



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.E.29.006.A № 43413**

**Срок действия бессрочный**

**НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ**

**Система измерений количества и показателей качества нефти № 586**

**ОАО "Мохтикнефть"**

**ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 07**

**ИЗГОТОВИТЕЛЬ**

**ЗАО "ИПФ Вектор", г. Тюмень**

**РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 47387-11**

**ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ**

**МП 47387-11**

**ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 1 год**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от **02 августа 2011 г. № 4056**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

В.Н.Крутиков

"....." ..... 2011 г.

Серия СИ

№ 001383

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Системы измерений количества и показателей качества нефти № 586 ОАО «Мохтикнефть»

#### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 586 ОАО «Мохтикнефть» (далее – система) предназначена для автоматических измерений массы брутто и показателей качества нефти при проведении учетных операций между ОАО «Мохтикнефть» и ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие».

#### Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью преобразователей массового расхода. Выходные электрические сигналы с преобразователей массового расхода 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 и состоящей из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), блока стационарной трубопоршневой поверочной установки, узла подключения передвижной трубопоршневой поверочной установки, отдельных закрытых систем дренажа учтенной и неучтенной нефти, системы обработки информации. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты.

Система состоит из двух (одного рабочего, одного контрольно-резервного) измерительных каналов массы нефти, а также измерительных каналов плотности, температуры, давления, разности давления, объемной доли воды в нефти, объемного расхода в БИК, в которые входят следующие средства измерений:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 300 в комплекте с преобразователями RFT 9739 (далее – СРМ) (Госреестр № 13425-06);
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП) (Госреестр № 15644-06);
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (Госреестр №14557-05);
- преобразователи давления измерительные ЕJA (Госреестр № 14495-00);
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (Госреестр № 22257-05) с преобразователями измерительными 644 (Госреестр № 14683-09);
- расходомер-счетчик ультразвуковой многоканальный УРСВ «Взлет МР» (Госреестр № 28363-04);
- комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03» (Госреестр № 19240-05), свидетельство № 295014-08 о метрологической аттестации алгоритмов и программы обработки результатов измерений объема и массы нефти, результатов поверки и контроля метрологических характеристик преобразователей расхода, выдано 20.03.2008 ФГУП «ВНИИР»;
- автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора системы.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры для точных измерений типа МТИ (Госреестр № 1844-63);
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 № 2 (Госреестр № 303-91).

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления и плотности нефти;
- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- проведение КМХ рабочего СРМ с применением контрольно-резервного СРМ;
- проведение поверки и КМХ СРМ с применением стационарной установки трубопоршневой поверочной стационарной «ОЗНА-Прувер С 0,05» (далее - стационарная ТПУ) и ПП;
- проведение поверки стационарной ТПУ с применением передвижной трубопоршневой поверочной установки 1-го разряда (далее – передвижная ТПУ) в комплекте с компаратором;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-85 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов, протоколов, актов;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

**Программное обеспечение (ПО)** системы (комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03», Госреестр № 19240-05, АРМ оператора на базе ПО «RATE АРМ оператора УУН», свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения № 182101-08) обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы разделено на метрологически значимую и метрологически не значимую 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 1.

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-03	Нефть, нефтепродукты. Преобразователи массового расхода» РХ.352.02.01.00 АВ	352.02.01	14C5D41A;	CRC32
ПО АРМ оператора «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.

Идентификация ПО системы осуществляется путем отображения на мониторе операторской станций управления структуры идентификационных данных. Часть этой структуры, относя-

щаяся 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 логина и 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 «Рекомендации. Проверка защиты программного обеспечения и определение её уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа»

### Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Основные метрологические и технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Рабочий диапазон расхода, т/ч	от 14 до 230
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Рабочий диапазон плотности измеряемой среды, кг/м <sup>3</sup>	От 830 до 890
Рабочий диапазон избыточного давления измеряемой среды, МПа	От 0,3 до 0,6
Рабочий диапазон температуры измеряемой среды, °С	От 10 до 35
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности измеряемой среды, кг/м <sup>3</sup>	± 0,3
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в измеряемой среде, %	± 0,05
Пределы допускаемой абсолютной погрешности средств измерений температуры измеряемой среды, °С	± 0,2
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления измеряемой среды, %	± 0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	± 0,25
Средний срок службы системы, не менее	8 лет
Режим работы системы	Постоянный, автоматизированный
Напряжение питания, В	380 (3-х фазное, 50 Гц) 220±22 (однофазное, 50 Гц)
Климатические условия эксплуатации системы:	
– температура окружающего воздуха, °С	От минус 55 до 34
– температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование, °С, не менее	5

Окончание таблицы 1 – Основные метрологические и технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
– относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование, %	От 45 до 80
– относительная влажность окружающего воздуха, %	От 45 до 80
– атмосферное давление, кПа	От 84 до 106

### Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации системы типографским способом. При этом указывают номер свидетельства об утверждении типа системы и дату его выдачи.

### Комплектность средства измерений

- система измерений количества и показателей качества нефти № 586 ОАО «Мохтикнефть», 1 шт., заводской № 07;
- инструкция по эксплуатации системы;
- «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 586 ОАО «Мохтикнефть». Методика поверки».

### Поверка

осуществляется по документу «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 586 ОАО «Мохтикнефть». Методика поверки», утвержденной ФГУП ВНИИР 8 декабря 2010 г.

Основные средства поверки:

- стационарная ТПУ 2-го разряда с рабочим диапазоном расхода жидкости от 10 до 280 м<sup>3</sup>/ч и пределами допускаемой относительной погрешности  $\pm 0,1$  %;
- ПП с диапазоном измерений от 300 до 1100 кг/м<sup>3</sup> и пределами допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,3$  кг/м<sup>3</sup>;
- комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03», пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значения массы нефти  $\pm 0,05$  %;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока  $\pm 3$  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  $\pm 2$  имп. в диапазоне от 20 до  $5 \times 10^8$  имп.;
- установка пикнометрическая с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности  $\pm 0,10$  кг/м<sup>3</sup> в диапазоне плотности от 600 до 1100 кг/м<sup>3</sup>;
- 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, внешний модуль давления - нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 1,03424 бар (15 psi), пределы допускаемой основной погрешности  $\pm 0,025$ % от верхнего предела измерений; внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности  $\pm 0,025$  % от верхнего предела измерений.

Допускается использование других средств поверки с метрологическими характеристиками, не устапающими указанным.

#### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений приведена в «Инструкция. ГСИ. Масса нефти. Методика выполнения измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 586 ОАО «Мохтикнефть» (свидетельство об аттестации МИ № 280014-10 от 09.11.2010).

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 586 ОАО «Мохтикнефть»**

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

2 Техническая документация 0440.00.00.000 «Система измерений количества и показателей качества нефти № 586 ОАО «Мохтикнефть»

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений** – осуществление торговли и товарообменных операций.

#### **Изготовитель**

ЗАО «ИПФ Вектор»

Юридический адрес: Российская Федерация, 625031, г. Тюмень, ул. Шишкова, д.88

Почтовый адрес: Российская Федерация, 625031, г. Тюмень, ул. Шишкова, д.88

Тел.: (3452) 38-87-20.

#### **Заявитель**

ООО «ИМС Индастриз»

Юридический адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47А

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)

Юридический 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

Регистрационный номер 30006-09.

Заместитель руководителя  
Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии

В.Н. Крутиков

М.П. «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2011 г.