



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.29.006.A № 45854

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерений количества и показателей качества нефти № 462
на ПСП "Краснодарский" ОАО "Черномортранснефть"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 01

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО "ИМС Индастриз", г. Москва

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 49315-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 49315-12

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

№ 003952

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 462 на ПСП "Краснодарский" ОАО "Черномортранснефть"

Назначение типа средства измерений

Система 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 операциях 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 прямого метода динамических измерений массы нефти с помощью преобразователей массового расхода. Выходные сигналы преобразователей расхода, температуры, давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти по линиям связи поступают на соответствующие входы контроллеров измерительно-вычислительных OMNI 6000, которые преобразуют их и вычисляют массу нефти по реализованному в них алгоритмам.

В системе использованы два рабочих и один контрольно-резервный измерительные каналы массы нефти и измерительные каналы температуры, давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти.

В состав системы входят следующие типы средств измерений:

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 13425-06;
- преобразователь плотности жидкости измерительный 7835, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 15644-06;
- преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 15642-06;
- влагомер нефти поточный УДВН-1пм, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14557-05;
- термопреобразователь сопротивления платиновый с унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-644, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 27129-04;
- преобразователь давления измерительный 3051, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14061-04;
- манометр показывающий для точных измерений МПТИ, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 26803-06;
- манометр деформационный образцовый с условной шкалой МО, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 43816-10;
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 303-91;
- расходомер UFM 3030, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 32562-06;
- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 37248-08;
- контроллер измерительно-вычислительный 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 прямым методом динамических измерений 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) реализованы 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 не значимую 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, реализованные в контроллере измерительно-вычислительном OMNI 6000 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 измерительно-вычислительного OMNI 6000 (основной)	Алгоритмы вычислений и программа обработки результатов измерений объёма и массы нефти и нефтепродуктов, определения метрологических характеристик преобразователя расхода	24.75.01	EBE1	ГОСТ Р 34.11–94 Информационная технология. Криптографическая защита информации. Функция хэширования
ПО контроллера измерительно-вычислительного OMNI 6000 (резервный)	Алгоритмы вычислений и программа обработки результатов измерений объёма и массы нефти и нефтепродуктов, определения метрологических характеристик преобразователя расхода	24.75.01	EBE1	ГОСТ Р 34.11–94
ПО "RATE АРМ оператора УУН"	"RATE АРМ оператора УУН" РУУН2.1–07 АВ	1.5.0.1	7cc3c6f61 e77643578b3dd b1b5079a0b7e f1d5921e 5789ffd40 e261c67 18ecce	ГОСТ Р 34.11–94

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 АРМ 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 характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858–2002 "Нефть. Общие технические условия"
Диапазон расхода, 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 ³	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 ³	± 0,3
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений объемной доли воды, %	± 0,05
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	± 0,25

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Наименование	Кол-во	Обозначение
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. Система 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 49315-12 "Инструкция. ГСИ. Система 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, верхний предел измерений расхода $550 \text{ м}^3/\text{ч}$, пределы допускаемой относительной погрешности измерений $\pm 0,05 \%$;
- преобразователь плотности жидкости измерительный 7835, диапазон измерений от 300 до 1100 кг/м^3 , пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$;
- 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°C до 155°C , пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04^\circ\text{C}$;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока $\pm 3 \text{ мкА}$ 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.;
- 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 прямой метод динамических измерений массы брутто нефти, приведенный в документе "ГСИ. МАССА НЕФТИ. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 462 на ПСП "Краснодарский" ОАО "Черномортранснефть", аттестована ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", свидетельство № 1472550-(01.00250-2008)-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе 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.

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

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: yniirpr@bk.ru.

Заместитель
руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.П.

" __ " _____ 2012 г.