ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.29.006.A № 43252

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ
Система измерений количества и показателей качества нефти №73

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **01**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ
ООО "ТРЭИ-Холдинг", г.Москва

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **47264-11**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ
МП 47264-11

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **1 год**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от **19 июля 2011 г.** № **3651**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

В.Н.Крутиков

"....." ..... 2011 г.

Серия СИ

№ 001182

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 73

Назначение типа средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 73 (далее – система) предназначена для автоматических измерений массы и показателей качества нефти при проведении учетных операций на НПС "Махачкала" ОАО "Черноморфранснефть".

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

Система состоит из трех рабочих и одного резервного измерительных каналов массы нефти и измерительных каналов температуры, давления, плотности, вязкости, объёмной доли воды в нефти.

В состав системы и входят следующие средства измерений:

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 13425-06;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 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;
- термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 22257-01 с измерительным преобразователем 644, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14683-00;
- преобразователь давления измерительный 3051, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14061-99;
- измерительно-вычислительный контроллер OMNI 6000, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 15066-01;
- влагомер нефти поточный УДВН-1пм, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14557-10;
- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 20054-01;
- манометр для точных измерений типа МТИ, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 1844-63;
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое 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;

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

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

- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Система расположена на НПС "Махачкала" ОАО "Черноморнефть", г. Махачкала, Республика Дагестан, РФ.

Программное обеспечение (ПО) системы реализовано в измерительно-вычислительных контроллерах OMNI 6000 и в и 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 контроллерах измерительно-вычислительных OMNI 6000 и в АРМ оператора системы, 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 основного OMNI 6000	ПО контроллера измерительно-вычислительного OMNI 3000/6000	v24.75.01	0942	
ПО резервного OMNI 6000	ПО контроллера измерительно-вычислительного OMNI 3000/6000	v24.75.01	EBE1	
ПО АРМ оператора системы	"RATE АРМ оператора УУН", РУУН 2.1-07 АВ	2.1.1.1		

ПО контроллера измерительно-вычислительного OMNI 6000 имеет свидетельство об аттестации алгоритма и программного обеспечения № 2301-05м-2009, выданное ВНИИМ им. Д.И. Менделеева, 15.10.09 г.

ПО АРМ оператора системы имеет свидетельство об аттестации алгоритмов вычислений № 802-08, выданное ФГУП ВНИИР, 10.12.07 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"
Массовый расход, т/ч	От 120 до 800
Плотность нефти при рабочих условиях, кг/м^3	От 840 до 930
Кинематическая вязкость нефти при рабочих условиях, сСт	От 15 до 120
Давление нефти в системе, МПа	От 3,0 до 6,3
Температура нефти, °С	От 5 до 35
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Содержание свободного газа	Не допускается
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления, %	± 0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности средств измерений температуры, ºС	± 0,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности нефти, кг/м^3	± 0,3
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений объемной доли воды, %	± 0,05
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений кинематической вязкости нефти, %	± 1,0
Электроснабжение	380 В, трехфазное, 50 Гц 220 В, однофазное, 50 Гц
Категория электроснабжения по документу "Правила устройства электроустановок" (ПУЭ)	1
Средний срок службы, год, не менее	10
Режим работы	Непрерывный

Знак утверждения типа
наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации системы типографским способом, при этом указывают номер свидетельства об утверждении типа и дату его выдачи.

Комплектность средства измерений

Наименование	Количество	Обозначение
Система измерений количества и показателей качества нефти № 73, заводской № 01	1 шт.	
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 73	1 экз.	И-17.020.00-ЧТН-069-10
Инструкция "ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 73. Методика поверки", утвержденная ФГУП ВНИИР в ноябре 2010 г.	1 экз.	

Поверка
осуществляется по документу "ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 73. Методика поверки", утверждённой ФГУП ВНИИР 19.11.10 г.

Перечень основных средств поверки:

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная, верхний предел диапазона измерений объёмного расхода 1100 $м^3$/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,05 %;

- контроллер измерительно-вычислительный OMNI 6000 с программным обеспечением, пределы допускаемой относительной погрешности при вычислениях объёма и массы нефти ± 0,0015 %; пределы допускаемой относительной погрешности при вычислениях метрологических характеристик преобразователей расхода ± 0,005 %;

- калибратор температуры модели ATC 156 B, 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^{-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.;

- манометр грузопоршневой МП-60 I или II разряда с пределами допускаемой основной приведенной погрешности ± 0,02 % или ± 0,05 % соответственно.

Сведения о методиках (методах) измерений

В системе применен прямой метод динамических измерений массы брутто нефти, приведенный в инструкции "ГСИ. Масса нефти. Методика выполнения измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 73 ОАО "Черноморфранснефть", зарегистрированной в Федеральном реестре под № ФР.1.29.2004.01222.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 73

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 "ТРЭИ-Холдинг".
Юридический адрес: 129226, РФ, г. Москва, ул. Сельскохозяйственная, д. 20, корп. 3.
Почтовый адрес: 129226, РФ, г. Москва, ул. Сельскохозяйственная, д. 20, корп. 3.
Тел.: 8 (499) 254-82-21, факс: 8 (499) 956-28-66, электронная почта: moscow@trei-gmbh.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии". 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: vniirpr@bk.ru.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии В.Н. Крутиков

М.П. " __ " _____ 2011 г.