

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Система измерений количества и показателей качества нефти № 104

#### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 104 (далее – система) предназначена для автоматизированных динамических 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 производства. 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, объёмной 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 нем алгоритму.

Система состоит из основного блока измерительных линий (две рабочих и одна контрольно-резервная измерительные линии), обеспечивающих при параллельном включении необходимый объёмный расход при динамических измерениях массы, резервного блока измерительных линий (четыре измерительные линии), предназначенных для использования при отказе основной измерительной линии, блока трубопоршневой поверочной установки с контрольной измерительной линией для проверки и контроля метрологических характеристик преобразователя расхода жидкости турбинного MVTM, блока измерений показателей качества нефти (измерения температуры, давления, плотности, вязкости, объёмной доли воды в нефти).

Особенностью конструкции системы является использование резервного блока измерительных линий, блока трубопоршневой поверочной установки с контрольной измерительной линией для работы с СИКН № 104, СИКН № 731, СИКН № 732, расположенных на территории нефтебазы "Усть-Луга".

В состав системы входят следующие основные средства измерений:

- преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM Ду 16" (далее – ТПР), тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером (далее – номер в госреестре) 16128-10;
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, номер в госреестре 15644-06;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827, номер в госреестре 15642-06;
- вычислители расхода жидкости и газа модели 7951, номер в госреестре 15645-06;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, номер в госреестре 14557-10;
- преобразователи давления измерительные 3051, номер в госреестре 14061-10;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, номер в госреестре 22257-05, с измерительными преобразователями 644, номер в госреестре 14683-09;
- манометры избыточного давления для точных измерений МТИф, номер в госреестре 34911-07;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, номер в госреестре 303-91;
- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее – ТПУ), номер в госреестре 20054-06;

- контроллеры измерительные FloBoss модели S600 (далее – ИВК), номер в госреестре 38623-08.

При ремонте системы допускается замена отказавшего средства измерений на другое, аналогичного типа.

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;

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

- автоматическое измерение температуры, давления, плотности, вязкости, объёмной доли воды в нефти, объёмного расхода в блоке измерений показателей качества нефти;

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

- проверка и контроль метрологических характеристик ТПР с помощью ТПУ;

- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;

- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

### Программное обеспечение

Система имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в ИВК и в автоматизированном рабочем месте (АРМ) оператора с ПО "OZNA-Flow".

ПО ИВК и АРМ оператора настроено для работы в системе и испытано при испытании системы в целях утверждения типа, имеет идентификационные данные

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	-	"OZNA-Flow"
Номер версии (идентификационный номер) ПО	05.33_feb_16_2007	v 2.1
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	5105	74CB64B8
Другие идентификационные данные (если имеются)	-	-

ПО обеспечивает реализацию функций системы. Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется наличием системы ограничения доступа, установкой логина и пароля разного уровня доступа.

ПО имеет средний уровень защиты в соответствии с Р 50.2.077–2014 "ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения".

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений расхода, м <sup>3</sup> /ч	От 800 до 5600
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	± 0,35

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Параметры измеряемой среды	
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 "Нефть. Общие технические условия"
Температура измеряемой среды, °С	От 0 до 40
Максимальное избыточное давление измеряемой среды, МПа, не более	1,6
Плотность измеряемой среды при стандартных условиях температура 20 °С и избыточное давление, равное нулю, кг/м <sup>3</sup>	От 830 до 895
Кинематическая вязкость при температуре 20 °С измеряемой среды, сСт	От 2 до 60
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	900
Содержание свободного газа	Не допускается
Режим работы	Непрерывный

### Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Таблица 3

Наименование	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 104. Заводской № 02	1 шт.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 104 на нефтебазе "Усть-Луга"	1 экз.
МП 0323-14-2015 "ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 104. Методика поверки"	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 0323-14-2015 "ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 104. Методика поверки", утверждённому ЦИ СИ ФГУП "ВНИИР" 31.06.2015 г.

Перечень основных средств поверки:

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная, максимальный объёмный расход 4000 м<sup>3</sup>/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,05 %;
- установка пикнометрическая, диапазон определения плотности от 700 до 1100 кг/м<sup>3</sup>, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,1 кг/м<sup>3</sup>;

- калибратор многофункциональный модели ASC300-R с внешним модулем абсолютно-го давления, нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, предел допускаемой основной погрешности  $\pm 0,025$  % от верхнего предела измерений;

- калибратор температуры АТС-R модели АТС 156 (исполнение В), диапазон воспроизводимой температуры 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  $\pm 3$  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 поверочная дистилляционная УПВН-2.01, диапазон воспроизведения объёмной доли воды от 0,01 % до 2,00 %, пределы допускаемой основной 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.

Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в данном описании типа.

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

В системе применен косвенный метод динамических измерений массы 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**

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".

#### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью "НПП ОЗНА-Инжиниринг"  
(ООО "НПП ОЗНА-Инжиниринг")

ИНН 0278096217

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

Почтовый адрес: 450071, РФ, Республика Башкортостан, г. Уфа, пр. С. Юлаева, д. 89

Тел./факс: +7 (347) 292-79-10

E-mail: [ozna-eng@ozna.ru](mailto:ozna-eng@ozna.ru)

**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью "Транснефть - Порт Усть-Луга"  
(ООО "Транснефть - Порт Усть-Луга")

ИНН 4707021059

Юридический адрес: 188477, Россия, Ленинградская обл., Кингисеппский район,  
деревня Косколово, Морской торговый порт Усть-Луга, Балтийская трубопроводная система  
(БТС-2), Административно-хозяйственный комплекс

Почтовый адрес: 196158, г. Санкт-Петербург, Пулковское шоссе, д. 40, корпус 4,  
литера Д

Тел./факс +7 (81375) 93-032

E-mail: [office@npul.transneft.ru](mailto:office@npul.transneft.ru)

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие "Всероссийский научно-  
исследовательский институт расходомерии". (ФГУП "ВНИИР")

Юридический, почтовый адрес: 420088 Россия, Республика Татарстан, г. Казань,  
ул. 2-я Азинская, 7 "а"

Тел.: +7 (843) 272-70-62, факс: +7 (843) 272-00-32

E-mail: [office@vniir.org](mailto:office@vniir.org)

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в  
целях утверждения типа № RA.RU.310592 от 24.02.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.