



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.29.006.A № 50138

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Оперативная система измерений количества и показателей качества нефти на ЦППН-6 Приразломного месторождения ООО "РН-Юганскнефтегаз"

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **01**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО "ИМС Индастриз", г. Москва

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **52886-13**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 52886-13

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **1 год**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от **13 марта 2013 г. № 238**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2013 г.

Серия СИ

№ **008968**

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Оперативная система измерений количества и показателей качества нефти на ЦППН-6 Приразломного месторождения ООО "РН-Юганскнефтегаз"

Назначение средства измерений

Оперативная система измерений количества и показателей качества нефти на ЦППН-6 Приразломного месторождения ООО "РН-Юганскнефтегаз" (далее – система) предназначена для измерений массы и показателей качества нефти при учетных операциях.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти, транспортируемой по трубопроводам, с помощью счетчиков-расходомеров массовых. Выходные электрические сигналы счетчиков-расходомеров массовых поступают на соответствующие входы измерительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного производства и состоящей из блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), узла подключения передвижной поверочной установки, системы сбора и обработки информации, системы дренажа.

Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты.

Система состоит из пяти (четырех рабочих и одного контрольно-резервного) измерительных каналов массы (массового расхода) нефти, системы сбора и обработки информации, а также измерительных каналов плотности, температуры, давления, объемной доли воды в нефти и объемного расхода нефти в БИК, в которые входят средства измерений указанные в таблице 1.

Таблица 1

<i>Наименование средства измерений</i>	<i>Тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под №</i>
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion CMF 400 (далее – CRM)	45115-10
Датчики температуры 644	39539-08
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-10
Преобразователи разности давления AUTROL модели ART3100	37667-08
Влагомер нефти микроволновой МВН-1.1	28239-04
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	15644-06
Преобразователь расхода турбинный МИГ-32Ш-6,3	26776-08
Комплексы измерительно-вычислительные "ОКТОПУС-Л" ("ОСТОПУС-L") (свидетельство ФГУП ВНИИР об аттестации программного обеспечения № 26821-09 от 22.12. 2009 г.)	43239-09
Манометры показывающие для точных измерений типа МПТИ	26803-11
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	303-91

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на точность измерений, средства измерений снабжены средствами защиты в соот-

ветствии с требованиями МИ 3002-2006 "ГСИ. Рекомендация. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок".

Программное обеспечение (ПО) системы (комплексов измерительно-вычислительных "ОКТОПУС-Л" ("ОСТОПУС-Л") и автоматизированного рабочего места оператора на базе программного комплекса "RATE АРМ оператора УУН" (свидетельство ФГУП ВНИИР об аттестации алгоритма № 182101-08 от 24 октября 2008 г.) обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части. Первая хранит все процедуры, функции и подпрограммы, осуществляющие регистрацию, обработку, хранение, отображение и передачу результатов измерений параметров технологического процесса, а также защиту и идентификацию ПО системы. Вторая хранит все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (не связанные с измерениями параметров технологического процесса). Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 2.

Таблица 2

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО комплексов измерительно-вычислительных "ОКТОПУС-Л" ("ОСТОПУС-Л")	Прикладное программное обеспечение МС 200.00.03.00-09 АВ	Окт-Л.3.14	CFF9	CRC 16
ПО "RATE АРМ оператора УУН"	"RATE АРМ оператора УУН" РУУН 2.1-07 АВ	1.5.0.1	7cc3c6f61 e77643578b3dd b1b5079a0b7e f1d5921e 5789ffd40 e261c67 18ecce	По ГОСТ Р 34.11-94 "Информационная технология. Криптографическая защита информации. Функция хэширования"

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

ПО системы защищено от несанкционированного доступа, изменения установленных параметров, путем введения пароля, ведения журнала событий, доступного только для чтения. Доступ к метрологически значимой части ПО системы для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО системы обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записывается в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования. Уровень защиты ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню защиты "С" по МИ 3286-2010 "Рекомендация. Проверка защиты программного обеспечения и определение ее уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа".

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы приведены в таблице 3.

Таблица 3

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 "Нефть. Общие технические условия"
Количество измерительных линий, шт.	5 (4 рабочих, 1 контрольно-резервная)
Диапазон измерений расхода, т/ч	От 422,5 до 1038
Диапазон измерений плотности, кг/м ³	От 845 до 865
Диапазон измерений кинематической вязкости в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	От 8 до 15
Диапазон измерений давления в системе, МПа	От 0,3 до 4,0
Диапазон измерений температуры измеряемой среды, °С	От 37 до 43
Массовая доля воды в измеряемой среде, %, не более	0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы брутто измеряемой среды, %	± 0,25
Пределы допускаемой абсолютной погрешности системы при измерении плотности измеряемой среды, кг/м ³	± 0,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности системы при измерении температуры измеряемой среды, °С	± 0,2
Пределы допускаемой приведенной погрешности системы при измерении давления измеряемой среды, %	± 0,5
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности системы при измерении объемной доли воды в измеряемой среде, %	± 0,05
Режим работы	Непрерывный
Срок службы, лет	8
Параметры электропитания:	
– напряжение переменного тока	380 В, 3-х фазное, 50 Гц 280 В, однофазное, 50 Гц
Климатические условия эксплуатации системы:	
– температура окружающего воздуха, °С	От минус 44 до плюс 34
– температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °С	От плюс 5 до плюс 45
– относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, %	От 30 до 80
– относительная влажность окружающего воздуха, %	От 30 до 80
– атмосферное давление, кПа	От 84 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится в левом нижнем углу титульного листа инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

- оперативная система измерений количества и показателей качества нефти на ЦППН-6 Приразломного месторождения ООО "РН-Юганскнефтегаз", заводской № 01 (1 шт.);
- инструкция по эксплуатации системы (1 экз.);
- документ "Инструкция. ГСИ. Оперативная система измерений количества и показателей качества нефти на ЦППН-6 Приразломного месторождения ООО "РН-Юганскнефтегаз". Методика поверки" (1 экз.).

Поверка

осуществляется по документу МП 52886-13 "Инструкция. ГСИ. Оперативная система измерений количества и показателей качества нефти на ЦППН-6 Приразломного месторождения ООО "РН-Юганскнефтегаз". Методика поверки ", утвержденному ФГУП ВНИИР 27 августа 2012 г.

Основные средства поверки:

– передвижная поверочная установка с диапазоном измерений, обеспечивающим возможность проведения поверки СРМ в их диапазоне измерений, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,11$ %;

– установка пикнометрическая, абсолютная погрешность измерений плотности $\pm 0,10$ кг/м³ в диапазоне от 600 до 1100 кг/м³;

– калибратор температуры модели АТС 156 В, диапазон воспроизводимых температур от минус 40 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04$ °С;

– калибратор многофункциональный модели ASC300-R, диапазон измерений от 0 до 20 МПа, пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025$ % от верхнего предела измерений;

– устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока ± 3 мкА в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов $\pm 5 \times 10^{-4}$ % в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке ± 2 имп. в диапазоне от 20 до 5×10^8 имп.

Допускается применять другие средства поверки с метрологическими характеристиками, не уступающими указанным.

Сведения о методиках (методах) измерений

Для измерения массы нефти применяют прямой метод динамических измерений, реализованный в документе "ГСИ. Масса нефти. Методика измерений оперативной системой измерений количества и показателей качества нефти на ЦППН-6 Приразломного месторождения ООО "РН-Юганскнефтегаз" (свидетельство об аттестации методики измерений № 188/2550-(01.00250-2008)-2011 от 01 ноября 2011 г., код регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2012.11631).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти на ЦППН-6 Приразломного месторождения ООО "РН-Юганскнефтегаз"

1 ГОСТ 8.510-2002 "ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости".

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

3. "Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти".

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений.

Изготовитель

ООО "ИМС Индастриз"
Юридический адрес: 105187, г. Москва, ул. Щербаковская, д. 53, корп. 15
Почтовый адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47А
Тел.: (495) 221-10-50, факс: (495) 221-10-51

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений (ГЦИ СИ) – Федеральное государственное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии" (ФГУП ВНИИР)

Адрес: Россия, РТ, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 А
Тел.: (843) 272-70-62, факс: (843) 272-00-32, e-mail: vniirpr@bk.ru
Аттестат аккредитации № 30006-09

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.П. " ____ " _____ 2013 г.