



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.29.006.A № 49567

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 246 на ПСП  
"Байтуган" ООО "БайТекс"

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 0095-08

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО "РосНефтеКомплект", г. Лениногорск, Республика Татарстан

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 52454-13

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 52454-13

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 1 год

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от 21 января 2013 г. № 22

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." ..... 2013 г.

Серия СИ

№ 008285

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Система измерений количества и показателей качества нефти № 246 на ПСП «Байтуган» ООО «БайТекс»

#### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 246 на ПСП «Байтуган» ООО «БайТекс» (далее – система) предназначена для автоматических измерений массы брутто и показателей качества нефти при учетно-расчетных операциях между ООО «БайТекс» и ОАО «Северо-Западные магистральные нефтепроводы».

#### Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью кориолисовых преобразователей массового расхода. Выходные электрические сигналы с кориолисовых 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 фильтров, блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), стационарной трубопоршневой поверочной установки (далее – ТПУ), блока подключения передвижной трубопоршневой поверочной установки (далее – передвижной ТПУ), блока подключения передвижной трубопоршневой поверочной установки на базе эталонных преобразователей массового расхода (далее – передвижная ПУ), системы обработки информации и 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 двух (одного рабочего, одного резервного) измерительных каналов массы брутто нефти, а также измерительных каналов плотности, вязкости, температуры, давления, разности давления, объёмной доли воды в нефти, объёмного расхода в БИК, в которые входят следующие средства измерений:

- счётчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 300 в комплекте с измерительными преобразователями серии 2700 (далее – СРМ), Госреестр № 13425-06;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП), Госреестр № 15644-06;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829, Госреестр № 15642-06;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, Госреестр № 14557-01;
- счетчик нефти турбинный, Госреестр № 26776-08;
- преобразователи давления измерительные 3051, Госреестр № 14061-99;
- термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-244, Госреестр № 14684-00.

В систему обработки информации системы входят:

- контроллеры измерительно-вычислительные OMNI-6000 с функцией резервирования, Госреестр № 15066-09, свидетельство № 2301-05м-2009 об аттестации алгоритмов и программного обеспечения от 15 октября 2009 г.

– автоматизированные рабочие места оператора системы на базе комплекса программного Flow Sys, свидетельство ФГУП ВНИИР об аттестации программного обеспечения автоматизированного рабочего места оператора № 622014-06 от 19.07.2008 г.;

- контроллер программируемый логический PLC Modicon, Госреестр № 18649-09.

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, плотности и вязкости нефти;
  - измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
  - проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочего и резервного СРМ с применением ТПУ и ПП;
  - проведение поверки СРМ с применением ТПУ и ПП или с применением передвижной ТПУ и ПП, или с применением передвижной ПУ;
  - 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;
  - защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

**Программное обеспечение (ПО)** системы (контроллеры измерительно-вычислительные OMNI-6000, комплекс программный Flow Sys автоматизированного рабочего места оператора) 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 измерительно-вычислительного контроллера OMNI-6000 (основной)	SE-2 EthV. 1.55.0	Revision No 24.74.30	EPROM Checksum DCF6	API 11.1 (2004)
ПО измерительно-вычислительного контроллера OMNI-6000 (резервный)	SE-2 EthV. 1.55.0	Revision No 24.74.30	EPROM Checksum DCF6	API 11.1 (2004)
ПО комплекса программного Flow Sys автоматизированного рабочего места оператора	Flow Sys	-	-	-

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 станции 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 ввода 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 «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 1.

Т а б л и ц а 1 – Основные метрологические и технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 резервная)
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 15 до 80
Диапазон измерений плотности, кг/м <sup>3</sup>	От 879 до 910
Диапазон измерений вязкости, мм <sup>2</sup> /с	От 20 до 40
Диапазон измерений давления, МПа	От 0,3 до 4,0
Диапазон измерений температуры, °С	от 5 до 40
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	300
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности измеряемой среды, %	± 0,3
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений динамической вязкости измеряемой среды, %	± 1,0
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
Содержание свободного газа	Не допускается
Режим работы системы	Непрерывный
Параметры электропитания:	
– напряжение переменного тока, В	380, 50 Гц 220, 50 Гц
Климатические условия эксплуатации системы:	
– температура окружающего воздуха, °С	От минус 36 до 40
– температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °С	От 5 до 30
– относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, %	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.

### **Комплектность средства измерений**

- система измерений количества и показателей качества нефти № 246 на ПСП «Байтуган» ООО «БайТекс», 1 шт., заводской № 0095-08;
- инструкция по эксплуатации системы;
- «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 246 на ПСП «Байтуган» ООО «БайТекс». Методика поверки».

### **Поверка**

осуществляется по документу МП 52454-13 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 246 на ПСП «Байтуган» ООО «БайТекс». Методика поверки», утвержденной ФГУП ВНИИР 19 декабря 2011 г.

Основные средства поверки:

- стационарная установка трубопоршневая «Сапфир», диапазон измерений объемного расхода от 10 до 100 м<sup>3</sup>/ч, пределы допускаемой относительной погрешности  $\pm 0,1$  % при поверке с применением передвижной ТПУ;
- контроллер измерительно-вычислительный OMNI-6000, пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значения массы нефти  $\pm 0,005$  %, коэффициента преобразования  $\pm 0,025$  %;
- 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.

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

Методика измерений приведена в инструкции «ГСИ. Масса нефти. Методика выполнения измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 246 на ПСП «Байтуган» ООО «БайТекс» (свидетельство об аттестации МВИ № 36014-09 от 02 февраля 2009 г.).

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 246 на ПСП «Байтуган» ООО «БайТекс»**

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

2 Техническая документация 0011.00.00.000 «Система измерений количества и показателей качества нефти № 246 на Байтуганской УПН».

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

**Изготовитель**

ООО «РосНефтеКомплект»  
Юридический адрес: РТ, г. Лениногорск, ул. Вокзальная, дом 15.  
Почтовый адрес: РТ, г. Лениногорск, ул. Вокзальная, дом 15.  
Тел./факс: (85515) 527-68, 508-37 (85573) 902-35

**Заявитель**

ООО «Технологические системы и оборудование» (ООО «ТСО»), 125057, г. Москва, ул. Новопесчаная, д.8, корп.1. Тел./факс: (495) 363-48-19.

**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: [vniiirpr@bk.ru](mailto:vniiirpr@bk.ru)  
Регистрационный номер 30006-09.

Заместитель руководителя  
Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии

Ф.В.Булыгин

М.П.                      «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.