



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.29.006.A № 50566

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 802

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 802

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Общество с ограниченной ответственностью "ИМС Индастриз"
(ООО "ИМС Индастриз"), г. Москва**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 53353-13

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 53353-13

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 1 год

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **22 апреля 2013 г. № 422**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2013 г.

Серия СИ

№ 009447

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 802

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 802 (далее – система), предназначена для измерений массы брутто и показателей качества нефти при проведении учетных операций между ООО СП "Ваньеганнефть" и ОАО "ТНК-Нижневартовск".

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти, транспортируемой по трубопроводам, с помощью преобразователей расхода жидкости турбинных, поточных преобразователей плотности жидкости, преобразователей температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователей поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного производства и состоящей из блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти, узла подключения передвижной поверочной установки, систем дренажа, промывки и обработки информации.

Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией.

Система состоит из четырех (трех рабочих, одного контрольно-резервного) измерительных каналов объема (объемного расхода) нефти, системы сбора и обработки информации, а также измерительных каналов плотности, температуры, избыточного давления, разности давления, объемной доли воды в нефти, объемного расхода в блоке измерений показателей качества нефти, 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>
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N модели TZ100-300N (далее – ТТР)	15427-01
Преобразователи измерительные 644	14683-00
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-06
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-10
Счетчик жидкости турбинный CRA/MRT 97	22214-01
Манометры для точных измерений типа МТИ, МПТИ	1844-63
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	303-91
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-03 (свидетельство ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева" о метрологической аттестации программного обеспечения (программы) № ПО-2550-03-2011 от 14.01.2011)	19240-11

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результаты измерений, средства измерений снабжены средствами защиты в соответствии с 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 (Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-03, АРМ оператора на базе программного комплекса "RATE АРМ оператора УУН", свидетельство ФГУП ВНИИР об аттестации программного обеспечения № 20902-11 от 27 декабря 2011 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 комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-03	Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03. «Нефть, нефтепродукты. Преобразователи объемного расхода». Алгоритмы вычислений. РХ 342.01.01.00 АВ	342.01.01	1FEEA203	CRC 32
ПО "RATE АРМ оператора УУН"	Программный комплекс "Rate АРМ оператора УУН". Алгоритмы вычислений.	2.3.1.1	B6D270DB	CRC 32

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

Идентификация ПО системы осуществляется путем отображения на мониторе операторской станций управления структуры идентификационных данных. Часть этой структуры, относящаяся к идентификации метрологически значимой части ПО системы, представляет собой хэш-сумму (контрольную сумму) по значимым частям.

ПО системы защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и 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

<i>Наименование характеристики</i>	<i>Значение характеристики</i>
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 "Нефть. Общие технические условия"
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	От 120 до 720
Количество измерительных линий, шт.	4 (3 рабочих, 1 контрольно-резервная)
Диапазон плотности, кг/м ³	От 810 до 870
Диапазон кинематической вязкости в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	От 3 до 15
Диапазон давления в системе, МПа	От 0,3 до 4,0
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	От плюс 16 до плюс 40
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.)	66,7 (500)
Содержание свободного газа	Не допускается
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто измеряемой среды, %	± 0,25
Режим работы	Непрерывный
Срок службы, лет	8
Параметры электропитания:	
– напряжение переменного тока, В	380 В, трехфазное, 50 Гц 280 В, однофазное, 50 Гц
Температура окружающего воздуха, °С:	
– на наружной площадке	От минус 40 до плюс 50
– в помещениях, где установлено оборудование системы, не менее	От плюс 5 до плюс 30
– в помещении операторной	От плюс 15 до плюс 25

Окончание таблицы 3

Наименование характеристики	Значение характеристики
Относительная влажность окружающего воздуха, %	От 30 до 80
Атмосферное давление, кПа	От 84 до 106

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

- система измерений количества и показателей качества нефти № 802, заводской № 802, 1 шт.;
- инструкция по эксплуатации системы, 1 экз.;
- документ «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 802», 1 экз.

Проверка

осуществляется по документу МП 53353-13 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 802», утвержденному ФГУП ВНИИР 18 декабря 2012 г.

Основные средства проверки:

- поверочная установка 2-го разряда с диапазоном расхода обеспечивающим поверку ТПР в их рабочем диапазоне измерений;
- установка пикнометрическая производства фирмы "Setaprove", абсолютная погрешность измерений плотности $\pm 0,10$ кг/м³ в диапазоне от 650 до 1100 кг/м³;
- калибратор температуры АТС-R модели АТС-156В, диапазон воспроизводимых температур от минус 40 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04$ °С;
- калибратор многофункциональный МС5-R-IS, диапазон измерений избыточного давления от 0 до 10 МПа, пределы допускаемой основной погрешности $\pm (0,04$ % от показания + 0,01% от верхнего предела диапазона);
- устройство для проверки 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 использование других средств проверки с техническими характеристиками не хуже, указанных выше.

Сведения о методиках (методах) измерений

Для измерений массы нефти применяют косвенный метод динамических измерений, реализованный в инструкции "ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 802 на Ваньеганском месторождении ООО СП "Ваньеган-нефть" (свидетельство об аттестации № 01.00257-2008/372014-12 от 26 декабря 2012 г., код регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2013.13892).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 802

1. ГОСТ 8.510-2002 "ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости";
2. ГОСТ Р 8.596-2002 "ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения".
3. Техническая документация общества с ограниченной ответственностью "ИМС Индастриз".

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз» (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.: 8 (843) 272-70-62, факс: 8 (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

" ____ " _____ 2013 г.

М.п.