

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Система измерений количества и показателей качества нефти № 104 на нефтебазе "Усть-Луга"

#### Назначение типа средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) № 104 на нефтебазе "Усть-Луга" (далее – система) предназначена для автоматических измерений массы и показателей качества нефти на нефтебазе "Усть-Луга" "Балтийской трубопроводной системы. БТС-2".

#### Описание средства измерений

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

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти с помощью преобразователей расхода турбинных и преобразователей 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 блока измерительных линий (четыре измерительных канала объёма нефти), резервного блока измерительных линий (четыре измерительных канала объёма нефти), блока трубопоршневой поверочной установки с контрольной измерительной линией (один контрольный измерительный канал объёма нефти), блока измерений показателей качества нефти (измерительные каналы температуры, давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти).

Особенностью конструкции системы является использование резервного блока измерительных линий, блока трубопоршневой поверочной установки с контрольной измерительной линией для СИКН № 104, СИКН № 731, СИКН № 732.

В состав системы входят следующие средства измерений:

- преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 13425-06;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 15644-06;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 15642-06;
- вычислители расхода жидкости и газа модели 7951, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 15645-06
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14557-10;
- преобразователи давления измерительные 3051, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14061-10;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 22257-05, с измерительными преобразователями 644, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14683-09;
- манометры для точных измерений типа МТИ, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 1844-63;

- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 303-91;
- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 23520-07;
- контроллеры измерительные FloBoss S600, 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 № 104. 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	5105	CRC16
ПО АРМ оператора СИКН № 104	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 программного обеспечения автоматизированного рабочего места оператора № 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 реали-

зованных 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, м <sup>3</sup> /ч	От 800 до 5600
Температура измеряемой среды, °С	От 0 до 40
Максимальное давление в системе, МПа, не более	1,6
Плотность измеряемой среды при температуре 20°С и избыточном давлении равным нулю, кг/м <sup>3</sup>	От 830 до 870
Кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, сСт	От 2 до 60
Массовая доля воды в измеряемой среде, %, не более	1,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	± 0,2
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений избыточного давления, %	± 0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности, кг/м <sup>3</sup>	± 0,36
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений кинематической вязкости, %	± 1,0
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений объемной доли воды, %	± 0,05
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений 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 № 104 на нефтебазе "Усть-Луга". Заводской № 200	1 шт.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 104 ООО "Спецморнефтепорт Усть-Луга"	1 экз.
Инструкция "ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 104 на нефтебазе "Усть-Луга". Методика поверки", утвержденная ФГУП ВНИИР 30.10.2011 г.	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 49364-12 "Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 104. Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 30.10.2011 г.

Перечень основных средств поверки:

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная, максимальный объемный расход 4000 м<sup>3</sup>/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,05 %;
- преобразователь плотности жидкости измерительный 7835, диапазон измерений от 300 до 1100 кг/м<sup>3</sup>, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,36 кг/м<sup>3</sup>;
- контроллер измерительный FloBoss S600, пределы допускаемой относительной погрешности при вычислении расхода, объема, массы ± 0,01 %;
- калибратор температуры модели АТС 156 В, диапазон воспроизводимых температур от минус 27 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 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 ± 5×10<sup>-4</sup> % 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<sup>8</sup> имп.;
- установка пикнометрическая переносная, диапазон измерений плотности от 700 до 1100 кг/м<sup>3</sup>, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,1 кг/м<sup>3</sup>;
- установка для поверки влагомеров, обеспечивающая монтаж влагомеров, циркуляцию и расход поверочной жидкости через влагомер в диапазоне от 0,5 до 6,5 м<sup>3</sup>/ч, включающая в себя диспергирующее устройство, обеспечивающее создание стабильных эмульсий и оборудованная термостатом, обеспечивающим поддержание температуры поверочной жидкости, равной 20 °С, со стабильностью ± 0,1 °С;
- средство измерений начального влагосодержания нефти с абсолютной погрешностью ± 0,02 %, объемной доли воды;
- установка поверочная дистилляционная УПВН-2.01;
- титратор автоматический по методу К.Фишера DL-32;
- весы лабораторные электронные КТ II АЖ-6200 СЕ;
- 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 ± 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 № 104 на нефтебазе "Усть-Луга", зарегистрирована в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером ФР.1.29.2011.10311.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 104 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.

#### **Изготовитель**

ООО "НПП "ОЗНА - Инжиниринг"

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

Почтовый 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](mailto: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](mailto:vnirpr@bk.ru).

Заместитель  
руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.П.

" \_ " \_\_\_\_\_ 2012 г.