

ПРИЛОЖЕНИЕ

к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» ноября 2022 г. № 2911

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	Регистраци- онный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методик поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Заявитель	Юридическое лицо, выдавшее заключение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2064 ЦПС «Требса» ООО «Башнефть-Полос»	-	353	68435-17	-	МП 0901/2- 311229-2017 (с изменением №1)	-	НА.ГНМЦ.0608- 22 МП	Общество с ограниченной ответственностью «Башнефть – Полос» (ООО «Башнефть – Полос»), Ненецкий автономный округ, г. Нарьян-Мар	АО «Нефтеавтоматика», г. Казань
2.	Устройства синхронизации частоты и времени	Метроном Версии: 300, 600, 1000, 3000	-	74018-19	-	-	№ М004-2018- МП	-	Общество с ограниченной ответственностью «Прайм Тайм» (ООО «Прайм Тайм»), г. Москва	ООО «НИЦ «ЭНЕРГО», г. Москва

3.	Система измерительная массового расхода (массы) нефтепродукта поз. FT501 и FT502 цеха № 07 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК»	-	501/502	74214-19	-	-	МП 1412/1- 311229-2018	-	Открытое акционерное общество «ТАИФ-НК» (ОАО «ТАИФ- НК»), Республика Татарстан, г. Нижнекамск	ООО ЦМ «СТП», г. Казань
4.	Система измерительная массового расхода нефтепродукта поз. 616FT330 цеха № 08 НПЗ ОАО «ТАИФ- НК»	-	616FT330	74271-19	-	-	МП 1412/3- 311229-2018	-	Открытое акционерное общество «ТАИФ-НК» (ОАО «ТАИФ- НК»), Республика Татарстан, г. Нижнекамск	ООО ЦМ «СТП», г. Казань

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» ноября 2022 г. № 2911

Регистрационный № 74018-19

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Устройства синхронизации частоты и времени Метроном Версии: 300, 600, 1000, 3000

Назначение средства измерений

Устройства синхронизации частоты и времени Метроном Версии: 300, 600, 1000, 3000 (далее - УСЧВ) предназначены для обеспечения контрольно-измерительного оборудования опорной частотой и меткой времени.

Описание средства измерений

Принцип действия устройств основан на приеме сигналов глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС/GPS и формировании опорной частоты (сигнал 10 МГц) и метки времени – импульса в секунду (сигнал 1PPS). В УСЧВ также имеются ОСХО-HQ генератор и управляющий компьютер с набором сетевых интерфейсов. УСЧВ выпускаются в четырех версиях: 300, 600, 1000, 3000, которые отличаются друг от друга возможностью установки дополнительных входных и выходных интерфейсов RS232, IRIG, PPM, PPS.

Конструктивно устройства выполнены в закрытых металлических корпусах и имеют крепления для установки в стандартные стойки или шкафы шириной 19 дюймов.

Заводской номер наносится любым технологическим способом в виде цифрового кода. Нанесение знака поверки на УСВЧ в обязательном порядке не предусмотрено.

Общий вид УСВЧ разных версий с указанием мест нанесения заводского номера представлен на рисунке 1.

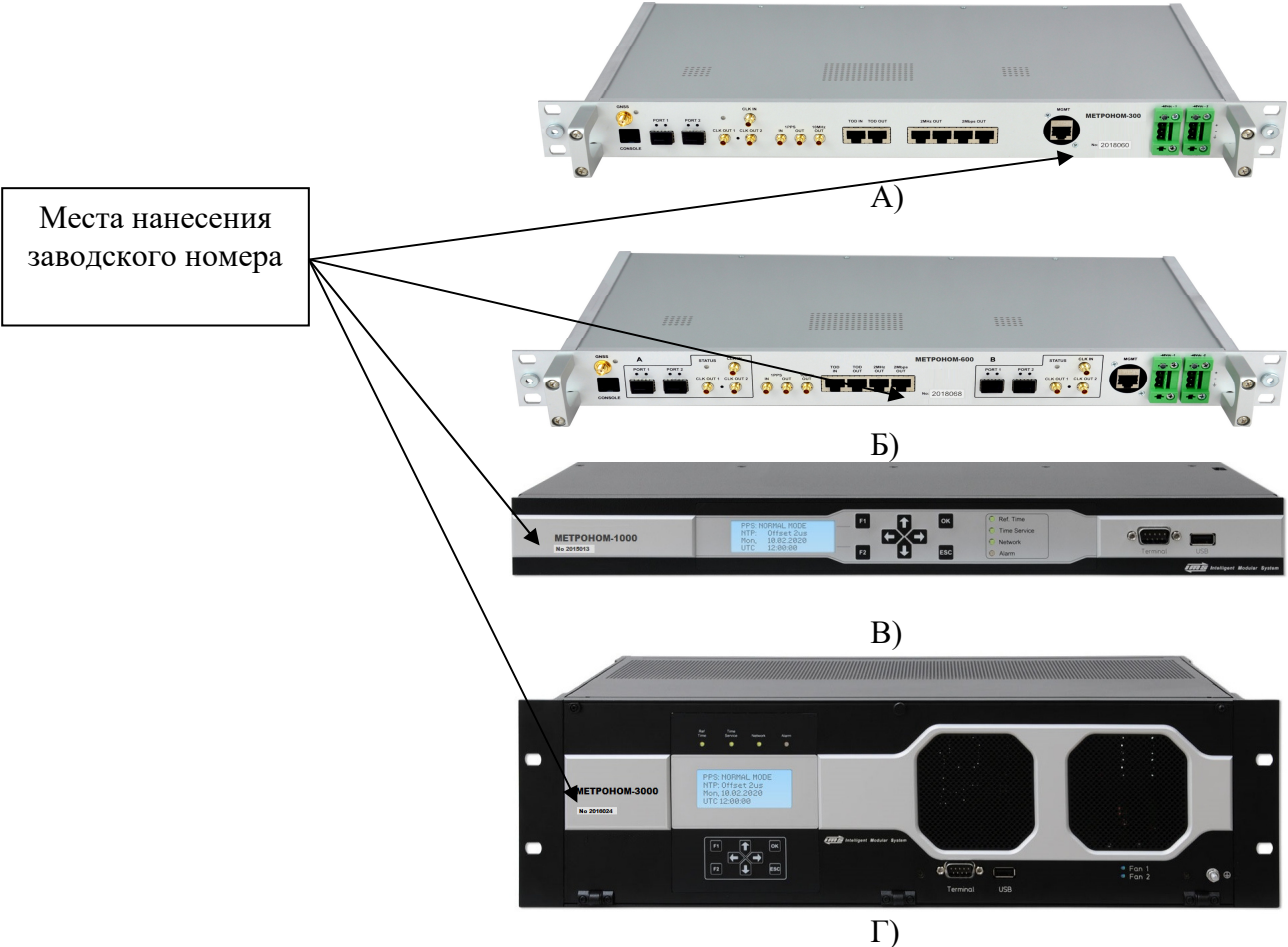


Рисунок 1 - Общий вид УСЧВ (А-версия 300, Б-версия 600, В-версия 1000, Г-версия 3000) с указанием мест нанесения заводского номера

Пломбирование УСЧВ не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	RTime
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 5.30
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности по частоте выходного сигнала 10 МГц	$\pm 7 \cdot 10^{-11}$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности формирования шкалы времени относительно шкалы времени UTC (SU), мкс	± 1

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Амплитуда выходного сигнала 1PPS, В, не менее	2,0
Потребляемая мощность, Вт, не более	100
Габаритные размеры (ширина×высота×глубина), мм, не более: - версия 300/600/1000 - версия 3000	443×45×288 443×132×273
Масса, кг, не более - версия 300/600/1000 - версия 3000	3 5
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность при температуре воздуха +25 °С, %	от +15 до +25 до 85

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист эксплуатационной документации.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность поставки УСЧВ

Наименование	Обозначение	Количество
Устройства синхронизации частоты и времени	Метроном 300/600/1000/3000	1 шт.
Антенна (по отдельному заказу)	ГЛОНАСС/GPS	1 шт.
Антенный кабель (по отдельному заказу)	PK50-3-35	1 шт.
Паспорт на изделие	№ М004-2018-П	1 экз.
Руководство по эксплуатации	№ М004-2018-РЭ	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 6 «использование по назначению» руководства по эксплуатации № М004-2018-РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

№ М004-2018-ТУ Устройства синхронизации частоты и времени Метроном Версии: 300, 600, 1000, 3000 Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Прайм Тайм»
(ООО «Прайм Тайм»)
ИНН 9715265756
Адрес: 127322, г. Москва, ул. Яблочкова, д. 21, корп. 3
Телефон/факс: (495) 616-10-00
Web-сайт: www.ptime.ru
E-mail: sync@ptime.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Главный научный метрологический центр» Министерства обороны Российской Федерации
(ФГБУ «ГНМЦ» Минобороны России)
Адрес: 141006, Московская область, г. Мытищи, ул. Комарова, д. 13
Телефон: (495) 583-99-23; факс: (495) 583-99-48
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311314.

В части вносимых изменений:

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр «ЭНЕРГО»
(ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)
Адрес: 117405, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Чертаново Южное, ул. Дорожная, д. 60, эт./пом. 1/1, ком. 14-17
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314019.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» ноября 2022 г. № 2911

Регистрационный № 74271-19

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная массового расхода (массы) нефтепродукта поз. 616FT330 цеха № 08 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК»

Назначение средства измерений

Система измерительная массового расхода (массы) нефтепродукта поз. 616FT330 цеха № 08 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК» (далее – ИС) предназначена для измерений массового расхода (массы) нефтепродукта.

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов (цифровых и аналоговых), поступающих по измерительным каналам массового расхода (HART-протокол), температуры и давления.

Состав первичных измерительных преобразователей (далее – ПИП) представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав ПИП

Наименование	Количество	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion (модификация CMF, модель CMF300 с преобразователем серии 2700)	1	45115-10
Преобразователь давления измерительный КМ35 (модель КМ35-И, исполнение 4033)	1	71088-18
Термопреобразователь сопротивления ТПС (модификация 106)	1	71718-18

Состав СОИ представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав СОИ

Наименование	Количество	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователь измерительный серии К модели KFD2-STC5-Ex1	1	65857-16
Преобразователь измерительный серии К модели KFD2-STC5-Ex2	1	65857-16
Система измерительно-управляющая ExperionPKS	1	56481-14

Основные функции ИС:

- измерение температуры, давления и массового расхода (массы) нефтепродукта;
- формирование отчетов, архивирование, хранение и передача на операторскую станцию измеренных и вычисленных значений;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

Заводской номер ИС в виде буквенно-цифрового обозначения нанесен типографским способом на табличку, расположенную на внутренней стороне двери шкафа СОИ.

Нанесение знака поверки на ИС не предусмотрено.

Пломбирование ИС не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

ПО ИС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем введения пароля, ведения доступного только для чтения журнала событий.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ExperionPKS
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже R400.2
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефтепродукта, т/ч	от 10 до 100
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода (массы) нефтепродукта, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой приведенной погрешности преобразования входного аналогового сигнала силы постоянного тока от 4 до 20 мА в значение измеряемого параметра, %	$\pm 0,15$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений времени, %	$\pm 0,05$
Примечание – Нормирующим значением для приведенной погрешности является разность между максимальным и минимальным значениями диапазона измерений.	

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Температура нефтепродукта, °С	от 0 до +50
Избыточное давление нефтепродукта, кгс/см ²	от 2 до 8
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	1
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки ПИП – в месте установки СОИ б) относительная влажность (без конденсации влаги), % в) атмосферное давление, кПа	от -40 до +50 от +16 до +25 не более 80 от 84,0 до 106,7
Габаритные размеры отдельных шкафов, мм, не более: – глубина – ширина – высота	800 600 2100
Масса отдельных шкафов, кг, не более	280

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная массового расхода (массы) нефтепродукта поз. 616FT330 цеха № 08 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК», заводской № 616FT330	–	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.
Руководство по эксплуатации	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Инструкция «Государственная система обеспечения единства измерений. Массовый расход и масса нефтепродукта. Методика измерений системой измерительной массового расхода и массы нефтепродукта поз. 616FT330 цеха № 08 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК», регистрационный номер ФР.1.29.2019.32964 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 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

Открытое акционерное общество «ТАИФ-НК» (ОАО «ТАИФ-НК»)
ИНН 1651025328
Адрес: 423570, Республика Татарстан, г. Нижнекамск, ОПС-11, а/я 20
Телефон: (8555) 38-17-15, факс: (8555) 38-17-36
Web-сайт: <https://www.taifnk.ru>
E-mail: referent@taifnk.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)
Адрес: 420107, 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
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» ноября 2022 г. № 2911

Регистрационный № 74214-19

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная массового расхода (массы) нефтепродукта поз. FT501 и FT502 цеха № 07 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК»

Назначение средства измерений

Система измерительная массового расхода (массы) нефтепродукта поз. FT501 и FT502 цеха № 07 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК» (далее – ИС) предназначена для измерений массового расхода (массы) нефтепродукта.

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов (цифровых и аналоговых), поступающих по измерительным каналам массового расхода (HART-протокол), температуры и давления.

ИС состоит из двух рабочих измерительных линий.

Состав первичных измерительных преобразователей (далее – ПИП) представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав ПИП

Наименование	Количество	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion (модификация CMF, модель CMF300 с преобразователем серии 2700)	2	45115-10
Преобразователи давления измерительные ЕJA (модель ЕJA530А)	2	14495-00
Термопреобразователь сопротивления ТПС (модификация 106)	1	71718-18

Состав СОИ представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав СОИ

Наименование	Количество	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи измерительные серии К модели KFD2-STC5-Ex2	3	65857-16
Комплекс измерительно-вычислительный CENTUM модели VP (модуль AA1143)	1	21532-14

Основные функции ИС:

- измерение температуры, давления и массового расхода (массы) нефтепродукта;
- формирование отчетов, архивирование, хранение и передача на операторскую станцию измеренных и вычисленных значений;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

Заводской номер ИС в виде буквенно-цифрового обозначения нанесен типографским способом на табличку, расположенную на внутренней стороне двери шкафа СОИ.

Нанесение знака поверки на ИС не предусмотрено.

Пломбирование ИС не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

ПО ИС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем введения пароля, ведения доступного только для чтения журнала событий.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CENTUM VP
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже R5.04
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефтепродукта (по каждой измерительной линии), т/ч	от 18 до 150
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода (массы) нефтепродукта, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой приведенной погрешности преобразования входного аналогового сигнала силы постоянного тока от 4 до 20 мА в значение измеряемого параметра, %	$\pm 0,15$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений времени, %	$\pm 0,05$
Примечание – Нормирующим значением для приведенной погрешности является разность между максимальным и минимальным значениями диапазона измерений.	

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Температура нефтепродукта, °С	от 0 до +90
Избыточное давление нефтепродукта, кгс/см ²	от 1,5 до 12,0
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	1
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки ПИП – в месте установки СОИ б) относительная влажность (без конденсации влаги), % в) атмосферное давление, кПа	от -40 до +50 от +15 до +25 не более 80 от 84,0 до 106,7
Габаритные размеры отдельных шкафов, мм, не более: – глубина – ширина – высота	800 600 2100
Масса отдельных шкафов, кг, не более	280

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная массового расхода (массы) нефтепродукта поз. FT501 и FT502 цеха № 07 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК», заводской № 501/502	–	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.
Руководство по эксплуатации	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Инструкция «Государственная система обеспечения единства измерений. Массовый расход и масса нефтепродукта. Методика измерений системой измерительной массового расхода и массы нефтепродукта поз. FT501 и FT502 цеха № 07 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК», регистрационный номер ФР.1.29.2019.32969 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 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

Открытое акционерное общество «ТАИФ-НК» (ОАО «ТАИФ-НК»)
ИНН 1651025328
Адрес: 423570, Республика Татарстан, г. Нижнекамск, ОПС-11, а/я 20
Телефон: (8555) 38-17-15, факс: (8555) 38-17-36
Web-сайт: <https://www.taifnk.ru>
E-mail: referent@taifnk.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)
Адрес: 420107, 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
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» ноября 2022 г. № 2911

Регистрационный № 68435-17

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2064 ЦПС «Требса» ООО «Башнефть-Полюс»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2064 ЦПС «Требса» ООО «Башнефть-Полюс» (далее – СИКНС) предназначена для измерений в автоматизированном режиме массы и параметров сырой нефти и вычисления массы нетто сырой нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от расходомеров массовых Promass 80F (далее – РМ), средств измерений давления, температуры, влагосодержания и плотности. СИКНС реализует прямой метод динамических измерений массы сырой нефти в трубопроводе с помощью РМ.

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

В состав СИКНС входят:

- блок фильтров;
- блок измерительных линий;
- выходной коллектор;
- блок контроля качества нефти;
- узел подключения передвижной поверочной установки (далее – ППУ);
- узел подключения пикнометрической установки;
- СОИ.

Блок измерительных линий включает две рабочие и одну резервно-контрольную измерительные линии с диаметром условного прохода DN 250.

Состав СОИ:

- контроллер измерительный FloBoss S600+ (далее – FloBoss S600+);
- шкаф СОИ;
- автоматизированное рабочее место оператора СИКНС.

Состав и технологическая схема СИКНС обеспечивают выполнение следующих основных функций:

– измерение массы сырой нефти в рабочих диапазонах массового расхода, температуры, давления и плотности нефти;

- вычисление массы нетто сырой нефти;
- дистанционное и местное измерение давления и температуры сырой нефти, перепада давления на фильтрах;
- измерение объемной доли воды в сырой нефти и перерасчет в массовые доли воды;
- измерение плотности сырой нефти;
- контроль метрологических характеристик рабочего РМ по контрольно-резервному РМ;
- поверка и контроль метрологических характеристик РМ по ППУ на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений;
- автоматический и ручной отбор проб;
- отображение (индикация), регистрация и хранение результатов измерений и вычислений, формирование отчетов;
- защита системной информации от несанкционированного доступа.

Взрывозащищенность (искробезопасность) электрических цепей СИКНС при эксплуатации достигается путем применения барьеров искрозащиты серии Н (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (далее – регистрационный номер) 40667-09).

Средства измерений и оборудование, а также другие технические средства, входящие в состав СИКНС, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование средства измерений и оборудования	Количество	Регистрационный номер
Блок фильтров		
Преобразователь давления измерительный Deltabar M PMD 55	2	41560-09
Манометр избыточного давления показывающий для точных измерений МТИф	4	34911-11
Блок измерительных линий		
Расходомер массовый Promass 80F	3	15201-11
Преобразователь давления измерительный Cerabar M RMP51	3	41560-09
Преобразователь измерительный серии iTEMP TMT182	3	50138-12
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR, TST модели TR88	3	49519-12
Манометр избыточного давления показывающий для точных измерений МТИф	3	34911-11
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2	3	303-91
Выходной коллектор		
Преобразователь давления измерительный Cerabar M RMP51	1	41560-09
Преобразователь измерительный серии iTEMP TMT182	1	50138-12
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR, TST модели TR88	1	49519-12
Манометр избыточного давления показывающий для точных измерений МТИф	1	34911-11
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2	1	303-91
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 3	1	303-91

Продолжение таблицы 1

Наименование средства измерений и оборудования	Количество	Регистрационный номер
Блок контроля качества нефти		
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм3 Т	1	14557-10, 14557-15
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм Т	1	14557-10
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	1	52638-13
Преобразователь давления измерительный Deltabar М РМД 55	1	41560-09
Преобразователь давления измерительный Cerabar М РМР51	1	41560-09
Преобразователь измерительный серии iTEMP TMT182	1	50138-12
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR, TST модели TR88	1	49519-12
Расходомер ультразвуковой UFM 3030 К	1	45410-10
Манометр избыточного давления показывающий для точных измерений МТИф	1	34911-11
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2	1	303-91
Прибор УОСГ-100СКП	1	16776-11
Узел подключения ППУ		
Преобразователь давления измерительный Cerabar М РМР51	2	41560-09
Преобразователь измерительный серии iTEMP TMT182	2	50138-12
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии TR, TST модели TR88	2	49519-12
Манометр избыточного давления показывающий для точных измерений МТИф	2	34911-11
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2	2	303-91
СОИ		
Контроллер измерительный FloBoss S600+	2	57563-14
Автоматизированное рабочее место оператора СИКНС	2	—

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания средств измерений, входящие в состав СИКНС, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с МИ 3002-2006 и нанесения оттисков клейм или наклеек на эти средства измерений в соответствии с методиками их поверки.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом в инструкции по эксплуатации СИКНС.

Нанесение знака поверки на СИКНС не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКНС обеспечивает реализацию функций СИКНС. Защита от непреднамеренных и преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных осуществляется автоматическим контролем целостности метрологически значимой части ПО, путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа. Уровень защиты ПО и измерительной информации «средний» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Идентификационные данные ПО СИКНС представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКНС

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	FloBoss S600+	APM оператора		
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	NGI_FLOW.dll	KMH.dll	KMH_PP.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.21	0.0.1.1	1.0	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	0x6051	92B3B72D	C2953F9D	6CF91300
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-16	CRC-32	CRC-32	CRC-32

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики СИКНС представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Метрологические и технические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода* сырой нефти, т/ч	от 80 до 964
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности преобразования входного аналогового сигнала силы постоянного тока от 4 до 20 мА, %	±0,11
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении частотного сигнала измерительного канала плотности, %	±0,001
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении импульсного сигнала, импульс	±1 на 10000 импульсов
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при измерении объемной доли воды в сырой нефти влагомером нефти поточным, %:	
– в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 0 до 2,0 % включительно**	±0,34
– в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 2,0 до 5,0 % включительно***	±0,37
– в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 5,0 до 10,0 % включительно***	±0,44
– в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 10,0 до 15,9 % включительно***	±0,63

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Пределы относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в сырой нефти в испытательной лаборатории, %:	
– в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 0 до 2,0 % включительно	$\pm 0,34$
– в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 2,0 до 5,0 % включительно	$\pm 0,61$
– в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 5,0 до 10,0 % включительно	$\pm 1,20$
– в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 10,0 до 15,9 % включительно	$\pm 1,30$
* Массовый расход сырой нефти по отдельной измерительной линии должен соответствовать диапазону измерений массового расхода, на который поверен РМ. ** При измерении объемной доли воды в сырой нефти влагомером нефти поточным УДВН-1пм Т или УДВН-1пмЗ Т. *** При измерении объемной доли воды в сырой нефти влагомером нефти поточным УДВН-1пмЗ Т.	

Основные технические характеристики СИКНС представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	сырая нефть
Температура сырой нефти, °С	от +20 до +70
Избыточное давление сырой нефти, МПа	от 0,4 до 4,0
Количество измерительных линий	3
Режим работы	непрерывный
Физико-химические свойства сырой нефти:	
– плотность сырой нефти в рабочем диапазоне температур, кг/м ³	от 740 до 880
– массовая доля воды, %, не более	20
– массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
– массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
– содержание растворенного газа	не допускается
– содержание свободного газа	не допускается
Параметры электрического питания:	
– напряжение переменного тока силового оборудования, В	380^{+57}_{-76}
– напряжение переменного тока технических средств СОИ, В	220^{+22}_{-33}
– частота переменного тока, Гц	50 ± 1
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	40
Габаритные размеры, мм, не более	
а) блок-бокс:	
– длина	12000
– ширина	12000
– высота	4750
б) шкаф СОИ:	
– глубина	600
– ширина	1000
– высота	2000

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Масса, кг, не более: – блок-бокс – шкаф СОИ	20000 350
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, %, не более – атмосферное давление, кПа	от +15 до +36 95 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист паспорта по центру типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКНС представлена в таблице 5.

Т а б л и ц а 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2064 ЦПС «Требса» ООО «Башнефть-Полус», заводской № 353		1 экз.
Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2064 ЦПС «Требса» ООО «Башнефть-Полус». Руководство по эксплуатации	353.00.00.00.000 РЭ	1 экз.
Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2064 ЦПС «Требса» ООО «Башнефть-Полус». Паспорт	353.00.00.00.000 ПС	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе МН 1183-2022 «ГСИ. Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси № 2064 на ЦПС месторождения имени Р. Требса», свидетельство об аттестации № RA.RU.310652-012/01-2022 (аттестат аккредитации № RA.RU.310652).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие «Нефтегазинжиниринг»
(ООО «НПП «Нефтегазинжиниринг»)
ИНН 0278093583
Адрес: 450027, г. Уфа, ул. Индустриальное шоссе, д. 55

Испытательный центр

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

ИНН 1655319311

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

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