



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.E.29.006.A № 45107**

**Срок действия бессрочный**

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Резервная система измерений количества и показателей качества нефти  
НПС "Тайшет" Иркутского РНУ ООО "Востокнефтепровод "**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **102**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**ООО "НПП ОЗНА-Инжиниринг", г.Уфа**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **48770-11**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

**МП 48770-11**

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **1 год**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от **29 декабря 2011 г. № 6428**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." ..... 2011 г.

Серия СИ

№ 003032



## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервная система измерений количества и показателей качества нефти  
НПС «Тайшет» Иркутского РНУ ООО «Востокнефтепровод»

### Назначение средства измерений

Резервная система измерений количества и показателей качества нефти НПС «Тайшет» Иркутского РНУ ООО «Востокнефтепровод» (далее – система) предназначена для автоматических измерений массы брутто и показателей качества нефти при осуществлении товарообменных операций между ОАО «Транссибнефть» и ООО «Востокнефтепровод» при отказе основной системы измерений количества и показателей качества нефти НПС «Тайшет» Иркутского РНУ ООО «Востокнефтепровод» (далее – основная система).

### Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью ультразвукового преобразователя объемного расхода. Выходные электрические сигналы с ультразвукового преобразователя объемного 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 измерительной линии, пробозаборного устройства щелевого типа, системы обработки информации и системы дренажа учтенной нефти. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты.

Система состоит из одного рабочего измерительного канала объема нефти, а также измерительных каналов температуры и давления, в которые входят следующие средства измерений:

- расходомер UFM 3030 (далее – УЗР), Госреестр № 32562-09;
- преобразователи давления измерительные 3051, Госреестр № 14061-10;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, Госреестр № 22257-05, с преобразователями измерительными 644, Госреестр № 14683-09.

В систему обработки информации системы входят:

- контроллер измерительный FloBoss S600, Госреестр № 38623-08, свидетельство ФГУП ВНИИР об аттестации алгоритмов вычислений № 1551014-06 от 12.12.2006;
- автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора системы на базе комплекса программного «OZNA-Flow v.2.1», свидетельство ФГУП ВНИИР об аттестации программного обеспечения автоматизированного рабочего места оператора № 40014-11 от 31.03.2011 г.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометр для точных измерений типа МТИ, Госреестр № 1844-63;
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 1 и № 2, Госреестр № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти косвенным 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 поверки и контроля метрологических характеристик УЗР с применением установки поверочной трубопоршневой двунаправленной (далее – стационарная ТПУ) фирмы «Daniel Measurement and Control Inc./Division of Emerson Process Management», США,

и преобразователей расхода жидкости турбинных HELIFLU TZ250-2000N (далее – ТПР) (3 шт.), входящих в состав основной системы;

- 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 (контроллер измерительный FloBoss S600, комплекс программный «OZNA-Flow v.2.1») 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 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 контроллера измерительного FloBoss S600	Linux Binary.app	06.09c	-	CRC 32
ПО комплекса программного «OZNA-Flow v.2.1»	OZNA-Flow	v 2.1	64C56178	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 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 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 «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 2.

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Рабочий диапазон расхода, м <sup>3</sup> /ч	От 400 до 4930
Количество измерительных линий, шт.	1
Рабочий диапазон плотности измеряемой среды, кг/м <sup>3</sup>	От 815 до 885
Рабочий диапазон кинематической вязкости измеряемой среды при 20 °С и избыточном давлении, равном нулю, мм <sup>2</sup> /с (сСт)	От 2 до 60
Верхний предел рабочего диапазона избыточного давления измеряемой среды, МПа	4,0
Максимальное расчетное избыточное давление измеряемой среды, МПа	5,1
Рабочий диапазон температуры измеряемой среды, °С	От минус 5 до 40
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности измеряемой среды, кг/м <sup>3</sup>	± 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, %	± 0,56
Средний срок службы системы, не менее	8 лет
Напряжение питания, В	380 (3-х фазное, 50 Гц) 220±22 (однофазное, 50 Гц)
Климатические условия эксплуатации системы:	
– температура окружающего воздуха, °С	От минус 42 до 35
– температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °С	От 18 до 35
– 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

- резервная система измерений количества и показателей качества нефти НПС «Тайшет» Иркутского РНУ ООО «Востокнефтепровод», 1 шт., заводской № 102;
- инструкция по эксплуатации системы;
- инструкция «ГСИ. Резервная система измерений количества и показателей качества нефти НПС «Тайшет» Иркутского РНУ ООО «Востокнефтепровод». Методика поверки».

## Поверка

осуществляется по документу МП 48770-11 «Инструкция. ГСИ. Резервная система измерений количества и показателей качества нефти НПС «Тайшет» Иркутского РНУ ООО «Востокнефтепровод». Методика поверки», утвержденной ФГУП ВНИИР 17 декабря 2010 г.

Основные средства поверки:

– стационарная ТПУ с верхним пределом диапазона измерений объемного расхода 1775 м<sup>3</sup>/ч и пределами допускаемой относительной погрешности  $\pm 0,05$  % при поверке с применением поверочной установки на базе эталонных мерников 1-го разряда или  $\pm 0,1$  % при поверке с применением передвижной трубопоршневой поверочной установки;

– ТПР, входящие в состав блока измерительных линий основной системы и используемые в качестве компаратора, с диапазоном измерений объемного расхода измеряемой среды от 200 до 2000 м<sup>3</sup>/ч и пределами допускаемой относительной погрешности  $\pm 0,15$  %;

– контроллер измерительный FloBoss S600, пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значения объема, расхода и массы нефти, пределы допускаемой относительной погрешности измерений расхода, объема, массы жидкости:  $\pm 0,01$  %, пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерения силы тока:  $\pm 0,04$  %;

– 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.;

– 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 МИ 3137-2008 «Рекомендация. ГСИ. Масса нефти. Методика выполнения измерений по резервной схеме учёта системы измерений количества и показателей качества нефти НПС «Тайшет» Иркутского РНУ» (свидетельство об аттестации МВИ № 117809-08 от 20.06.2008)

## Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к резервной системе измерений количества и показателей качества нефти НПС «Тайшет» Иркутского РНУ ООО «Востокнефтепровод»

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

2 Техническая документация 0217.00.00.000 «Система измерений количества и показателей качества нефти. Иркутское РНУ НПС «Тайшет».

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений** – осуществление торговли и товарообменных операций, выполнение работ по расфасовке товаров.

**Изготовитель**

ООО «НПП ОЗНА-Инжиниринг»  
Юридический адрес: 450071, г. Уфа, проспект С. Юлаева, 89  
Почтовый адрес: 450071, г. Уфа, проспект С. Юлаева, 89  
Тел.: (347) 292-79-10, факс: (347) 292-79-15

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

Заместитель руководителя  
Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии

Е.Р. Петросян

М.П.                      «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2011 г.