразователей температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного контроллера FloBoss S600+, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму. Часть измерительных компонентов СИКН формируют вспомогательные измерительные каналы (ИК) метрологические характеристики которых определяются комплексным методом.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока фильтров, блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), узла регулирования давления, системы сбора, обработки информации и управления (далее – СОИ) и системы дренажа нефти. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКН и ее компоненты.

БИЛ состоит из трех рабочих измерительных линии (ИЛ) и двух резервных ИЛ.

БИК выполняет функции контроля показателей качества нефти и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012 через пробозаборное устройство.

В состав СИКН входят измерительные компоненты, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты, утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 16...500 мм (далее – ПР)	15427-01
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 16...500 мм	15427-06
Преобразователи измерительные 644, 3144P, 3244MV	14683-04
Преобразователи измерительные 644, 3144P	14683-09
Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P	56381-14
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-15
Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ	26803-11
Манометры, вакуумметры и мановакуумметры для точных измерений типа МТИ и ВТИ	1844-63
Манометры, вакуумметры и мановакуумметры для точных измерений типа МТИ и ВТИ	1844-15
Термометры электронные «ExT-01»	44307-10
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	303-91
Расходомеры ультразвуковые UFM 3030, UFM 3030-300, UFM 500-030, UFM 500-300	48218-11
Преобразователи плотности жидкости измерительные моделей 7835, 7845, 7846, 7847	15644-01
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные моделей 7827, 7828, 7829	15642-01
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные (мод. 7825, 7826, 7827, 7828, 7829)	15642-06
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	14557-01
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Анализаторы серы модели ASOMA 682T-HP-EX, ASOMA682T-HP	50181-12
Контроллеры измерительные FloBoss S600+ (заводские №№ 18361865, 18361866)	81438-21

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти по каждой ИЛ и по СИКН в целом по результатам измерений объема нефти по каждой ИЛ и плотности нефти и приведение измеренных значений к стандартным условиям;
- автоматическое измерение объема, давления, температуры, плотности, вязкости, содержания воды в нефти, содержания серы в нефти;

- автоматическое вычисление массы нетто нефти по каждой ИЛ и по СИКН в целом с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- формирование и печать отчетных документов;
- дистанционное и местное управление запорной и регулирующей арматурой, циркуляционными насосами и другим оборудованием;
- автоматический контроль, индикацию, сигнализацию предельных значений технологических параметров;
- поверку и контроль метрологических характеристик ПР по стационарной поверочной установке;
- автоматический отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002-2006.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Заводской номер СИКН указан в инструкции по эксплуатации.

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее - ПО), реализованное в контроллерах измерительных FloBoss S600+ и в ПО ПК «Cropos».

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

Идентификационные данные ПО контроллеров и АРМ оператора приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Контроллеры FloBoss S600+	ПК «Cropos»
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25/25	1.0
Цифровой идентификатор ПО	1990	A1C753F7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 3, 4, 5.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 350 ¹⁾ до 4800
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
¹ – при вязкости нефти от 43 до 65 мм ² /с минимальное значение расхода составляет 400 м ³ /ч, при вязкости от 66 до 90 мм ² /с - 500 м ³ /ч, при вязкости от 91 до 140 мм ² /с - 667 м ³ /ч, при вязкости от 141 до 200 мм ² /с - 533,6 м ³ /ч	

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики вспомогательных ИК с комплектным методом определения метрологических характеристик

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6	7
1-36	ИК силы тока	36 (СОИ)	-	Аналоговые входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 4 до 20 мА	$\pm 0,04 \%$ (приведенная)
37-45	ИК частоты	9 (СОИ)	-	Частотные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 1 до 10000 Гц	$\pm 0,1$ Гц (абсолютная)
46-57	ИК количества импульсов	12 (СОИ)	-	Импульсные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 1 до $16 \cdot 10^6$ имп. (диапазон частот от 1 до 10000 Гц)	± 1 имп. (абсолютная, на каждые 10000 имп.)
	ИК вычисления расхода, объема и массы	5 (СОИ)	-	Контроллеры измерительные FloBoss S600+		$\pm 0,01 \%$ (относительная)

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	5 (3 рабочих, 2 резервных)
Режим работы СИКН	Непрерывный
Режим управления: - запорной арматурой блока измерительных линий - регуляторами расхода	автоматизированный / ручной автоматический / ручной
Избыточное давление нефти, МПа	от 0,2 до 1,6
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38 трёхфазное 220±22 однофазное 50±1
Средняя наработка на отказ, ч	20 000
Средний срок службы, лет, не менее	10
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Физико-химические свойства измеряемой среды: – плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³ – вязкость кинематическая, мм ² /с – температура, °С – массовая доля воды, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более	от 850 до 950 от 9 до 100 от +1 до +40 1,0 0,05
– массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ – давление насыщенных паров при максимальной температуре измеряемой среды, кПа, (мм рт. ст.) – массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более – массовая доля серы, %, не более – массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более – содержание свободного газа	300 66,7 (500) 100 5,0 100 не допускается

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 3 ПСП «Ярославль» ООО «Транснефть - Балтика», зав. № 01	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	НА.ГНМЦ.0497-20 МП с изм. №1	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе: МН 855-2019 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 3 ПСП «Ярославль» ООО «Транснефть - Балтика», ФР.1.29.2019.35493.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 3 ПСП «Ярославль» ООО «Транснефть - Балтика»

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 г. Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Приказ Росстандарта № 256 от 07.02.2018 г. Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
ИНН: 0278005403.

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

Телефон: +7(347) 279-88-99, 8-800-700-78-68;

Факс: +7(347) 279-88-99;

E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru;

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

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

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

Факс: +7 (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2637

Регистрационный № 80735-20

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерений количества и показателей качества нефти № 444
ООО «Транснефть-Балтика»**

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 444 ООО «Транснефть-Балтика» (далее по тексту – СИКН) предназначена для автоматизированного определения массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на косвенном методе динамических измерений массы нефти.

При косвенном методе динамических измерений массу брутто нефти определяют с применением измерительных компонентов: преобразователей объемного расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователей объемного расхода, преобразователей температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительных контроллеров FloBoss S600+, которые преобразуют их и вычисляют массу брутто нефти по реализованному в них алгоритму. Часть измерительных компонентов СИКН формируют вспомогательные измерительные каналы (ИК) метрологические характеристики которых определяются комплексным методом.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока фильтров, блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), узла регулирования давления, системы сбора, обработки информации и управления (далее – СОИ) и системы дренажа нефти. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКН и ее компоненты.

БИЛ состоит из трех рабочих измерительных линий (ИЛ) и одной резервной ИЛ.

БИК выполняет функции контроля показателей качества нефти и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012 через пробозаборное устройство.

В состав СИКН входят измерительные компоненты, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты, утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N DN250 (далее – ПР)	15427-01
Преобразователи измерительные к датчикам температуры 644, 3144, 3244	14683-00
Преобразователи измерительные 644, 3144Р, 3244MV	14683-04
Преобразователи измерительные 644, 3144Р	14683-09
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	22257-01
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	22257-05
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	22257-11
Термопреобразователи сопротивления платиновые 68, 68Q	22256-01
Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом 902820	32460-06
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04
Преобразователи давления измерительные 3051S	24116-08
Манометры, вакуумметры и мановакуумметры для точных измерений типа МТИ и ВТИ	1844-63
Манометры избыточного давления, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МТИф, ВТИф, МВТИф	34911-07
Манометры избыточного давления, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МТИф, ВТИф, МВТИф	34911-11
Манометры показывающие ТМ, ТВ, ТМВ и ТМТБ	25913-08
Термометры ртутные стеклянные лабораторные типа ТЛ-4	303-91
Термометры стеклянные лабораторные ТЛ-2м, ТЛ-4м серии "Labtex"	28208-04
Преобразователи плотности жидкости измерительные (мод. 7835, 7845, 7846, 7847) модель 7835	15644-01
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модель (мод. 7825, 7826, 7827, 7828, 7829) модель 7829	15642-01
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модель (мод. 7825, 7826, 7827, 7828, 7829) модель 7829	15642-06
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-01
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Преобразователи плотности и расхода CDM	63515-16
Контроллеры измерительные FloBoss S600+ (заводские №№ - 18361947, 18361948)	81438-21

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти по каждой ИЛ и по СИКН в целом по результатам измерений объема нефти по каждой ИЛ и плотности нефти и приведение измеренных значений к стандартным условиям;
- автоматическое измерение объема, давления, температуры и плотности нефти;
- автоматическое вычисление массы нефти по каждой ИЛ и по СИКН в целом с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- формирование и печать отчетных документов;
- дистанционное и местное управление запорной и регулирующей арматурой, циркуляционными насосами и другим оборудованием;
- автоматический контроль, индикацию, сигнализацию предельных значений технологических параметров;
- КМХ ПР рабочих ИЛ и резервной ИЛ с помощью ПУ.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002-2006.

Пломбировка преобразователей расхода осуществляется с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы с нанесением знака поверки давлением на пломбу, установленной на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах.

Пломбировка контроллера осуществляется с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы с нанесением знака поверки давлением на пломбу, установленной на контрольной проволоке, пропущенной через специальные отверстия, предусмотренные на корпусе контроллера.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Заводской номер СИКН указан в инструкции по эксплуатации.

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее - ПО), реализованное в контроллерах измерительных FloBoss S600+ и в ПО ПК «Cropos».

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

Идентификационные данные ПО контроллеров и АРМ оператора приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Контроллеры FloBoss S600+	ПК «Cropos»
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25/25	1.0
Цифровой идентификатор ПО	1990	A1C753F7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 3, 4, 5.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 350 ¹⁾ до 4800
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
¹⁾ – при вязкости нефти от 43 до 65 мм ² /с минимальное значение расхода составляет 400 м ³ /ч, при вязкости от 66 до 80 мм ² /с - 500 м ³ /ч	

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики вспомогательных ИК с комплектным методом определения метрологических характеристик

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6	7
1-36	ИК силы тока	36 (СОИ)	-	Аналоговые входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 4 до 20 мА	±0,04 % (приведенная)
37-45	ИК частоты	9 (СОИ)	-	Частотные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 1 до 10000 Гц	±0,1 Гц (абсолютная)
46-57	ИК количества импульсов	12 (СОИ)	-	Импульсные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 1 до 16·10 ⁶ имп. (диапазон частот от 1 до 10000 Гц)	±1 имп. (абсолютная, на каждые 10000 имп.)
58-61	ИК вычисления расхода, объема и массы	4 (СОИ)	-	Контроллеры измерительные FloBoss S600+	-	±0,01 % (относительная)

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	4 (3 рабочих, 1 резервная)
Режим работы СИКН	Непрерывный
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858
Характеристики измеряемой среды: – плотность, кг/м ³ – давление, МПа – температура, °С – вязкость кинематическая, мм ² /с	от 850 до 890 от 0,11 до 0,80 от -2 до +40 от 10,0 до 80,0
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	400±40/230±23 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -50 до +40
Средняя наработка на отказ, ч	20 000

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 444 ООО «Транснефть – Балтика», зав. № 01	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	НА.ГНМЦ.0499-20 МП с изм. №1	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе: «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 444 на ПСП «Кириши» ООО «Балтнефтепровод», ФР.1.29.2011.11011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 444 ООО «Транснефть-Балтика»

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 г. Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Приказ Росстандарта № 256 от 07.02.2018 г. Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
ИНН: 0278005403.

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

Телефон: +7(347) 279-88-99, 8-800-700-78-68;

Факс: +7(347) 279-88-99;

E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru;

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Телефон: +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-78-68
Факс: +7 (843) 567-20-10
E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2637

Регистрационный № 80779-20

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 777 ПСП «Джалинда» филиала «Нерюнгринское РНУ» ООО «Транснефть - Восток»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 777 ПСП «Джалинда» филиала «Нерюнгринское РНУ» ООО «Транснефть - Восток» (далее по тексту – СИКН) предназначена для автоматизированного определения массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на косвенном методе динамических измерений массы нефти.

При косвенном методе динамических измерений массу брутто нефти определяют с применением измерительных компонентов: преобразователей объемного расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователей объемного расхода, преобразователей температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительных контроллеров FloBoss S600+, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму. Часть измерительных компонентов СИКН формируют вспомогательные измерительные каналы (ИК) метрологические характеристики которых определяются комплексным методом.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока фильтров, блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), узла регулирования давления, системы сбора, обработки информации и управления (далее – СОИ) и системы дренажа нефти. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКН и ее компоненты.

БИЛ состоит из трех рабочих измерительных линии (ИЛ) и одной контрольно-резервной ИЛ.

БИК выполняет функции контроля показателей качества нефти и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012 через пробозаборное устройство.

В состав СИКН входят измерительные компоненты, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты, утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM (Ду от 2 до 16 дюймов) (далее – ПР)	16128-06
Преобразователь расхода жидкости турбинные MVTM Ду от 2” до 16”	16128-10
Датчики температуры 644, 3144Р	39539-08
Датчик температуры Rosemount 644, Rosemount 3144Р	63889-16
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-10
Датчик давления Метран-100	22235-01
Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ	26803-06
Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ	26803-11
Манометры, мановакуумметры, напоромеры, тягонапоромеры показывающие МП (манометры), МВП (мановакуумметры), НП (напоромеры), ТНП (тягонапоромеры)	28544-14
Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры, тягонапоромеры, дифманометры показывающие, сигнализирующие МПю и МП (показывающие), ЭкМю и ЭкМ (сигнализирующие)	47452-11
Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, дифманометры показывающие и сигнализирующие МП, НП, ЭКН и ЭКМ, ВП, ТП, ЭКТ и ЭКВ, МВП, ТНП, ЭКТН и ЭКМВ, ДП и ЭКД	59554-14
Манометры показывающие ТМ, ТВ, ТМВ и ТМТБ	25913-08
Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры ФТ	60168-15
Манометры, вакуумметры и мановакуумметры для точных измерений типа МТИ и ВТИ	1844-63
Термометр электронный ЕхТ-01/1	44307-10
Термометры ртутные стеклянные лабораторные типа ТЛ-4	303-91
Преобразователи плотности жидкости измерительные (мод. 7835, 7845, 7846, 7847) модель 7835	15644-06
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	52638-13
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	15644-01
Преобразователь плотности и расхода CDM 100Р	63515-16
Преобразователь плотности и вязкости FDM, FVM, HFVM	62129-15

Продолжение таблицы 1

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модель (мод. 7825, 7826, 7827, 7828, 7829) модель 7829	15642-06
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-05
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-10
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Контроллеры измерительные FloBoss S600+ (заводские №№ 18361870, 17974122)	81438-21

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти по каждой ИЛ и по СИКН в целом по результатам измерений объема нефти по каждой ИЛ и плотности нефти и приведение измеренных значений к стандартным условиям;
- автоматическое измерение объема, давления, температуры и плотности нефти;
- автоматическое вычисление массы нефти по каждой ИЛ и по СИКН в целом с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- формирование и печать отчетных документов;
- дистанционное и местное управление запорной и регулирующей арматурой, циркуляционными насосами и другим оборудованием;
- автоматический контроль, индикацию, сигнализацию предельных значений технологических параметров;
- КМХ ПР рабочих ИЛ с помощью ПР контрольно-резервной ИЛ;
- КМХ и поверка ПР рабочих ИЛ и ПР контрольно-резервной ИЛ с применением ПУ.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002-2006.

Пломбировка преобразователей расхода осуществляется с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы с нанесением знака поверки давлением на пломбу, установленной на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах.

Пломбировка контроллера осуществляется с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы с нанесением знака поверки давлением на пломбу, установленной на контрольной проволоке, пропущенной через специальные отверстия, предусмотренные на корпусе контроллера.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Заводской номер СИКН указан в инструкции по эксплуатации.

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее - ПО), реализованное в контроллерах измерительных FloBoss S600+ и в ПО ПК «Сторос».

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

Идентификационные данные ПО контроллеров и АРМ оператора приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Контроллеры FloBoss S600+	ПК «Cropos»
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25/25	1.40.0.0
Цифровой идентификатор ПО	1990	23B7F731
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 3, 4, 5.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 600 до 5000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики вспомогательных ИК с комплектным методом определения метрологических характеристик

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6	7
1, 2, 3, 4	ИК объемного расхода нефти	4 (ИЛ 1, ИЛ 2, ИЛ 3, ИЛ4)	Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM	Контроллеры измерительные FloBoss S600+	от 199 до 1990 м ³ /ч	$\pm 0,15\%$ ¹⁾ ($\pm 0,10\%$) ²⁾ (относительная)
5-40	ИК силы тока	36 (СОИ)	-	Аналоговые входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 4 до 20 мА	$\pm 0,04\%$ (приведенная)
41-49	ИК частоты	9 (СОИ)	-	Частотные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 1 до 10000 Гц	$\pm 0,1$ Гц (абсолютная)
50-61	ИК количества импульсов	12 (СОИ)	-	Импульсные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 1 до 16·10 ⁶ имп. (диапазон частот от 1 до 10000 Гц)	± 1 имп. (абсолютная, на каждые 10000 имп.)
62-65	ИК вычисления расхода, объема и массы	4 (СОИ)	-	Контроллеры измерительные FloBoss S600+	-	$\pm 0,01\%$ (относительная)

¹⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объемного расхода на рабочих ИЛ;

²⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объемного расхода на контрольно-резервной ИЛ, применяемым в качестве контрольного.

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	4 (3 рабочих, 1 контрольно-резервная)
Режим работы СИКН	Непрерывный автоматический
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Характеристики измеряемой среды: – плотность, кг/м ³ – давление, МПа – температура, °С – массовая доля воды, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ – вязкость кинематическая, мм ² /с – давление насыщенных паров при максимальной температуре измеряемой среды, кПа, (мм рт. ст.) – массовая доля парафина, %, не более – массовая доля серы, %, не более – массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более – содержание свободного газа	от 815 до 885 от 0,2 до 4,0 от -5* до +40 0,5 0,05 100,0 от 5,0 до 35,0 66,7 (500) 6,0 1,3 40,0 не допускается
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	400±40/230±23 50±1
Средняя наработка на отказ, ч	20 000
Средний срок службы, лет, не менее	10
* – влагомер применяется только при значении температуры нефти в БИК не менее +5 °С. Для обеспечения стабильных положительных температур +5 °С и выше) поток нефти подводящих трубопроводов БИК проходит через теплообменники пункта подогрева нефти.	

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 777 ПСП «Джалинда» филиала «Нерюнгринское РНУ» ООО «Транснефть - Восток», зав. № 777	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.
Формуляр на Систему измерений количества и показателей качества нефти № 777 ПСП «Джалинда» филиала «Нерюнгринское РНУ» ООО «Транснефть - Восток»		1 экз
Методика поверки	НА.ГНМЦ.0484-20 МП с изм. №1	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе: «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 777 ПСП «Джалинда» филиала «Нерюнгринское РНУ» ООО «Транснефть - Восток», свидетельство об аттестации №123-RA.RU.312546-2020.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 777 ПСП «Джалинда» филиала «Нерюнгринское РНУ» ООО «Транснефть - Восток»

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 г. Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Приказ Росстандарта № 256 от 07.02.2018 г. Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости

Изготовитель

Великолуцкий завод «Транснефтемаш» - филиал Акционерного общества «Транснефть – Верхняя Волга» (АО «Транснефть – Верхняя Волга»)

ИНН: 5260900725

Адрес: 182115, Россия, Псковская область, г. Великие Луки ул. Гоголя, д. 2

Тел./факс: +7(81153) 9-26-67

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

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

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

Факс: +7 (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2637

Регистрационный № 81024-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 115
ПСП «Юргамыш» ЛПДС «Юргамыш»**

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 115 ПСП «Юргамыш» ЛПДС «Юргамыш» (далее по тексту – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на косвенном методе динамических измерений массы нефти.

При косвенном методе динамических измерений массу брутто нефти определяют с применением измерительных компонентов: преобразователя объемного расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователя объемного расхода, преобразователей температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного контроллера FloBoss S600+, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму. Часть измерительных компонентов СИКН формируют вспомогательные измерительные каналы (ИК) метрологические характеристики которых определяются комплексным методом.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока фильтров, блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), системы сбора, обработки информации и управления (далее – СОИ) и системы дренажа нефти. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКН и ее компоненты.

БИЛ состоит из входного и выходного коллекторов, трех рабочих измерительных линий (ИЛ) и одной контрольно-резервной ИЛ.

БИК выполняет функции контроля показателей качества нефти и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012 через пробозаборное устройство.

В состав СИКН входят измерительные компоненты, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты, утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N (Ду от 16 до 500 мм) (далее – ПР)	15427-01
Преобразователь расхода жидкости турбинный геликоидный серии НТМ	38725-08
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-01
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-05
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	15642-01
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04
Преобразователи давления измерительные dTRANS p20	47454-11
Преобразователи измерительные 644 к датчикам температуры	14683-00
Преобразователи измерительные 644	14683-04
Контроллеры измерительные FloBoss S600+ (заводские №№ 20028123, 20028124, 20028125)	81438-21

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002-2006.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти по каждой ИЛ и по СИКН в целом по результатам измерений объема нефти по каждой ИЛ и плотности нефти и приведение измеренных значений к стандартным условиям;
- автоматическое измерение объема, давления, температуры и плотности нефти;
- автоматическое вычисление массы нефти по каждой ИЛ и по СИКН в целом с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- формирование и печать отчетных документов;
- дистанционное и местное управление запорной и регулирующей арматурой, циркуляционными насосами и другим оборудованием;
- автоматический контроль, индикацию, сигнализацию предельных значений технологических параметров;
- обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002-2006.

Пломбировка преобразователей расхода осуществляется с помощью с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы с нанесением знака поверки давлением на пломбу, установленной на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах.

Пломбировка контроллера осуществляется с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы с нанесением знака поверки давлением на пломбу, установленной на контрольной проволоке, пропущенной через специальные отверстия, предусмотренные на корпусе контроллера.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Заводской номер СИКН указан в инструкции по эксплуатации.

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее - ПО), реализованное в контролерах FloBoss S600+ и в ПО ПК «Сторос».

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

Идентификационные данные ПО контроллеров приведены в таблице 2.

Идентификационные данные ПО ПК «Сторос» оператора приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25
Цифровой идентификатор ПО	1990
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО ПК АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	metrology.dll
Номер версии ПО	1.37
Цифровой идентификатор ПО	DCB7D88F
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 4, 5, 6.

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	от 293,2 до 2300,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 5 – Состав и основные метрологические характеристики вспомогательных ИК с комплектным методом определения метрологических характеристик

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6	7
1-72	ИК силы тока	72 (СОИ)	-	Аналоговые входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	От 4 до 20 мА	±0,04 % (приведенная)
73-94	ИК частоты	22 (СОИ)	-	Частотные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 1 до 10000 Гц	±0,1 Гц (абсолютная)
95-114	ИК количества импульсов	20 (СОИ)	-	Импульсные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 1 до $16 \cdot 10^6$ имп. (диапазон частот от 1 до 10000 Гц)	±1 имп. (абсолютная)
115-118	ИК вычисления расхода, объема и массы	4 (СОИ)	-	Контроллеры измерительные FloBoss S600+	-	±0,01 % (относительная)

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Характеристики измеряемой среды: – плотность в рабочем диапазоне температуры нефти, кг/м ³ – рабочий диапазон давление нефти, МПа – рабочий диапазон температуры нефти, °С – массовая доля воды, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ – вязкость кинематическая, сСт, не более – давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст.), не более – массовая доля серы, %, не более – массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более – массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ , (ppm), не более	от 856 до 895 от 0,35 до 6,30 от плюс 2 до плюс 32 0,5 0,05 100 от 9 до 35,5 66,7 (500) 2,2 20 40
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380, 3-х фазное, 220±22 однофазное 50
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – атмосферное давление, кПа	от -48 до +41 от 84,0 до 106,7

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	15
Средняя наработка на отказ, ч	20 000
Режим работы	непрерывный

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 115 на ЛПДС «Юргамыш» Курганского НУ АО «Транснефть-Урал», зав. № 01	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	НА.ГНМЦ.0495-20 МП с изм. №1	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе МН 358-2013 «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти №115 на ЛПДС «Юргамыш» с изм. №2, ФР.1.29.2013.15586.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти СИКН №115 ПСП «Юргамыш» ЛПДС «Юргамыш»

ГОСТ 8.587-2019 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 г. Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН: 0278005403

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

Телефон/факс: +7 (347) 279-88-99, +7 800 700-78-68

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

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

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

Факс: +7 (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2637

Регистрационный № 81025-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 425 ПСП «Салават» ЛПДС «Салават» Туймазинского НУ АО «Транснефть – Урал»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 425 ПСП «Салават» ЛПДС «Салават» Туймазинского НУ АО «Транснефть – Урал» (далее – СИКН) предназначена для автоматических измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Измерения массы брутто нефти выполняют прямым методом динамических измерений.

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

Выходные электрические сигналы массовых расходомеров поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного контроллера FloBoss S600+, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму. Часть измерительных компонентов СИКН формируют вспомогательные измерительные каналы (ИК) метрологические характеристики которых определяются комплектным методом.

Конструктивно СИКН состоит из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (БИК), системы сбора и обработки информации (СОИ), узла подключения передвижной поверочной установки. Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из четырех рабочих, одной резервной и одной контрольно-резервной измерительных линий.

БИК выполняет функции оперативного контроля и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется через пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-2012, установленное на выходном коллекторе БИЛ.

В состав СИКН входят измерительные компоненты, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты, утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2
расходомеры массовые Promass 83F	15201-07
преобразователи давления измерительные 3051	14061-10
датчики температуры 644, 3144P	39539-08
преобразователь расхода ультразвуковой UFM 3030	32562-09
преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	15644-06
влажмеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-10
преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	15642-06
преобразователи измерительные 644	14683-09
контроллеры измерительные FloBoss модели S600+ (заводские №№ 18361964, 18361965, 18361966, 18361968)	81438-21-

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерение массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры (°C), давления (МПа), плотности (кг/м³), вязкости (сСт) нефти, содержания воды (%) в нефти;
- вычисление массы нетто (т) нефти с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- контроль метрологических характеристик расходомеров массовых по стационарной поверочной установке в комплекте с поточным преобразователем плотности;
- поверку ИК массового расхода по стационарной поверочной установке в комплекте с поточным преобразователем плотности
- поверку стационарной ТПУ по передвижной поверочной установке;
- автоматический отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002-2006.

Пломбировка расходомеров массовых осуществляется с помощью с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы с нанесением знака поверки давлением на пломбу, установленной на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах.

Пломбировка контроллера осуществляется с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы с нанесением знака поверки давлением на пломбу, установленной на контрольной проволоке, пропущенной через специальные отверстия, предусмотренные на корпусе контроллера.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Заводской номер СИКН указан в инструкции по эксплуатации.

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее - ПО), реализованное в контроллерах FloBoss S600+ и в ПО ПК «Cropos».

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

Идентификационные данные ПО контроллеров и АРМ оператора приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ и АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Контроллеры FloBoss S600+	ПК «Cropos»
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25	1.37
Цифровой идентификатор ПО	1990	DCB7D88F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 3, 5.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 194,35 до 833,17
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики вспомогательных ИК с комплектным методом определения метрологических характеристик

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6	7
1-96	ИК силы тока	96 (СОИ)	-	Аналоговые входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	От 4 до 20 мА	$\pm 0,04 \%$ (приведенная)
97-127	ИК частоты	32 (СОИ)	-	Частотные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 1 до 10000 Гц	$\pm 0,1$ Гц (абсолютная)
128-175	ИК количества импульсов	48 (СОИ)	-	Импульсные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 1 до $16 \cdot 10^6$ имп. (диапазон частот от 1 до 10000 Гц)	± 1 имп (абсолютная)
182-185	ИК вычисления расхода, объема и массы	4 (СОИ)	-	Контроллеры измерительные FloBoss S600+	-	$\pm 0,01 \%$ (относительная)
176-181	ИК массового расхода нефти	6 (ИЛ 1, ИЛ 2, ИЛ 3, ИЛ 4, ИЛ 5, ИЛ 6)	Расходомеры массовые Promass	Контроллеры измерительные FloBoss S600+	от 60 до 800 т/ч	$\pm 0,25\%^{1)}$ ($\pm 0,20\%^{2)}$ (относительная)

¹⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода на рабочих ИЛ;
²⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода на контрольно-резервной ИЛ, применяемым в качестве контрольного.

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающего воздуха, °С	от -48 до +41
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380 3-х фазное / 220±22 однофазное 50
Средняя наработка на отказ, ч	20 000
Средний срок службы, лет, не менее	15
Режим работы СИКН	непрерывный
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Характеристики измеряемой среды	
– плотность в рабочем диапазоне температуры нефти, кг/м ³	от 845 до 890
– рабочий диапазон давления нефти, МПа	от 0,4 до 1,6

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающего воздуха, °С	от -48 до +41
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380 3-х фазное / 220±22 однофазное 50
– рабочий диапазон температуры нефти, °С	от плюс 2,6 до плюс 28,0
– массовая доля воды, %, не более	0,5
– вязкость кинематическая, сСТ	от 14,6 до 70,0
– массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	300,0
– массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
– давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст.), не более	66,7 (500)
– массовая доля серы, %, не более	3,5
– массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	100,0
– массовая доля метил-и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ , не более	100,0

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 425 на ЛПДС «Салават» Туймазинского НУ АО «Транснефть-Урал», зав. № 01	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	НА.ГНМЦ.0491-20 МП с изм. №1	1 экз.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти СИКН №425 на ЛПДС «Салават» Туймазинского НУ

ГОСТ 8.587-2019 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 г. Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
ИНН: 0278005403

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

Телефон/факс: +7 (347) 279-88-99, +7 800 700-78-68

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

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

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

Факс: +7 (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2637

Регистрационный № 81026-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 96 Омской ЛПДС, АО «Транснефть – Западная Сибирь»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 96 Омской ЛПДС, АО «Транснефть – Западная Сибирь» (далее – СИКН) предназначена для автоматических измерений массы брутто и показателей качества нефти при проведении учетных операций между АО «Транснефть – Западная сибирь» и АО «Транснефть – Сибирь».

Описание средства измерений

Измерения массы брутто нефти выполняют косвенным методом динамических измерений – с помощью преобразователей расхода жидкости турбинных, поточных преобразователей плотности и системы обработки информации.

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

Конструктивно СИКН состоит из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (БИК), системы сбора и обработки информации (СОИ), узла регулирования давления. Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из входного и выходного коллекторов DN700, 4-х рабочих, 2-х резервных измерительных линий (ИЛ) DN250 и 1 контрольной ИЛ DN400. В каждой из рабочих и резервных ИЛ установлены следующие средства измерений и технические средства:

- фильтр сетчатый с быстросъемной крышкой МИГ-ФБ 250, в комплекте с преобразователем давления измерительным EJX110 (регистрационный номер государственного реестра средств измерений (далее - регистрационный №) 28456-09);
- преобразователь расхода турбинный модели RQ-250 (регистрационный №14070-03) либо преобразователь расхода турбинный НТМ 10 (регистрационный №56812-14);
- преобразователь давления измерительный EJX530А (регистрационный №28456-09);
- преобразователь измерительный температуры 644 (регистрационный №14683-09) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 065 (регистрационный №22257-11);

- запорная арматура.

В состав БИЛ также входят показывающие средства измерений давления и температуры утвержденных типов.

В состав контрольной ИЛ входят:

- счетчик (преобразователь) объема жидкости эталонный лопастной Smith Meter модели M16-S3 (регистрационный №18307-99);
- преобразователь давления измерительный EJX530A (регистрационный №28456-09);
- преобразователь измерительный температуры 644 (регистрационный №14683-09) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 065 (регистрационный №22257-11);
- запорная арматура.

В состав контрольной ИЛ также входят показывающие средства измерений давления и температуры утвержденных типов.

БИК выполняет функции измерения и оперативного контроля параметров качества нефти, а также автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется через пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-2012, установленное на выходном коллекторе БИЛ. В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства:

- два насоса прокачки нефти через БИК (рабочий и резервный);
- пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-2012;
- два преобразователя плотности жидкости измерительных 7835 (рабочий и резервный (регистрационный №52638-13);
- два преобразователя плотности и вязкости жидкости измерительных 7829 (рабочий и резервный) (регистрационный №15642-06);
- два влагомера нефти поточных УДВН-1пм (рабочий и резервный) (регистрационный №14557-10);
- преобразователь давления измерительный EJX530A (регистрационный №28456-09);
- преобразователь измерительный температуры 644 (регистрационный №14683-09) в комплекте с платиновым термометром сопротивления 065 (регистрационный №22257-11);
- анализатор серы общей рентгеноабсорбционный в потоке нефти при высоком давлении NEX XT (регистрационный №47395-11);
- преобразователь расхода жидкости ультразвуковой UFM 3030 (регистрационный №48218-11);
- две системы автоматического пробоотбора Clif Mock;
- пробоотборник для ручного отбора пробы «Стандарт-Р»;
- термостатируемый цилиндр;
- место для подключения пикнометрической установки и устройства для определения содержания свободного газа в нефти.

В состав БИК также входят показывающие средства измерений давления и температуры утвержденных типов.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: два контроллера измерительных Floboss S600 + (Зав. №№ 20029747, 20029748) (регистрационный №81438-21), осуществляющих сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, и два автоматизированных рабочих места оператора программным комплексом «Сторос» (далее – ПК «Сторос») (основное и резервное) на базе персонального компьютера, оснащенных монитором, клавиатурой и печатающим устройством.

Проведение поверки преобразователей расхода, установленных в рабочих, резервных и контрольной ИЛ, проводят с помощью стационарной установки поверочной трубопоршневой (далее – ТПУ) двуправленной 1-го разряда с диапазоном расходов нефти от 21 до 1775 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,05$ % в комплекте с преобразователями давления, температуры, манометрами и термометрами.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящие в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002-2006.

Пломбировка преобразователей расхода осуществляется с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы с нанесением знака поверки давлением на пломбу, установленной на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах.

Пломбировка контроллера осуществляется с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы с нанесением знака поверки давлением на пломбу, установленной на контрольной проволоке, пропущенной через специальные отверстия, предусмотренные на корпусе контроллера.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение объемного расхода нефти в рабочем диапазоне расходов по измерительной линии и в целом по СИКН;
- автоматическое измерение температуры, давления, плотности, динамической вязкости нефти, объемной доли воды и серосодержания в нефти;
- автоматическое вычисление массы брутто нефти по результатам измерений объемного расхода, плотности, температуры и давления нефти;
- автоматическое вычисление кинематической вязкости нефти, массовой доли воды;
- вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений в БИК и в испытательной лаборатории содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и контроль метрологических характеристик преобразователей расхода по стационарной ТПУ;
- поверку и контроль метрологических характеристик преобразователей расхода турбинных, установленных в рабочих и резервных ИЛ, по счетчику (преобразователю) объема жидкости эталонному лопастному Smith Meter модели LM16-S3, установленному в контрольной ИЛ;
- автоматический отбор объединенной пробы рабочей среды;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи, паспортов качества.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Заводской номер СИКН указан в инструкции по эксплуатации.

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее - ПО), реализованное в контроллерах измерительных FloBoss S600+ и в ПО ПК «Cropos».

ПО СИКН разделено на два структурных уровня – верхний и нижний. К нижнему уровню относится ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее – контроллеров). К ПО верхнего уровня относится ПО ПК «Cropos».

В ПО СИКН защита от непреднамеренных и преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных осуществляется:

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

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

Идентификационные данные ПО контроллеров и АРМ оператора приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Контроллеры FloBoss S600+	ПК «Crops»
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25	1.37
Цифровой идентификатор ПО	0x1990	DCB7D88F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 380 до 4800
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики вспомогательных ИК с комплектным методом определения метрологических характеристик

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установок)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	2	3	4	5	6	7
1	ИК объемного расхода нефти	1 (ИЛ1)	счетчик (преобразователь) объема жидкости эталонный лопастной Smith Meter модели LM16-S3	Контроллеры измерительные FloBoss S600+	от 380 до 2000 м ³ /ч	±0,1 % (относительная)
2,3,4, 5,6,7	ИК объемного расхода нефти	6 (ИЛ 2, ИЛ 3, ИЛ 4, ИЛ5, ИЛ 6, ИЛ 7)	преобразователь расхода турбинный модели RQ-250, преобразователь расхода турбинный НТМ 10	Контроллеры измерительные FloBoss S600+	от 380 до 1800 м ³ /ч от 380 до 2000 м ³ /ч	±0,15 % (относительная)
8-43	ИК силы тока	36 (СОИ)	-	Аналоговые входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 4 до 20 мА	±0,04 % (приведенная)
44-52	ИК частоты	9 (СОИ)	-	Частотные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 1 до 10000 Гц	±0,1 Гц (абсолютная)
53-64	ИК количества импульсов	12 (СОИ)	-	Импульсные входы контроллеров измерительных FloBoss S600+	от 1 до 16·10 ⁶ имп. (диапазон частот от 1 до 10000 Гц)	±1 имп. (абсолютная, на каждые 10000 имп.)
65-71	ИК вычисления расхода, объема и массы	7 (СОИ)	-	Контроллеры измерительные FloBoss S600+	-	±0,01 % (относительная)

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Количество измерительных линий, шт.	7 (4 рабочие, 2 резервные, 1 контрольная)
Характеристики измеряемой среды: – плотность, кг/м ³ – давление, МПа – температура, °С – массовая доля воды, %, не более – содержание свободного газа – вязкость кинематическая, мм ² /с	от 750 до 950 от 0,24 до 1,6 от минус 10 до + 25 1,0 не допустимо от 0,5 до 50,0 ¹⁾
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38, 220±22 50±0,4

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от минус 32 до +40
Средняя наработка на отказ, ч	20 000
Режим работы СИКН	Непрерывный с периодическими остановками
¹⁾ – в процессе эксплуатации изменение значения вязкости нефти от значения вязкости нефти при проведении поверки ТПР не должно превышать $\pm 15 \text{ мм}^2/\text{с}$.	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 96 Омской ЛПДС, АО «Транснефть – Западная Сибирь», зав. № 01	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	НА.ГНМЦ.0496-20 МП с изм. №1	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 96 Омской ЛПДС. МН 456-2014». Номер в реестре ФР.1.29.2014.19151.

Нормативные и технические документы, распространяющиеся на систему измерений количества и показателей качества нефти № 96 Омской ЛПДС, АО «Транснефть – Западная Сибирь»

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 г. Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 февраля 2018г. №256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН: 0278005403.

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

Телефон: +7(347) 279-88-99, 8-800-700-78-68;

Факс: +7(347) 279-88-99;

E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru;

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Телефон: +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-78-68
Факс: +7 (843) 567-20-10
E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2637

Регистрационный № 81750-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики холодной и горячей воды крыльчатые МЕТЕР

Назначение средства измерений

Счетчики холодной и горячей воды крыльчатые МЕТЕР (далее – счетчики) предназначены для измерений объема питьевой воды и горячей сетевой воды.

Описание средства измерений

Принцип работы счетчика состоит в измерении числа оборотов крыльчатки, вращающейся под действием потока протекающей воды. Количество оборотов крыльчатки пропорционально объему протекающей воды.

Счетчик состоит из измерительной камеры, внутри которой имеется крыльчатка с закрепленным на ней магнитом, и счетного механизма с индикатором.

Поток воды, проходящий через струевыпрямитель, приводит во вращение крыльчатку с закрепленным магнитом. Передача вращения крыльчатки в счётный механизм осуществляется при помощи магнитной связи или прямой передачи без использования магнитной муфты. Счетный механизм преобразует число оборотов крыльчатки в показания объема воды на индикаторе. Крыльчатка с закрепленным магнитом опционально защищена от воздействия внешнего магнитного поля антимагнитным кольцом.

Счетчики выпускаются модификаций одноструйные МЕТЕР СВ и многоструйные МЕТЕР ВК, отличающихся диаметром условного прохода и конструкцией счетного механизма. Счетчики имеют исполнения для измерений объема холодной воды, горячей воды и универсальные для измерений объема холодной и горячей воды.

Структура условного обозначения счетчиков:

МЕТЕР СВ М – 20 Х И С ШК 190

1 2 3 4 5 6 7 8 9

Где:

1 – тип прибора;

2 – модификация:

СВ – одноструйный счетчик;

ВК – многоструйный счетчик;

3 – исполнение счетного механизма:

М – мокроходный,

При отсутствии обозначения счетный механизм является сухоходным;

4 – номинальный диаметр;

5 – вид водоснабжения:

Х – для холодной воды (от +5 °С до +40 °С);

Г – для горячей воды (от +40 °С до +90 °С);

При отсутствии обозначения типа воды счетчик является универсальным (от +5 °С до +90 °С);

6 – дистанционная передача данных:

И – оснащен импульсным выходом для дистанционной передачи данных в автоматизированную систему учета энергоресурсов;

7 – класс точности счетчиков по ГОСТ Р 50193.1-92 (класс А, В, С)

8 – счетчик со встроенным шаровым краном;

9 – длина базы корпуса, мм.

Фотографии общего вида счетчиков приведены на рисунках 1 – 5.



Рисунок 1 – Общий вид счетчиков с неразъемным кольцом



Рисунок 2 – Общий вид счетчиков с защитным колпаком



Рисунок 3 – Общий вид одноструйных счетчиков с прижимной гайкой



Рисунок 4 – Общий вид многоструйных счетчиков с прижимной гайкой



Рисунок 5 – Общий вид счетчиков с защитным кожухом



Рисунок 6 – Общий вид счетчиков с разъемным кольцом

Счетный механизм, в зависимости от исполнения корпуса счетчика, соединяется с проточной частью посредством неразъемного кольца (рисунок 1), защитного колпака (рисунок 2), прижимной гайкой (рисунок 3 и рисунок 4), защитного кожуха (рисунок 5) или разъемного кольца (рисунок 6).

Конструкция счетчика с неразъемным кольцом или защитным колпаком обеспечивает защиту от несанкционированного доступа к счетному механизму и элементам счетчика - пломбировка не требуется. Неразъемное кольцо или защитный колпак выполняют функции защитной (контрольной) пломбы, поскольку получить доступ к элементам счетчика без

видимого повреждения кольца или защитного колпака невозможно. Счетчики с разъемным кольцом пломбируются.

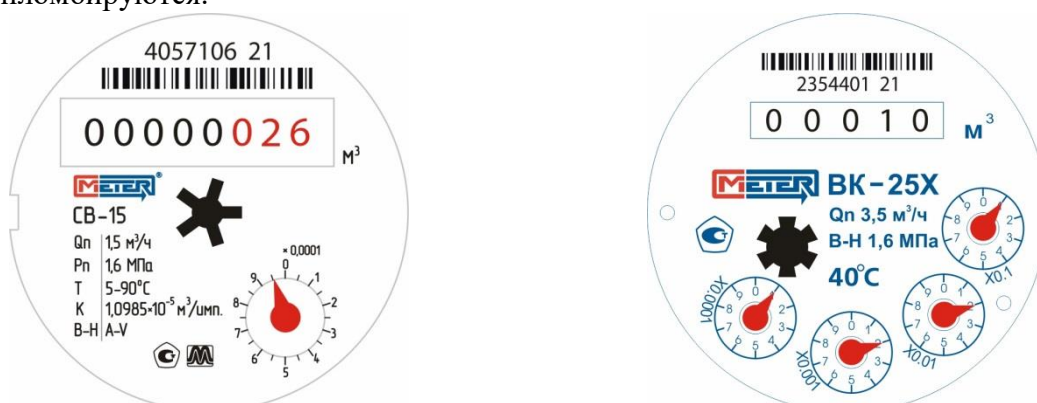


Рисунок 7 – Пример расположение серийного номера счетчика и знака утверждения типа



прижимная гайка и регулировочный винт

защитный кожух

Рисунок 8 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки счетчиков показано стрелкой

Для обеспечения защиты от несанкционированного доступа к счетному механизму и элементам счетчика в конструкции с разъемным кольцом, защитным кожухом или прижимной гайкой требуется пломбировка.

Знак поверки наносится на паспорт счетчика и/или на свидетельство о проверке счетчика, а так же на свинцовую (пластмассовую) пломбу или специальную мастику. Свинцовая (пластмассовая) пломба устанавливается на разъемное кольцо, прижимную гайку и регулировочный винт или корпус счетчика посредством проволоки. Специальная мастика или пластмассовая пломба устанавливается в углубление защитного кожуха. Место пломбировки счетчиков представлено на рисунке 8.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение					
Номинальный диаметр DN	15	20	25	32	40	50
Минимальный Qmin, м³/ч						
Класс А	0,060	0,100	0,140	0,240	0,400	0,600
Класс В	0,030	0,050	0,070	0,120	0,200	0,300
Класс С	0,015	0,025	0,035	0,060	0,100	0,090
	0,012 ¹⁾	0,020 ¹⁾	0,025 ¹⁾	0,038 ¹⁾	0,064 ¹⁾	-
Переходный Qt, м³/ч						
Класс А	0,150	0,250	0,350	0,600	1,000	1,500
Класс В	0,120	0,200	0,280	0,480	0,800	1,200
Класс С	0,023	0,038	0,053	0,090	0,150	0,225
Номинальный Qn, м³/ч	1,5	2,5	3,5	6,0	10,0	15,0
Максимальный Qmax, м³/ч	3,0	5,0	7,0	12,0	20,0	30,0
Порог чувствительности, м³/ч	0,5 Qmin					
Класс А, В						
Класс С	0,010	0,015	0,020	0,030	0,040	0,045
Максимальный объём воды, м³						
- за сутки	37,5	62,5	87,5	150	250	375
- за месяц	1125	1875	2625	4500	7500	11250
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема, % в диапазоне расходов:						
от Qmin до Qt	±5					
от Qt до Qmax включ.						
при температуре воды:						
от 5 до 40 °С включ.	±2					
св. 40 до 90 °С (св. 40 до 120 °С) ¹⁾	±3					
¹⁾ - по заказу.						

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение					
Номинальный диаметр DN	15	20	25	32	40	50
Диапазон рабочих температур, °С						
для счетчиков холодной воды	от +5 до +40 вкл.					
для счетчиков горячей воды						
для счетчиков холодной и горячей воды универсальных						
Рабочие условия эксплуатации:						
- диапазон температуры окружающей среды, °С	от 5 до 50					
- относительная влажность, %, не более	80					
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 106					
Максимальное рабочее давление, МПа (бар)	1,6 (16)					
Потеря давления при Q_{max} , МПа, не более	0,1					

Емкость счетного механизма ²⁾ , м ³	от 9999 до 99999,999
Цена деления младшего разряда ²⁾ , м ³	от 0,0001 до 0,001

Продолжение таблицы 2

Цена импульса ²⁾ , м ³ /имп	от 0,001 до 0,1					
Габаритные размеры ²⁾ , мм, не более:						
Длина ³⁾	от 80 до 300					
Ширина	от 65 до 130					
Высота	от 70 до 180					
Масса счетчика, кг, не более	0,8	1,6	2,2	2,3	4,5	4,8
Тип присоединительной резьбы счетчика	G 3/4	G 1	G1 1/4	G1 1/2	G2	G2 1/2
Тип присоединительной резьбы штуцеров	R 1/2	R 3/4	R1	R1 1/4	R1 1/2	R2
Средний срок службы, лет	12					
Средняя наработка на отказ, ч	100000					
1) - по заказу;						
2) - в зависимости от модификации;						
3) - длина счетчика без штуцеров.						

Знак утверждения типа

наносится на счетчик методом флексографии или лазерной гравировкой и на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации типографическим способом.

Комплектность средств измерений

Таблица 3 – Комплектность счетчиков холодной и горячей воды крыльчатые МЕТЕР

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Счетчик холодной и горячей воды крыльчатые	МЕТЕР	1 шт.	модификации счетчика определяются договором на поставку
Паспорт	МЛТК.15151288.020ПС	1 экз.	-
Руководство по эксплуатации	МЛТК.15151288.020РЭ	1 экз.	поставляются по отдельному заказу
Комплект монтажных частей	-	1 комп.	
Обратный клапан	-	1 шт.	

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 7 МЛТК.15151288.020 РЭ «Счетчики холодной и горячей воды крыльчатые МЕТЕР. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам холодной и горячей воды крыльчатым МЕТЕР

Государственная поверочная схема 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 07 февраля 2018 г. №256).

ГОСТ Р 50193.1-92 (ИСО 4064/1-77) Измерение расхода воды в закрытых каналах.
Счетчики холодной питьевой воды. Технические требования

ТУ 4213-020-15151288-2020 с изменением 1 Счетчики холодной и горячей воды крыльчатые МЕТЕР. Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «МЕТЕР» (ООО «МЕТЕР»)
ИНН 5310016747
Адрес: 173021, Новгородская обл., Новгородский р-н, д. Новая Мельница, ул.
Панковская, дом №3.
Телефон горячей линии: (звонок из любой точки России бесплатный) 8-800-700-80-70
Телефон: +7 (816) 263-79-90,
Web-сайт: www.meter.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д. И. Менделеева».
Адрес: 190005, Санкт-Петербург, Московский пр., 19
Телефон: (812) 251-76-01, факс: (812) 713-01-14,
Web-сайт: www.vniim.ru
E-mail: info@vniim.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.311541