



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.29.006.A № 49969

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе
ДНС-2А ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" ООО "ЛУКОЙЛ-Коми"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 01

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО "ИМС Индастриз", г. Москва

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 52783-13

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 0027-14-2012

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 1 год

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **28 февраля 2013 г. № 170**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2013 г.

Серия СИ

№ **008830**

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой
на выходе ДНС-2А ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" ООО "ЛУКОЙЛ-Коми"

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе ДНС-2А ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" ООО "ЛУКОЙЛ-Коми" (далее – система) предназначена для автоматических измерений массы и параметров нефти сырой при проведении внутривозвратного учета.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы сырой нефти с помощью преобразователей массового расхода. Выходные электрические сигналы с преобразователей массового расхода поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из узла измерительных линий (УИЛ), узла измерений параметров нефти сырой (далее - УИК), узла подключения передвижной поверочной установки, отдельных закрытых систем дренажа учтенной и неучтенной нефти, системы обработки информации. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты.

Система состоит из трех измерительных линий (двух рабочих и одной контрольно-резервной) измерительных каналов массы сырой нефти, температуры, давления, объемной доли воды в сырой нефти в которые входят следующие средства измерений:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 400 в комплекте с измерительными преобразователями 2700 (далее – СРМ), Госреестр № 13425-06;
- термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированными выходными сигналами ТСПУ модели 65-644, Госреестр № 27129-04;
- преобразователи давления измерительные 3051, Госреестр № 14061-10;
- влагомер поточный модели F (далее – ВП), Госреестр № 25603-03;
- измерительно - вычислительный контроллер OMNI-6000, Госреестр № 15066-09, свидетельство ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» об аттестации алгоритма и программного обеспечения средств измерений № 2301-05м-2009 от 15 октября 2009 г.;
- автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора системы с аттестованным программным обеспечением "Rate АРМ оператора УУН" свидетельство ФГУП ВНИИР о метрологической аттестации программного обеспечения № 182101-08 от 24.10.2008 г.

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры для точных измерений типа МПТИ, Госреестр № 26803-06;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 № 2, Госреестр № 303-91.

Для проведения поверки СРМ используется передвижная поверочная установка с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,11$ %.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на точность измерений, средства измерений снабжены средствами защиты.

Схема установки пломб, несущих на себе отпечатки поверительных клейм, на фланцах СРМ представлена ниже

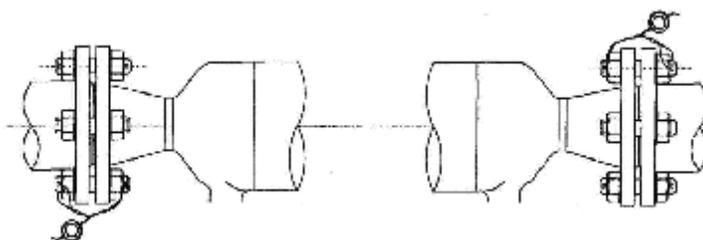
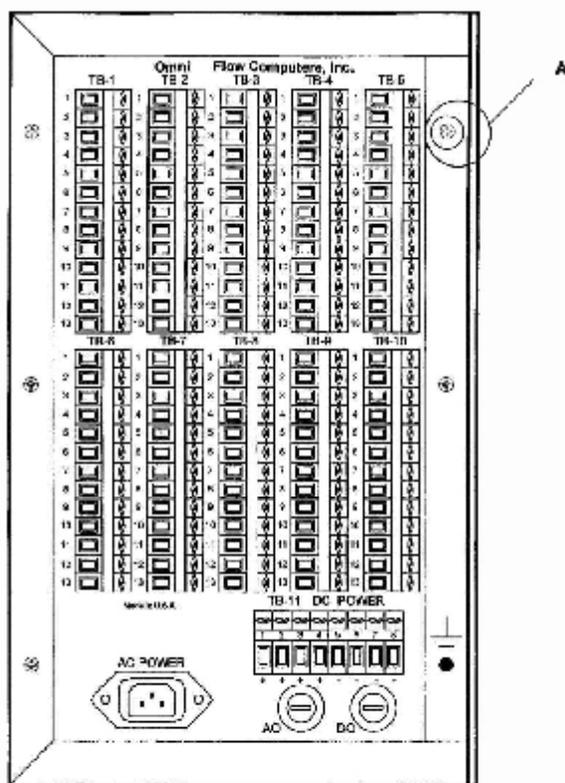


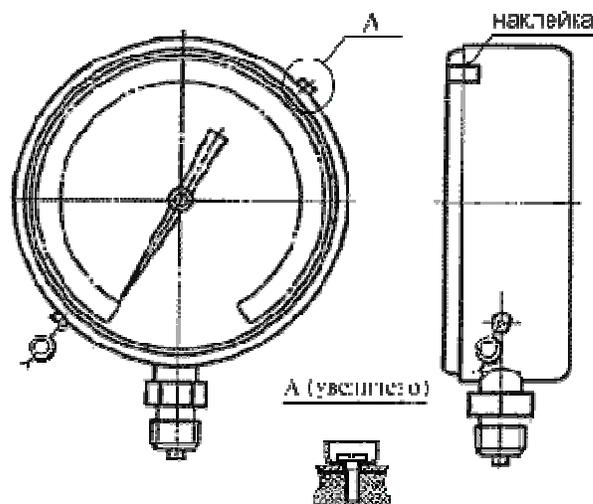
Схема нанесения отпечатки поверительных клейм на пломбировочную мастику нанесенную на винт с чашкой на задней панели контроллера измерительно-вычислительного OMNI-6000 представлена ниже



А (увеличено)



На стекло или на мастику, нанесенную на шляпку соединительного винта с пломбировочной чашкой на корпусе манометра для точных измерений типа МПТИ, или на пломбу, установленную на контрольной проволоке, пропущенной через отверстие стопорного винта крышки и специального отверстия на выступе крышки, наносят отпечаток поверительного клейма или наклеивают наклейку на стыке корпуса и крышки



Программное обеспечение (ПО) системы (контроллер измерительно-вычислительный OMNI 6000, Госреестр № 15066-09, комплекс измерительно-вычислительный и управляющий на базе PLC «Allen Bradley», Госреестр № 42664-09, и операторские станции на базе ПО «RATE APM оператора УУН», свидетельство об аттестации алгоритмов вычислений № 182101-08) обеспечивает реализацию функций системы. ПО системы разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части. Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные ПО

| 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 объема и массы нефти и нефтепродуктов, определения метрологических характеристик преобразователя расхода | 24.75.01 | EVE1 | По ГОСТ Р 34.11-94 «Информационная технология. Криптографическая защита информации. Функция хэширования» |
| ПО «RATE APM оператора УУН» | «Rate APM оператора УУН» РУУН 2.1-07 АВ | 1.5.0.1 | 7cc3c6f61 e77643578b3dd b1b5079a0b7e f1d5921e5789ffd40e 261c6718ecce | По ГОСТ Р 34.11 |

Защита ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем: разделения, идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

Идентификация ПО системы осуществляется путем отображения на мониторе операторской станции управления структуры идентификационных данных. Часть этой структуры, относящаяся к идентификации метрологически значимой части ПО системы, представляет собой хэш-сумму (контрольную сумму) по значимым частям.

ПО системы защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем введения логина и пароля, ведения журнала событий, доступного только для чтения. Доступ к метрологически значимой части ПО системы для пользовате-

ля 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. Уровень защиты ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню защиты «С». И МИ 3286-2010 «Рекомендация. Проверка защиты программного обеспечения и определение ее уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа».

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики системы приведены в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Основные метрологические и технические характеристики системы

| Наименование характеристики | Значение характеристики |
|---|---|
| Измеряемая среда | нефть сырая |
| Рабочий диапазон расхода, т/ч | От 100 до 450 |
| Количество измерительных линий, шт. | 3 (2 рабочих, 1 контрольно-резервная) |
| Рабочий диапазон избыточного давления измеряемой среды, МПа | От 1,2 до 3,2 |
| Рабочий диапазон температуры измеряемой среды, °С | От 10 до 25 |
| Массовая доля воды, %, не более | 85 |
| Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в измеряемой среде, %: при измерении в диапазоне от 0 % до 75 % при измерении в диапазоне св. 70 % до 100 % | ± 0,75 ± 1,50 |
| Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры измеряемой среды, °С | ± 0,2 |
| Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления измеряемой среды, % | ± 0,5 |
| Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, % | ± 0,25 |
| Средний срок службы системы, не менее | 10 лет |
| Режим работы системы | Постоянный, автоматизированный |
| Параметры электропитания: | |
| – напряжение переменного тока, В | 380 (3-х фазное, 50 Гц) 220±22 (однофазное, 50 Гц) 24 (постоянного тока) |
| Климатические условия эксплуатации системы: | |
| Температура окружающего воздуха, °С: | |
| – на наружной площадке | От минус 38 до 32 |
| – в помещениях, где установлено оборудование системы, не менее | 5°С |
| – в помещении операторной | От 18 до 25°С |
| – относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, % | От 45 до 80 |
| – относительная влажность окружающего воздуха, % | От 45 до 85 |
| – атмосферное давление, кПа | От 84 до 106 |

Знак утверждения типа

наносится в левом верхнем углу титульного листа инструкции по эксплуатации типографским способом. Рядом со знаком утверждения типа, указывается номер и дата выдачи свидетельства об утверждении типа.

Комплектность средства измерений

- система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе ДНС-2А ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" ООО "ЛУКОЙЛ-Коми", 1 шт., заводской № 01;
- инструкция по эксплуатации системы;
- инструкция "ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе ДНС-2А ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" ООО "ЛУКОЙЛ-Коми". Методика поверки".

Поверка

осуществляется по инструкции "ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе ДНС-2А ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" ООО "ЛУКОЙЛ-Коми". Методика поверки", утвержденной ФГУП "ВНИИР" в декабре 2010 г.

Основные средства поверки:

- установка эталонная массоизмерительная мобильная "МЭМУ", верхний предел измерений расхода 400 т/ч, пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений $\pm 0,11$ %;
- передвижная поверочная установка 1-го разряда, пределы допускаемой относительной погрешности измерений $\pm 0,05$ %;
- 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 ± 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 ± 2 имп. в диапазоне от 20 до 5×10^8 имп.;
- калибратор многофункциональный модели ASC300-R, диапазон измерений от 0 до 206 Бар, пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025$ % от верхнего предела измерений.

Допускается применять средства измерений с аналогичными или лучшими метрологическими характеристиками средств измерений перечисленных выше.

Сведения о методиках (методах) измерений

Для измерения массы сырой нефти применяют прямой метод динамических измерений массы сырой нефти, приведенный в инструкции "ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений количества и параметров нефти сырой на выходе ДНС-2А ТПП «ЛУКОЙЛ-УСИНСКНЕФТЕГАЗ» ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ» (свидетельство об аттестации № 106/2301-(01.00250-2008)-2011, аттестована ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 16.02.2011).

Нормативные документы

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой на выходе ДНС-2А ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" ООО "ЛУКОЙЛ-Коми".

1 ГОСТ 8.510-2002 "ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости".

2 ГОСТ Р 8.615-2005 "ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования".

3 МИ 2693-2001 Рекомендация. "ГСИ. Порядок проведения коммерческого учета сырой нефти на нефтедобывающих предприятиях. Основные положения".

4 Инструкция "ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на выходе ДНС-2А ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" ООО "ЛУКОЙЛ-Коми". Методика поверки".

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.

Банковские реквизиты: ООО "ИМС Индастриз"

ИНН/КПП 7736545870/773601001

Р/с 40702810100170117000

В КБ "ЛОКО-БАНК" (ЗАО) г. Москва

к/с 30101810500000000161

БИК 044585161

ОКПО 97243614

ОГРН 5067746599927

Сведения об испытательном центре

Государственный центр испытаний средств измерений (ГЦИ СИ) Федеральное государственное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский институт расходеметрии" (ФГУП ВНИИР)

Юридический адрес: 420088, Россия, РТ, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 А

Почтовый адрес: 420088, Россия, РТ, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 А

Тел.: (843) 272-70-62, 299-70-52 факс: (843) 272-00-32, 299-70-52 , e-mail: vniirpr@bk.ru

Аттестат аккредитации № 30006-09

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В.Бульгин

М.п.

" ____ " _____ 2013 г.