



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

ОС.Е.29.007.А № 73533

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система коммерческого учета сырья резервуарного парка в резервуарах вертикальных стальных РВС 1, РВС 2, РВС 3 УПН Юрубчено-Тохомского месторождения АО "Восточно-Сибирская нефтегазовая компания"

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР ТС.2017.002

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Общество с ограниченной ответственностью "ТехноСистемы"
(ООО "ТехноСистемы"), г. Новосибирск

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 74687-19

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП-174-РА.RU.310556-2018

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 2 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 10 апреля 2019 г. № 803

Описание типа средств измерений является обязательным приложением к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

А.В.Кулешов

"....." 2019 г.

Серия СИ

№ 035560

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система коммерческого учета сырья резервуарного парка в резервуарах вертикальных стальных РВС 1, РВС 2, РВС 3 УПН Юрубчено-Тохомского месторождения АО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания»

Назначение средства измерений

Система коммерческого учета сырья резервуарного парка в резервуарах вертикальных стальных РВС 1, РВС 2, РВС 3 УПН Юрубчено-Тохомского месторождения АО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания» (далее – система) предназначена для измерений уровня, температуры и давления, вычисления массы брутто и нетто товарной нефти, принятой в резервуары вертикальные стальные РВС 1, РВС 2, РВС 3.

Описание средства измерений

Принцип действия системы заключается в непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи комплекса измерительно-вычислительного STARDOM цифровых входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от средств измерений, входящих в состав системы, с последующим вычислением, регистрацией и отображением результатов измерений на автоматизированном рабочем месте (далее – АРМ) оператора.

Система реализует косвенный метод измерений массы нефти, основанный на гидростатическом принципе по ГОСТ Р 8.595-2004.

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

Система состоит из средств измерений, монтируемых на вертикальных стальных резервуарах РВС-3000, градуированных по ГОСТ 8.570-2000, и комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM (регистрационный номер № 27611-14), состоящего из автономного контроллера FCN модульного типа и АРМ оператора.

В состав Системы входят следующие первичные измерительные преобразователи (далее ПИП):

- уровнемеры радиоволновые УЛМ, исполнение УЛМ-11 (регистрационный номер №16861-08);
- преобразователи линейных перемещений ПЛП, модель 2108Н-Ех-У (регистрационный номер № 53393-13);
- измерители многофункциональные TGD, модель TGD-P1-B40-T11 (регистрационный номер № 40124-17);
- преобразователи (датчики) давления измерительные EJ*, модель EJX110A (регистрационный номер № 59868-15);
- преобразователи (датчики) давления измерительные EJ*, модель EJX210A (регистрационный номер № 59868-15).

Цифровой сигнал по протоколам HART и Modbus RTU с информацией об измеренных в резервуарах уровнях, температуре и гидростатическом давлении нефти поступает на входы контроллера FCN, который используя заранее введенные конфигурационные данные о параметрах резервуаров, показателей качества нефти, окружающей среды выполняет расчеты количества нефти. Визуализация измерительной информации и взаимодействие оператора с системой обеспечивается через АРМ оператора.

Обмен информацией между контроллером и АРМ оператора обеспечивается интерфейсом Ethernet 100 Base-TX/FX.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерение температуры, гидростатического давления, уровня нефти и подтоварной воды в резервуаре;
- вычисление массы брутто и массы нетто нефти;
- отображение на АРМ оператора мгновенных и расчётных значений, архивных данных учёта, диагностической информации системы в виде мнемосхем, трендов, генерации и распечатки отчетов по запросу;
- хранение архивных данных о количественных показателях за отчетные периоды;
- разграничение доступа к данным для разных групп пользователей и ведение журнала событий;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств системы.

Система имеет программные и аппаратные средства для подключения к существующей системе АСУ ТП УПН Юрубчено-Тохомского месторождения АО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания» с помощью протокола OPC.

Пломбирование в целях предотвращения несанкционированной настройки и вмешательства в работу системы производится средств измерений, входящих в состав системы, нанесением знака поверки в соответствии с требованиями, изложенными в их описаниях типа.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) системы, обеспечивающее реализацию функций системы, состоит из встроенного системного и прикладного ПО контроллера.

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

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

Таблица 1 – Идентификационные признаки встроенного системного ПО контроллера

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

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

Таблица 2 – Идентификационные признаки ПО КПТС «STARDOM-Flow»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	КПТС «STARDOM-Flow»
Номер версии (идентификационный номер ПО)	V2.5

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Цифровой идентификатор ПО	Модуль расчёта физических свойств воды и пара (0xB6C1) Модуль расчёта физических свойств нефти и нефтепродуктов (0xBD94) Модуль расчёта параметров продуктов в резервуарах (0xCA52)
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16

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

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

Влияние встроенного программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массы нефти, т	от 632 до 2777
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,5$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,6$
Диапазон измерений температуры, °С	от -45 до +50
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	$\pm 0,1$
Диапазон измерений уровня нефти, мм	от 600 до 11990
Диапазон измерений уровня подтоварной воды, мм	от 200 до 11990
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня нефти и подтоварной воды, мм	± 1
Диапазон измерений гидростатического давления нефти, кПа	от 0 до 120
Пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу измерений погрешности измерений гидростатического давления нефти, %	$\pm 0,075$

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С: · в местах размещения первичных измерительных преобразователей (в термочехлах) · в месте размещения оборудования комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM и АРМ оператора - атмосферное давление, кПа - относительная влажность воздуха, %	от +10 до +40 от +15 до +25 от 84 до 106,7 не более 95, без конденсации влаги
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 187 до 242 50±1
Потребляемая мощность составных частей системы, кВт, не более	значений, указанных в их эксплуатационной документации
Измеряемая среда	нефть товарная по ГОСТ Р 51858-2002
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	10000

Знак утверждения типа

наносится в левый верхний угол титульного листа паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система коммерческого учета сырья резервуарного парка в резервуарах вертикальных стальных РВС 1, РВС 2, РВС 3 УПН Юрубчено-Тохомского месторождения АО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания»	-	1 шт. зав. № ТС.2017.002
Система коммерческого учета сырья резервуарного парка в резервуарах вертикальных стальных РВС 1, РВС 2, РВС 3 УПН Юрубчено-Тохомского месторождения АО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания». Паспорт	ТС.2017.002.АТХ.ПС	1 экз.
Система коммерческого учета сырья резервуарного парка в резервуарах вертикальных стальных РВС 1, РВС 2, РВС 3 УПН Юрубчено-Тохомского месторождения АО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания». Методика поверки	МП-174- РА.RU.310556-2018	1 экз.
Комплект эксплуатационных документов на комплектующие изделия, входящие в состав системы	-	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП-174-RA.RU.310556-2018 «Система коммерческого учета сырья резервуарного парка в резервуарах вертикальных стальных РВС 1, РВС 2, РВС 3 УПН Юрубчено-Тохомского месторождения АО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания». Методика поверки», утвержденному ФГУП «СНИИМ» 26 декабря 2018 г.

Основные средства поверки:

– приведены в методиках поверки на средства измерений, входящих в состав системы.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе 399-RA.RU.311735-2018 «Масса нефти. Методика измерений с использованием автоматизированной системы коммерческого учета сырья резервуарного парка в резервуарах вертикальных стальных РВС 1, РВС 2, РВС 3 УПН Юрубчено-Тохомского месторождения АО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания», аттестованной ФГУП «СНИИМ». Свидетельство об аттестации № 399-RA.RU.311735-2018.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе коммерческого учета сырья резервуарного парка в резервуарах вертикальных стальных РВС 1, РВС 2, РВС 3 УПН Юрубчено-Тохомского месторождения АО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания»

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

ГОСТ Р 8.595-2004 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методам выполнения измерений

Приказ Минэнерго России от 15.03.2016 г. № 179 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учете используемых энергетических ресурсов, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТехноСистемы» (ООО «ТехноСистемы»)
ИНН 5404050493

Адрес: 630132, город Новосибирск, улица Челюскинцев, дом 44/1, 5 этаж

Юридический адрес: 630102, Новосибирская область, город Новосибирск, улица Восход, дом 1А, офис 417

Телефон/факс: +7 (383) 383-01-11

Web-сайт: <http://www.tehnosystems.ru>

E-mail: inbox@tehnosystems.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный
ордена Трудового Красного знамени научно-исследовательский институт метрологии»

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

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

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «СНИИМ» по проведению испытаний средств измерений
в целях утверждения типа №РА.RU.310556 от 14.01.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2019 г.