

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Система измерений количества и показателей качества нефти Ванкорского месторождения УПСВ-Юг ЗАО "Ванкорнефть"

#### Назначение типа средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти Ванкорского месторождения УПСВ-Юг ЗАО "Ванкорнефть" (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти, подаваемой в магистральный нефтепровод по временной схеме запуска нефтепровода "Ванкорское месторождение – НПС "ПУРПЕ".

#### 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 жидкости турбинных MVTM и преобразователей плотности. Выходные сигналы преобразователей расхода жидкости турбинных MVTM, температуры, давления, плотности, объемной доли воды в нефти по линиям связи поступают на соответствующие входы контроллера измерительного FloBoss S600, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нём алгоритму.

В состав системы входят блок измерительных линий, имеющий четыре рабочие измерительные линии, параллельная работа которых обеспечивает необходимое значение объемного расхода при динамических измерениях массы брутто нефти, одну резервную измерительную линию, которая используется при отказе рабочей измерительной линии, одну контрольно-резервную измерительную линию, которая используется как резервная и для контроля метрологических характеристик преобразователя расхода жидкости турбинного MVTM, и блок измерений показателей качества нефти, предназначенный для измерений температуры, давления, плотности, объемной доли воды в нефти.

В системе применены следующие средства измерений:

- преобразователь расхода жидкости турбинный MVTM Ду 6", тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 16128-10;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835, тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 15644-06;
- влагомер нефти поточный УДВН-1пм, тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14557-10;
- преобразователь давления измерительный 3051, тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14061-10;
- термопреобразователь сопротивления платиновый 65, тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 22257-11, с измерительным преобразователем 644, тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14683-09;
- манометр избыточного давления для точных измерений типа МТИФ, тип средства измерений зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 34911-11;
- термометр ртутный стеклянный лабораторный 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 № 20054-06;

- контроллер измерительный 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, 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, 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) реализованы в контроллере измерительном FloBoss S600 и в автоматизированном рабочем месте (АРМ) оператора системы. 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 все библиотеки, 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, реализованные в контроллере измерительном FloBoss S600 и АРМ оператора, 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	d7d5	CRC16
ПО Автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора	ПО "ОЗНА-Flow"	v 2.1	73477F1E	CRC32

ПО имеют:

- 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 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 <sup>3</sup> /ч	От 250 до 2200
Температура измеряемой среды, °С	От 20 до 80
Давление измеряемой среды в системе, МПа, не более	5,1
Плотность измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, кг/м <sup>3</sup>	От 830 до 890
Массовая доля воды в измеряемой среде, %, не более	0,5
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 <sup>3</sup>	± 0,36
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности системы при измерении объёмной 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	Обозначение
Система измерений количества и показателей качества нефти Ванкорского месторождения УПСВ-Юг ЗАО "Ванкорнефть". Заводской № 119	1 шт.	ОИ 2308.00.00
Руководство по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти Ванкорского месторождения УПСВ-Юг ЗАО "Ванкорнефть"	1 экз.	
Инструкция "ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти Ванкорского месторождения УПСВ-Юг ЗАО "Ванкорнефть". Методика поверки", утвержденная ФГУП ВНИИР 27.01.2012 г.	1 экз.	

### Поверка

осуществляется по документу МП 49955-12 "Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти Ванкорского месторождения УПСВ-Юг ЗАО "Ванкорнефть". Методика поверки, утверждённой ФГУП ВНИИР 27.01.2012 г.

Перечень основных средств поверки:

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная, максимальный объёмный расход 550 м<sup>3</sup>/ч, пределы допускаемой относительной погрешности измерений ± 0,05 %;
- преобразователь плотности жидкости измерительный 7835, диапазон измерений от 700 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, объёма, массы ± 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  $\pm 3$  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 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 использование других средств поверки с метрологическими характеристиками, неуступающими указанным.

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

В системе применен косвенный метод динамических измерений массы брутто нефти, Методика измерений приведена в инструкции. "ГСИ. Масса нефти. Методика выполнения измерений системой измерений количества и показателей качества нефти Ванкорского месторождения УПСВ-Юг ЗАО "Ванкорнефть", зарегистрирована в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером ФР.1.29.2008.04322.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти Ванкорского месторождения УПСВ-Юг ЗАО "Ванкорнефть"**

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.

### **Изготовитель**

ООО "НПП "ОЗНА - Инжиниринг"

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.

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

Тел. (843) 272-70-62, факс 272-00-32, e-mail [vniirpr@bk.ru](mailto:vniirpr@bk.ru).

Заместитель руководителя  
Федерального агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.П.

" \_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2012 г.