

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой Авиловского газонефтяного месторождения ООО СП «Волгодеминойл»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой Авиловского газонефтяного месторождения ООО СП «Волгодеминойл» (далее – система) предназначена для автоматических измерений массы и параметров нефти сырой при проведении внутрихозяйственного учета.

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 сырой нефти по реализованному в нем алгоритму.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий, выходного коллектора, на котором установлены влагомеры, пробозаборное устройство, смеситель, пробоотборники, датчики давления, температуры, термометр, манометр, индикатор фазового состояния потока; узла подключения передвижной поверочной установки, системы обработки информации и системы дренажа сырой нефти. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты.

Система состоит из одного рабочего измерительного канала массы сырой нефти и одного контрольно-резервного измерительного канала массы сырой нефти, а также измерительных каналов температуры, давления, разности давления, объемной доли воды в сырой нефти, в которые входят следующие средства измерений:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 200 (далее – СРМ), тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 45115-10;
- влагомеры поточные модели L и F, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 46359-11;
- термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-274МП-Exd, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 21968-11;
- датчики избыточного давления Метран-150, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 32854-08;
- датчики разности давления Метран-150, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 32854-08.

В систему обработки информации системы входят:

- контроллеры измерительные FloBoss модели S600+, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 38623-11, свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения № 01.00284-2010-084/04-2011 от 16.12.2011 г., выдано ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика».

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры для точных измерений МТИ, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 1844-63;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления сырой нефти;
- автоматическое измерение объемной доли воды;
- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочего СРМ по контрольному 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

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 модели S600+ (рабочий и резервный)	LinuxBinary.app	06.09f	8e78	CRC16
ПО АРМ оператора, комплекс ПО верхнего уровня «ФОРВАРД»	ArmA.dll	4.0.0.1	8B71AF71	CRC32
	ArmMX.dll	4.0.0.1	30747EDB	CRC32
	ArmF.dll	4.0.0.1	F8F39210	CRC32

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 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.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 5,5 до 36
Диапазон плотности, кг/м ³	от 810 до 980
Диапазон кинематической вязкости, сСт	от 1,02 до 4,88
Диапазон давления, МПа	от 0,4 до 1,0
Диапазон температуры, °С	от плюс 10 до плюс 30
Массовая доля воды, % - режим № 1 - режим № 2	от 0,1 до 20 от 20 до 70
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы, %	± 0,25
Содержание свободного газа	отсутствует
Режим работы системы	непрерывный
Параметры электропитания	
– напряжение переменного тока	трехфазное 380 В/50 Гц, 220 В/50 Гц
Климатические условия эксплуатации системы	
– температура окружающего воздуха, °С	от минус 35 до плюс 45
– температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °С	от плюс 10 до плюс 25
– относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, %	от 30 до 75
– относительная влажность окружающего воздуха, %	от 55 до 75
– атмосферное давление, кПа	от 85 до 105

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 Авиловского газонефтяного месторождения ООО СП «Волгодеминойл», 1 шт., заводской № 559;
- Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и параметров нефти сырой Авиловского газонефтяного месторождения ООО СП «Волгодеминойл»;
- Инструкция «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой Авиловского газонефтяного месторождения ООО СП «Волгодеминойл». Методика поверки» МП 0060-14-2013.

Поверка

осуществляется по документу МП 0060-14-2013 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой Авиловского газонефтяного месторождения ООО СП «Волгодеминойл». Методика поверки», утвержденному ФГУП ВНИИР 20 марта 2013 г.

Основные средства поверки:

- установка поверочная, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1 \%$;
- 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 20,0 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 температуры модели АТС 156В, диапазон воспроизводимых температур от минус 40 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04$ °С;
- калибратор давления АРС, диапазон измерений от 0 до 20,0 МПа, пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,04 \%$ от показания + 0,01% от верхнего предела измерений.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой Авиловского газонефтяного месторождения ООО СП «Волгодеминойл» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2008/362014-12 от 28.12.2012 года, код регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2013.13892).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой Авиловского газонефтяного месторождения ООО СП «Волгодеминойл»

- 1 ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости».
- 2 Инструкция «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой Авиловского газонефтяного месторождения ООО СП «Волгодеминойл». Методика поверки» МП 0060-14-2013.
- 3 Инструкция по эксплуатации «Система измерений количества и параметров нефти сырой Авиловского газонефтяного месторождения ООО СП «Волгодеминойл».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Вне сферы государственного регулирования обеспечения единства измерений.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз» (ООО «ИМС Индастриз»)

Адрес местонахождения: 105568, г. Москва, ул. Щербаковская, д. 53, корп. 15

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

Тел.: 8 (495) 221-10-50, факс 8 (495) 221-10-50

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз» (ООО «ИМС Индастриз»)

Адрес местонахождения: 105568, г. Москва, ул. Щербаковская, д. 53, корп. 15

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

Тел.: 8 (495) 221-10-50, факс 8 (495) 221-10-50

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: office@vniir.org

Регистрационный номер 30006-09.

Заместитель руководителя
Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «____» _____ 2013 г.