



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.29.006.A № 48339

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-4 УПСВ
Приразломного месторождения ООО "РН-Юганскнефтегаз"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **107**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ЗАО "Аргоси", г. Москва

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **51347-12**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 51347-12

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **1 год**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **02 октября 2012 г. № 824**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 006819

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-4 УПСВ Приразломного месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-4 УПСВ Приразломного месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» (далее – система) предназначена для непрерывного автоматизированного измерения массы (массового расхода) и организации учета нефти сырой.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти сырой 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 нефти сырой по реализованному в нем алгоритму.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока фильтров, блока измерений количества нефти сырой, блока измерений параметров нефти сырой (далее – БИК), места для подключения установки передвижной поверочной, системы обработки информации и раздельной системы дренажа. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты.

Система состоит из двух рабочих измерительных каналов массы нефти сырой, одного контрольного измерительного канала массы нефти сырой, а также измерительных каналов плотности, температуры, давления, разности давления, объемной доли воды в нефти сырой, объемного расхода в БИК, в которые входят следующие средства измерений:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 400 с измерительными преобразователями серии 2700 (далее – СРМ), Госреестр № 45115-10;
- счетчик нефти турбинный МИГ, Госреестр № 26776-08;
- преобразователь плотности жидкости измерительный 7835, Госреестр № 15644-06;
- влагомер сырой нефти ВСН-АТ, Госреестр № 42678-09;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, Госреестр № 22257-11;
- преобразователи измерительные 3144Р, Госреестр № 14683-09;
- датчика давления «Метран-150», Госреестр № 32854-09.

В систему обработки информации системы входят:

- контроллеры измерительные FloBoss S600+, Госреестр № 38623-11, свидетельство ФГУП ВНИИР об аттестации алгоритмов вычислений № 01.00284-2010-084/04-2011, выдано ОАО «Нефтеавтоматика».

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры показывающие МП, Госреестр № 47452-11;
- термометры биметаллические показывающие ТБПЮ, Госреестр № 31733-06.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы нефти сырой прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления и плотности нефти сырой;
- измерение давления и температуры нефти сырой автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти сырой соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочих и резервного СРМ с применением контрольного СРМ;
- проведение КМХ и поверки СРМ с применением передвижной поверочной установки;

- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-85 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемой среды, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Программное обеспечение (ПО) системы 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). 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 измерительного FloBoss S600+ (основной)	LinuxBinary.app	06.09e	0259	CRC 16
ПО контроллера измерительного FloBoss S600+ (резервный)	LinuxBinary.app	06.09e	0259	CRC 16
ПО комплекса программного автоматизированного рабочего места оператора системы	SRV	1.0	не оказывает влияния на метрологические характеристики	

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 станций 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 ввода логина и пароля, ведения журнала событий, доступного только для чтения. 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. Уровень защиты ПО системы от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню защиты «С» по 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 2.
Т а б л и ц а 2 – Основные метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть сырая
Количество измерительных линий, шт.	4 (2 рабочие, 1 контрольная, 1 резервная)
Диапазон измерений расхода, т/ч	От 200,50 до 429,89
Диапазон измерений плотности: – при 15 °С и избыточном давлении равным нулю, кг/м ³ – при 20 °С и избыточном давлении равным нулю, кг/м ³	От 853,7 до 873,5 От 850,1 до 870,0
Диапазон измерений кинематической вязкости при 20 °С, сСт	От 5 до 40
Диапазон измерений избыточного давления измеряемой среды, МПа	От 0,80 до 4
Диапазон измерений температуры измеряемой среды, °С	От плюс 40 до плюс 45
Массовая доля воды, %, не более – в режиме ДНС – в режиме УПСВ	20 1
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности измеряемой среды, %	± 0,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности средств измерений температуры измеряемой среды, °С	± 0,2
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений избыточного давления измеряемой среды, %	± 0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в измеряемой среде с применением влагомера сырой нефти ВСН-АТ в диапазоне измерений от 0,01 до 4,00 %	± 0,05
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в измеряемой среде с применением влагомера сырой нефти ВСН-АТ в диапазоне измерений от 0,01 до 20,00 %	± 0,2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (массового расхода) сырой нефти, %	± 0,25
Содержание свободного газа	Не допускается
Режим работы системы	Непрерывный
Параметры электропитания: – напряжение переменного тока, В	трехфазное 380 В/50 Гц, 220 В/50 Гц
Климатические условия эксплуатации системы: – температура окружающего воздуха, °С – температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °С – относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, % – относительная влажность окружающего воздуха, % – атмосферное давление, кПа	От минус 28 до 40 От 18 до 25 От 45 до 80 От 45 до 85 От 84 до 106

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

- система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-4 УПСВ Приразломного месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз», 1 шт., заводской № 107;
- инструкция по эксплуатации системы измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-4 УПСВ Приразломного месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз»;
- «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-4 УПСВ Приразломного месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз». Методика поверки», утвержденная ФГУП ВНИИР 19 июля 2012 г.

Поверка

осуществляется по документу МП 51347-12 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-4 УПСВ Приразломного месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз». Методика поверки», утвержденная ФГУП ВНИИР 19 июля 2012 г.

Основные средства поверки:

- установка передвижная поверочная «ПУМА» на базе счетчиков-расходомеров массовых ELITE®, пределы допускаемой основной относительной погрешности $\pm 0,11$ %;
- контроллеры измерительные FloBoss S600+, пределы допускаемой относительной погрешности измерений расхода, объема, массы жидкости $\pm 0,01$ %, пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерения напряжения $\pm 0,005$ %, силы тока $\pm 0,04$ %, пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении импульсных сигналов ± 1 имп.;
- 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.;
- установка пикнометрическая производства фирмы «H&D Fitzgerald Ltd» с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности $\pm 0,10$ кг/м³ в диапазоне плотности жидкости от 600 до 1100 кг/м³;
- калибратор температуры модели АТС 156 В, диапазон воспроизводимых температур от минус 25 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04$ °С;
- калибратор многофункциональный модели ASC300-R: внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 1,03424 бар (15 psi), пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025$ % от верхнего предела измерений; внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025$ % от верхнего предела измерений.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «Методика (метод) измерений. Масса сырой нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-4 УПСВ Приразломного месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2008/172014-11 от 21.11.2011 года, номер в Госреестре ФР.1.29.2012.11878).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-4 УПСВ Приразломного месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз»

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

2 Техническая документация 7748 «Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС-4 УПСВ Приразломного месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений – осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ЗАО «Аргоси»

Юридический адрес: 301087, Тульская обл., Чернский район, пос. Воропаевский

Почтовый адрес: 115054, г. Москва, Стремянный переулок, д. 38

Тел.: +7 (495) 544-11-35, факс: +7 (495) 544-11-36, e-mail: moscow@argosy-tech.ru

Заявитель

ООО «МЦЭ-Инжиниринг»

Юридический адрес: Российская Федерация, 125424, г. Москва, Волоколамское шоссе, 73

Почтовый адрес: Российская Федерация, 125424, г. Москва, Волоколамское шоссе, 73

Тел./факс: +7 (495) 380-19-86, e-mail: info@mcee.ru

Испытательный центр

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

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

Тел.: 8 (843) 272-70-62, факс: 8 (843) 272-00-32, e-mail: vniirpr@bk.ru

Регистрационный номер 30006-09.

Заместитель руководителя
Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.П. «___» _____ 2012 г.