



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.29.006.A № 45880

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерений количества и показателей качества нефти №731
на нефтебазе "Усть-Луга"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 197

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО "НПП ОЗНА-Инжиниринг", г. Уфа

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 49365-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 49365-12

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 1 год

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **26 марта 2012 г. № 173**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 003959

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 731 на нефтеба- зе "Усть-Луга"

Назначение типа средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) № 731 на нефтеба-
зе "Усть-Луга" (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений мас-
сы и показателей качества нефти на нефтебазе "Усть-Луга" "Балтийской трубопроводной сис-
темы. БТС-2".

Описание средства измерений

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроек-
тированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного
изготовления. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте экс-
плуатации в соответствии с проектной документацией и эксплуатационными документами ее
компонентов.

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамиче-
ских измерений массы нефти с помощью преобразователей расхода турбинных и преобразо-
вателей плотности. Выходные сигналы преобразователей расхода турбинных, температуры,
давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти по линиям связи поступают на
соответствующие входы контроллера измерительного FloBoss S600, который преобразует их
и вычисляет массу нефти по реализованному в нём алгоритму.

Система состоит из основного блока измерительных линий (четыре измерительные
линии), обеспечивающих при параллельном включении необходимый объёмный расход при
динамических измерениях массы, резервного блока измерительных линий (четыре измери-
тельные линии), предназначенных для использования при отказе основной измерительной ли-
нии, блока трубопоршневой поверочной установки с контрольной измерительной линией для
поверки и контроля метрологических характеристик преобразователя расхода жидкости тур-
бинного MVTM, двух блоков измерений показателей качества нефти (измерения температу-
ры, давления, плотности, вязкости, объёмной доли воды в нефти).

Особенностью конструкции системы является использование резервного блока изме-
рительных линий, блока трубопоршневой поверочной установки с контрольной измеритель-
ной линией для работы с СИКН № 104, СИКН № 731, СИКН № 732, расположенных на тер-
ритории нефтебазы Усть-Луга.

В состав системы входят следующие средства измерений:

- преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM, тип средства измерений за-
регистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 13425-06;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, тип средства из-
мерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 15644-06;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827, тип
средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под
№ 15642-06;
- вычислители расхода жидкости и газа модели 7951, тип средства измерений зарегистри-
рован в Государственном реестре средств измерений под № 15645-06
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, тип средства измерений зарегистрирован в
Государственном реестре средств измерений под № 14557-10;
- преобразователи давления измерительные 3051, тип средства измерений зарегистри-
рован в Государственном реестре средств измерений под № 14061-10;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, тип средства измерений
зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 22257-05, с измери-

тельными преобразователями 644, тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14683-09;

- манометры для точных измерений типа МТИ, тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 1844-63;

- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 303-91;

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная, тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 23520-07;

- контроллеры измерительные FloBoss S600, тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 38623-08.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированное измерение массы брутто нефти и объёмного расхода нефти в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления, плотности, вязкости, объёмной доли воды в нефти;

- вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений массы брутто нефти, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли воды, объёмной доли воды и плотности;

- автоматизированное измерение температуры, давления, плотности, вязкости, объёмной доли воды в нефти;

- защита алгоритма и программы системы от несанкционированного доступа установкой паролей разного уровня доступа;

- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Программное обеспечение (ПО) реализовано в контроллере измерительном FloBoss S600 и в автоматизированном рабочем месте (АРМ) оператора СИКН № 731. ПО 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 процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (несвязанные с измерениями параметров технологического процесса).

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице

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	vxworks	05.33_ feb_16_2007	2942	CRC16
ПО АРМ оператора СИКН № 731	ПО "OZNA-Flow"	v 2.1	74CB64B8	CRC32

ПО имеет:

- свидетельство об аттестации алгоритмов вычислений контроллера измерительного FloBoss S600 № 15510114-06, выданное ФГУП ВНИИР 12.12.2006 г.;

- свидетельство об аттестации автоматизированного рабочего места оператора ("OZNA-Flow") № 40014-11, выдано ФГУП ВНИИР 31.03.2011 г.

ПО системы защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем введения логина и пароля, ведения доступного только для чтения журнала событий. 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) записываются в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования. ПО системы имеет уровень защиты С (в соответствии с МИ 3286–2010 Рекомендация. Проверка защиты программного обеспечения и определение ее уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа).

Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858–2002 "Нефть. Общие технические условия"
Объёмный расход системы при динамических измерениях массы, м ³ /ч	От 800 до 12000
Температура измеряемой среды, °С	От 0 до 40
Максимальное давление в системе, МПа, не более	1,9
Плотность измеряемой среды при температуре 20°С и избыточном давлении, равном нулю, кг/м ³	От 830 до 870
Кинематическая вязкость измеряемой среды при температуре 20°С, сСт	От 2 до 60
Массовая доля воды в измеряемой среде, %, не более	1,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности системы при измерении температуры, °С	± 0,2
Пределы допускаемой приведенной погрешности системы при измерении давления, %	± 0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности системы при измерении плотности, кг/м ³	± 0,36
Пределы допускаемой приведенной погрешности системы при измерении кинематической вязкости, %	± 1,0
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности системы при измерении объемной доли воды, %	± 0,05
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти, %	± 0,25

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

Наименование	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 731 на нефтебазе "Усть-Луга". Заводской № 197	1 шт.
Руководство по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 731 ООО "Спецморнефтепорт Усть-Луга"	1 экз.
Инструкция "ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 731 на нефтебазе "Усть-Луга". Методика поверки", утвержденная ФГУП ВНИИР 30.10.2011 г.	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 49365-12 "Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 731 на нефтебазе "Усть-Луга". Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 30.10.2011 г.

Перечень основных средств поверки:

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная, максимальный объемный расход 4000 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05$ %;
- преобразователь плотности жидкости измерительный 7835, диапазон измерений от 700 до 1100 кг/м³, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,36$ кг/м³;
- контроллер измерительный FloBoss S600, пределы допускаемой относительной погрешности при вычислении расхода, объема, массы $\pm 0,01$ %;
- калибратор температуры серии АТС-R модели АТС 156 (исполнение В), диапазон воспроизводимых температур от минус 27 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04$ °С;
- 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.;
- установка пикнометрическая переносная, диапазон измерений плотности от 700 до 1100 кг/м³, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,1$ кг/м³;
- установка поверочная дистилляционная УПВН-2.01, диапазон воспроизведения объемной доли воды от 0,01 % до 1,00 %, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,02$ %;
- рабочий эталон единицы кинематической вязкости жидкости 1-го разряда, диаметры капилляров 0,33, 0,48, 0,65, 0,97, 1,33 мм, относительная погрешность 0,02 %, 0,01 %, 0,005 %, 0,008 %, 0,007 % соответственно;
- калибратор многофункциональный модели ASC300-R с внешним модулем абсолютного давления, нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, предел допускаемой основной погрешности $\pm 0,025$ % от верхнего предела измерений.

Допускается применение других средств измерений с характеристиками не хуже указанных.

Сведения о методиках (методах) измерений

В системе применен косвенный метод динамических измерений массы брутто нефти. Методика измерений приведена в "ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 731 на нефтебазе "Усть-Луга", зарегистрирована в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером ФР.1.29.2011.10310.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 731 на нефтебазе "Усть-Луга"

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".

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"

Адрес: 450071, Республика Башкортостан, г. Уфа, проспект С. Юлаева, д.89.

Тел. (347) 292-79-10, 292-79-11, 292-79-13, факс (347) 292-79-15.

E-mail: ozna-eng@ozna.ru.

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии". Регистрационный номер 30006-09.

Юридический адрес: 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7А.

Тел. (843) 272-70-62, факс 272-00-32, e-mail vnirpr@bk.ru.

Заместитель

руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.п.

" _ " _____ 2012 г.