

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «10» марта 2022 г. № 592

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

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистрацион- ный номер в ФИФ	Правообла- датель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Добавляемый изготовитель	Дата утверж- дения акта испыта- ний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Система измерений количества и показателей качества нефти №808		18	72397-18	-	МП 72397-18	-	ВЯ.10.1704584.00 МП	-	27.07. 2021	Общество с ограниченной ответственностью «ГАЗПРОМНЕФТЬ- АВТОМАТИЗАЦИЯ» (ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ- АВТОМАТИЗАЦИЯ», г. Ноябрьск, Ямало-Ненецкий автономный округ	ФБУ «Тюменский ЦСМ», г. Тюмень
2.	Система автоматизированна я информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ НПС-15	-	0003-2014	59630-15	-	МП 59630-15	-	РТ-МП-1097-500- 2021	-	27.08. 2021	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГО АУДИТ КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ФБУ «Ростест- Москва», г. Москва

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «10» марта 2022 г. № 592

Регистрационный № 59630-15

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ НПС-15

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ НПС-15 (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий центр сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные ток и напряжение преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML и передает его в ПАО АО «АТС», и в АО «СО ЕЭС», и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ ИВК, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС/GPS. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) более чем на ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSet.exe, DataSet_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД УССВ ИВК
1	ВЛ 220 кВ Олекминск - НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243)	SB 0,8 кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/1 рег. № 55006-13	DFK 245 кл.т. 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 52352-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-327 рег. № 41907-09 PCTB-01 рег. № 40586-12
2	ВЛ 220 кВ Олекминск - НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-244)	SB 0,8 кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/1 рег. № 55006-13	DFK 245 кл.т. 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 52352-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
3	ЗРУ-10 кВ, 1С-10 кВ, яч.5	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2S К _{тт} = 2000/1 рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
4	ЗРУ-10 кВ, 2С-10 кВ, яч.14	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2S К _{тт} = 2000/1 рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и в других разделах описания типа, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала основной относительной погрешности измерений, ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности измерений, в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$
1, 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,0	1,1	1,2	1,2	1,2	1,3
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,6	0,7	0,9	0,8	0,9	1,1
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,5	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,5	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
3, 4 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,1	1,2	1,3	1,3	1,4	1,5
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,8	0,9	1,0	1,0	1,1	1,2
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0	1,1
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0	1,1
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.							

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы интервала основной относительной погрешности измерений, ($\pm\delta$), %		Границы интервала относительной погрешности измерений, в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %	
		$\cos \varphi = 0,87$ ($\sin \varphi = 0,5$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,87$ ($\sin \varphi = 0,5$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)
1	2	3	4	5	6
1, 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,5)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,1	1,8	2,5	2,2
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,5	1,2	2,0	1,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	0,9	1,7	1,6
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,1	0,9	1,7	1,6

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
3, 4 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,4	2,0	2,7	2,4
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,9	1,5	2,3	2,0
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,6	1,3	2,1	1,8
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,6	1,3	2,1	1,8
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.					

Таблица 5 – Метрологические характеристики погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ

Номер ИК	Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с
1 - 4	5

Таблица 6 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ ИВК	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24

Продолжение таблицы 6

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-327: - средняя наработка до отказа, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 240000 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	SB 0,8	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЦ-10	6 шт.
Трансформатор напряжения	DFK 245	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЦ-10	2 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	4 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Радиосервер точного времени	PCTB-01	1 шт.
Паспорт-формуляр	3911-115-КУЭ.ФО	1 экз.

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) ПС 220 кВ НПС-15», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311703 в реестре аккредитованных лиц.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ НПС-15

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

Закрытое акционерное общество «ЭнергоСтрой» (ЗАО «ЭнергоСтрой»)
ИНН 6674357664
Адрес: 620085, г. Екатеринбург, ул. Монтерская, д. 3, литер 2, оф. 1
Телефон: +7 (343) 287-07-50
Факс: +7 (343) 287-07-50

Модернизация средства измерений Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ НПС-15 произведена

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

Юридический адрес:

119361, Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: +7 (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 26.07.2013 г.

В части вносимых изменений

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.310639 в реестре аккредитованных лиц

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «10» марта 2022 г. № 592

Регистрационный № 72397-18

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 808

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 808 (далее - СИКН) предназначена для измерения массового расхода (массы) нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на прямом методе динамических измерений с помощью преобразователей массового расхода жидкости. Выходные сигналы преобразователей расхода, давления, температуры, плотности, объемной доли воды в нефти по линиям связи поступают в систему обработки информации, которая принимает информацию и производит вычисление массы и показателей качества нефти по реализованному в ней алгоритму.

Конструктивно СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной и смонтированной для конкретного объекта из компонентов серийного производства. В состав СИКН входит:

- 1) Блок измерительных линий (БИЛ), состоящий из пяти измерительных линий (трех рабочих, одной резервной и одной контрольно-резервной).
- 2) Блок измерений показателей качества нефти (БИК), предназначенный для измерения показателей качества нефти.
- 3) Система сбора и обработки информации (СОИ), предназначенная для сбора и обработки информации, поступающей от измерительных преобразователей, а также для вычислений, индикации и регистрации результатов измерений.
- 4) Блок трубопоршневой поверочной установки (ТПУ), предназначенный для проведения поверки и контроля метрологических характеристик преобразователей массового расхода.

В составе СИКН функционально выделены измерительные каналы (ИК) массового расхода, определение метрологических характеристик которых осуществляется комплексным методом при поверке СИКН.

Состав СИКН представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование и тип средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Блок измерительных линий	
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion мод. CMF 400	13425-01 13425-06 45115-16
Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ мод. 65-644	27129-04
Датчики температуры 644	39539-08
Преобразователи давления измерительные 3051S	24116-02 24116-08 24116-13
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	26803-11
Блок измерений показателей качества нефти	
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-01
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	15644-01 15644-06
Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ мод. 65-644	27129-04
Датчики температуры 644	39539-08
Преобразователи давления измерительные 3051S	24116-02 24116-08 24116-13
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	26803-11
Термометры ртутные стеклянные лабораторные типа ТЛ-4 №2	303-91
Расходомер-счетчик ультразвуковой многоканальный УРСВ «Взлет МР»	28363-04
Система обработки информации	
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-03	19240-00
Блок трубопоршневой поверочной установки	
Установка трубопоршневая Сапфир М-500-4,0	23520-02
Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ мод. 65-644	27129-04
Датчики температуры 644	39539-08
Преобразователи давления измерительные 3051S	24116-02 24116-08 24116-13
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	26803-11
Термометры ртутные стеклянные лабораторные типа ТЛ-4 №2	303-91

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое вычисление массы «брутто» нефти;
- автоматизированное вычисление массы «нетто» нефти;
- автоматическое измерение технологических параметров (температуры и давления);
- автоматическое измерение показателей качества нефти (плотности и массовой доли воды в нефти);
- отображение (индикацию), регистрацию и архивирование результатов измерений;
- поверку СИ (МПП) на месте эксплуатации без прекращения учётных операций;
- контроль МХ СИ (МПП, ПП, ПВ) на месте эксплуатации без прекращения учётных операций;
- отбор объединённой пробы нефти по ГОСТ 2517-2012;
- получения 2- часовых, сменных, суточных и месячных отчётов, актов приёма-сдачи нефти, паспортов качества и журналов регистрации показаний средств измерений с выводом данных на дисплей и на печатающее устройство;
- дистанционное управление запорной арматурой;
- контроль герметичности запорной арматуры, влияющей на результат измерений по СИКН №808.

Пломбирование средств измерений, находящихся в составе системы измерений количества и показателей качества нефти № 808 осуществляется согласно требований их описаний типа или МИ 3002-2006. Заводской номер указан в инструкции по эксплуатации. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Общий вид СИКН представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН

Программное обеспечение

Программное обеспечение СИКН представлено встроенным прикладным ПО комплекса измерительно-вычислительного «ИМЦ-03» и АРМ оператора СИКН.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 2.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	ИБК «ИМЦ-03»	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	OIL_MM.EXE	SPD_Start.gdf
Номер версии (идентификационный номер) ПО	352.04.01	—
Цифровой идентификатор ПО	FE1634EC	4C581A89
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики измерительных каналов

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК	Состав ИК		Диапазон измерений, т/ч	Пределы допускаемой относительной погрешности, %
			Первичные измерительные преобразователи	Вторичная часть		
1-5	ИК массового расхода нефти	5	Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 400	Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03	от 100 до 1750	±0,25

Примечания:

- Пределы допускаемой относительной погрешности нормированы при использовании измерительной линии в качестве рабочей.
- Диапазон массового расхода нефти при эксплуатации трех рабочих измерительных линий от 100 до 1050 т/ч.

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон массового расхода, т/ч	от 100 до 1750
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения: – массы брутто нефти, % – массы нетто нефти, %	± 0,25 ± 0,35

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных линий	5 (3 рабочих, 1 резервная, 1 контрольно-резервная)
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2020
Характеристики измеряемой среды: – температура, °С – давление в измерительной линии, МПа – плотность в рабочем диапазоне температур, кг/м ³ – массовая доля воды в нефти, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более	от +5 до +40 от 0,084 до 1,00 от 790 до 910 0,5 0,05

Продолжение таблицы 5

1	2
– массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
– давление насыщенных паров, кПа, не более	40
– содержание свободного газа	не допускается
Режим работы	непрерывный
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С	от -5 до +45
Параметры электрического питания: – напряжение питания переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380 ⁺³⁸ ₋₅₇ / 220 ⁺²² ₋₃₃ (50 ± 1)
Примечания: 1. Давление в измерительной линии контролируется измерительным преобразователем давления; 2. Расчет минимального избыточного значения давления выполнен в методике измерений.	

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 № 808		1 экз.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 808		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. Масса нефти. Методика измерений с помощью системы измерений количества и показателей качества нефти №808 на ПСН Западно-Салымского месторождения», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2019.34326.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 808

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

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 № 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

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерно-производственная фирма Вектор» (ООО «ИПФ Вектор»)
ИНН 7203256184
Адрес: 625031, г. Тюмень, ул. Шишкова, д. 88
Тел.: (3452) 38-87-20
Факс: (3452) 38-87-27
E-mail: sekretar@ipfvektor.ru

Модернизация системы измерений количества и показателей качества нефти № 808 проведена
Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Автоматизация»
(ООО «Газпромнефть-Автоматизация»)
ИНН 8905032469
Адрес: 629809, Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Ноябрьск, территория Промузел
Пелей, панель XVI, Промзона

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской области, Ханты-Мансийском автономном округе – Югра, Ямало-Ненецком автономном округе»(ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

Адрес: 625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

Тел. (3452) 20-62-95

Факс (3452) 28-00-84

Web-сайт: <http://www.csm72.ru/>

E-mail: mail@csm72.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Тюменский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311495.