



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.E.29.006.A № 45734**

**Срок действия бессрочный**

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Резервная система учета нефти системы измерений количества и показателей качества нефти № 462 на ПСП "Краснодарский" ОАО "Черномортранснефть"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **01**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**ООО "ИМС Индастриз", г.Москва**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **49242-12**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

**МП 49242-12**

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **1 год**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от **06 марта 2012 г. № 127**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." ..... 2012 г.

Серия СИ

№ 003820

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервная система учета нефти системы измерений количества и показателей качества нефти № 462 на ПСП "Краснодарский" ОАО "Черномортранснефть"

### Назначение типа средства измерений

Резервная система учета нефти системы измерений количества и показателей качества нефти № 462 на ПСП "Краснодарский" ОАО "Черномортранснефть" (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти при осуществлении товарообменных операций между ОАО "Черномортранснефть" и ЗАО "Краснодарский НПЗ-Краснодарэконепфть".

### 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 и плотности. Выходной сигнал преобразователей расхода, температуры, давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти по линиям связи поступают на соответствующие входы контроллера измерительно-вычислительного OMNI 6000, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

Система состоит из одного измерительного канала массы нефти и измерительных каналов объема, давления, температуры, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти.

При измерении массы брутто нефти объем нефти вычисляет контроллер измерительно-вычислительный OMNI 6000, используя частотный выход расходомера UFM 3030 заводской

№ 2237. В системе используют действительные значения коэффициентов преобразования расходомера UFM 3030 заводской № 2237, определенные с применением установки поверочной трубопоршневой двунаправленной и внесенные в контроллер измерительно-вычислительный OMNI 6000.

Особенностью конструкции системы является использование одного блока измерений показателей качества нефти для основной и резервной схем учета нефти.

В состав системы входят следующие средства измерений:

- расходомер UFM 3030 заводской № 2237;
- преобразователи плотности жидкости измерительные 7835, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 15644-06;
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 15642-06;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14557-05;
- термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-644, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 27129-04;
- преобразователи давления измерительные 3051, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14061-04;
- манометры показывающие для точных измерений МПТИ, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 26803-06;

- 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 № 37248-08;
- контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 6000, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 15066-09.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированное измерение массы брутто нефти и массового 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 преднамеренных и непреднамеренных изменений установкой паролей разного уровня доступа;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

**Программное обеспечение** (ПО) реализовано в контроллере измерительно-вычислительном OMNI 6000 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 (не связанные 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 измерительно-вычислительного OMNI 6000	Алгоритмы вычислений и программа обработки результатов измерений объёма и массы нефти и нефтепродуктов, определения метрологических характеристик преобразователя расхода	24.75.01	ЕВЕ1	ГОСТ Р 34.11–94 Информационная технология. Криптографическая защита информации. Функция хэширования
ПО "RATE АРМ оператора УУН"	"RATE АРМ оператора УУН" РУУН 2–07 АВ	2.0.1.10	7cc3c6f61 e77643578b3dd b1b5079a0b7e f1d5921e 5789ffd40 e261c67 18ecce	ГОСТ Р 34.11

ПО контроллера измерительно-вычислительного OMNI 6000 имеет свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения № 2301-03М-2009, выдано ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева" 15.10.2009 г.

ПО "RATE ARM оператора УУН" имеет свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения № 182101-08, выдано ФГУП ВНИИР 24.10.2008 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) записывается 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
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858–2002 "Нефть. Общие технические условия"
Массовый расход, т/ч	От 40 до 465
Температура измеряемой среды, °С	От 5 до 35
Давление измеряемой среды в системе, МПа	От 0,3 до 0,7
Плотность измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, кг/м <sup>3</sup>	От 790 до 930
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 основной абсолютной погрешности измерений объемной доли воды, %	± 0,05
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	± 0,5

### Знак утверждения типа

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

### Комплектность средства измерений

Наименование	Кол-во	Обозначение
Резервная система измерений количества и показателей качества нефти № 462 на ПСП "Краснодарский" ОАО "Черномортранснефть". Заводской № 01	1 шт.	0169.2.00.000
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 462 на ПСП "Краснодарский" ОАО "Черномортранснефть"	1 экз.	
Инструкция "ГСИ. Резервная система учета нефти системы измерений количества и показателей качества нефти № 462 на ПСП "Краснодарский" ОАО "Черномортранснефть". Методика поверки", утвержденная ФГУП ВНИИР 15.07.2011 г.	1 экз.	

## **Поверка**

осуществляется по документу МП 49242-12 "Инструкция. ГСИ. Резервная система учета нефти системы измерений количества и показателей качества нефти № 462 на ПСП "Краснодарский" ОАО "Черномортранснефть". Методика поверки", утверждённой ФГУП ВНИИР 15.07.2011 г.

Перечень основных средств поверки:

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная, максимальный объемный расход 550 м<sup>3</sup>/ч, пределы допускаемой относительной погрешности измерений  $\pm 0,05$  %;
- преобразователь плотности жидкости измерительный 7835, диапазон измерений от 300 до 1100 кг/м<sup>3</sup>, пределы допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,36$  кг/м<sup>3</sup>;
- контроллер измерительно-вычислительный OMNI 6000, пределы допускаемой приведенной погрешности при измерениях входных аналоговых электрических сигналов и преобразования в значения величин  $\pm 0,1$  %, пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях периода импульсного электрического сигнала по входу преобразователя плотности  $\pm 0,02$  %, пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значения величин: массы продукта при применении преобразователей массового расхода  $\pm 0,005$  %, коэффициента преобразования (метр-фактора) преобразователей объёмного и массового расхода  $\pm 0,005$  %;
- калибратор температуры модели АТС 156 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, не уступающими указанным.

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

В системе применен косвенный метод динамических измерений массы брутто нефти, приведенный в документе "ГСИ. МАССА НЕФТИ. Методика измерений резервной системой учета нефти системы измерений количества и показателей качества нефти № 462 на ПСП "Краснодарский" ОАО "Черномортранснефть", аттестована ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", свидетельство № 149/2550-(01.00250-2008)-2011.

## **Нормативные документы, устанавливающие требования к резервной системе учета нефти системы измерений количества и показателей качества нефти № 462 на ПСП "Краснодарский" ОАО "Черномортранснефть"**

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 "ИМС Индастриз"

Юридический адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47А

Почтовый адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47А

Тел.: (495) 221-10-50, факс: (495) 221-10-51, e-mail: [ims@imsholding.ru](mailto:ims@imsholding.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 (843) 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.