



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.29.006.A № 48381

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой Орехово-Ермаковского месторождения

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 61

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО "ИМС Индастриз", г. Москва

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 51449-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 51449-12

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 1 год

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от **22 октября 2012 г. № 869**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 007030

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефти сырой Орехово-Ермаковского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой Орехово-Ермаковского месторождения (далее – система) предназначена для автоматических измерений сырой нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы сырой нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых. Выходные электрические сигналы со счетчиков-расходомеров массовых 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, скомплектованной из компонентов серийного отечественного и импортного производства, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий, блока измерений параметров нефти сырой (далее – БИК), блока фильтров, узла подключения передвижной поверочной установки, системы сбора и обработки информации и 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 (одного рабочего, одного контрольно-резервного) измерительных каналов массы (массового расхода) сырой нефти, а также измерительных каналов температуры, давления, разности давления, объемной доли воды в сырой нефти, объемного расхода в БИК, в которые входят следующие средства измерений:

- счетчики расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 300 (далее – СРМ), тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 45115-10;
- влагомер нефти поточный ПВН-615.001, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под №39100-09;
- счетчик турбинный Норд-М, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 5638-02;
- преобразователи давления измерительные ЕЈА, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 14495-09;
- датчики температуры 644, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 39539-09.

В систему сбора и обработки информации системы входят:

- комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-Л»), тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 43239-09, свидетельство ФГУП ВНИИР о метрологической аттестации программного обеспечения № 26801-09 от 22.12.2009;
- автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора системы на базе программного обеспечения «Rate АРМ оператора УУН», свидетельство ФГУП ВНИИР о метрологической аттестации программного обеспечения автоматизированного рабочего места оператора № 20902-11 от 27.12.2011;

В состав системы входят показывающие средства измерений:

- манометры для точных измерений типа МТИ 1246, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 1844-63;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 № 2, тип зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 303-91.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированное измерение массы сырой нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления сырой нефти;
- измерение давления и температуры сырой нефти автоматическое и с помощью вызывающих средств измерений давления и температуры сырой нефти соответственно;
- автоматизированное измерение объемной доли воды;
- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочего СРМ с применением контрольного СРМ;
- проведение КМХ контрольного СРМ по передвижной поверочной установке;
- 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;
- защита 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 (несвязанные 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
Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОС-ТОПУС-Л»)	Прикладное программное обеспечение МС 200.00.03.00-09 АВ	Окт-Л.3.14	CFF9	CRC16
ПО «RATE АРМ оператора УУН» (основное)	«Rate АРМ оператора УУН» РУУН 2.3-11 АВ	2.3.1.1	B6D270DB	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 АРМ оператора системы 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 системы

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть сырая
Расход измеряемой среды, т/ч	От 30 до 100
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Плотность обезвоженной нефти при 20 °С и избыточном давлении, равным нулю, кг/м ³	От 820 до 850
Кинематическая вязкость измеряемой среды, мм ² /с (сСт)	От 4 до 15
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	От 0,3 до 4,0
Температура измеряемой среды, °С	От плюс 5 до плюс 40
Объемная доля воды, %	От 10 до 60
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в измеряемой среде, %	
– в диапазоне объемной доли воды от 0,01 % до 50 %	± 0,7
– в диапазоне объемной доли воды от 50 % до 60 %	± 0,9
Пределы допускаемой абсолютной погрешности средств 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, лет, не менее	10

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 Орехово-Ермаковского месторождения, 1 шт., заводской № 61;
- инструкция по эксплуатации системы;
- инструкция «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой Орехово-Ермаковского месторождения. Методика поверки».

Поверка

осуществляется в соответствии с инструкцией МП 51449-12 «ГСИ. Система измерений количества и параметров нефти сырой Орехово-Ермаковского месторождения. Методика поверки», утвержденной ФГУП ВНИИР 14 мая 2012 г.

Основные средства поверки:

- поверочная установка с диапазоном расхода, обеспечивающим поверку СРМ в рабочем диапазоне расхода СРМ и пределами допускаемой относительной погрешности ± 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 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 5×10⁸ имп.;

- калибратор температуры модели АТС 156 В, диапазон воспроизводимых температур от минус 40 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04$ °С;
- калибратор многофункциональный модели ASC300-R, диапазон измерений от 0 до 20,6 МПа, пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025\%$ от верхнего предела измерений.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в «ГСИ. Масса нефти сырой. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой Орехово-Ермаковского месторождения (свидетельство об аттестации методики измерений № 286/2550-(01.00250-2008)-2012), зарегистрирована в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером ФР.1.2012.29.12162

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефти сырой Орехово-Ермаковского месторождения

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 Орехово-Ермаковского месторождения. Методика поверки».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений – для измерений массы сырой нефти при товарообменных операциях, относящихся к сфере государственного регулирования.

Изготовитель

ООО «ИМС Индастриз»

Адрес местонахождения: 105187, 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)

Адрес: 420088, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 А

Тел.: 8 (843) 272-70-62, факс: 8 (843) 272-00-32

Регистрационный номер 30006-09.

Заместитель руководителя
Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.П.

«_____» _____ 2012 г.