



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.C.29.141.A № 49896

Срок действия до 15 февраля 2018 г.

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ
Установки измерительные "Мера-ММ"

ИЗГОТОВИТЕЛЬ
ОАО "ГМС Нефтемаш", г. Тюмень

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 52747-13

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ
МП 3667.023.00137182-2012

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 3 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 февраля 2013 г. № 129

Описание типа средств измерений является обязательным приложением к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2013 г.

Серия СИ

№ 008718

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные «Мера-ММ»

Назначение средства измерений

Установки измерительные «Мера-ММ» (далее - установки) предназначены для измерений расхода и количества разделенных в процессе сепарации компонентов продукции нефтяных скважин.

Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на разделении газожидкостного потока продукции нефтяных скважин на жидкостную и газовую составляющую с помощью сепаратора и последующим определением массы и массового расхода сырой нефти, и объема и объемного расхода нефтяного газа.

Измерение отделенной в процессе сепарации массы сырой нефти производится кориолисовыми счетчиками расходомерами. Измерение выделившегося в процессе сепарации объема нефтяного газа производится кориолисовыми счетчиками расходомерами с учетом молярного состава газа или объемными расходомерами счетчиками позволяющим по измеренным значениям давления газа, температуры, коэффициента сжимаемости и времени, вычислить объем и объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям.

По результатам измерений массы сырой нефти и объемной доли воды в сырой нефти вычисляется значение массы нефти без учета воды.

Установки состоят из блока технологического и блока контроля и управления.

Каждый блок представляет собой модульное здание типовой конструкции с размещенным внутри оборудованием. Блоки соединены между собой интерфейсным и силовым кабелем.

В блоке технологическом размещены:

- распределительное устройство;
- сепаратор;
- расходомер жидкостной;
- расходомер газовый;
- первичные измерительные преобразователи температуры, давления с токовым выходом 4 – 20 мА;
- трубопроводная обвязка.

Распределительное устройство представляет собой многоходовой кран и служит для подключения выбранной скважины к сепаратору установки.

Сепаратор представляет собой стальной резервуар, предназначенный для отделения и накопления газа, сбора и отстоя жидкости с последующим отводом их в выпускной коллектор.

Гидравлическая схема блока технологического обеспечивает возможность отбора проб жидкости и газа, а также установки измерительных преобразователей в соответствии с заказом.

Для измерения массы и массового расхода сырой нефти используются в зависимости от комплектации:

- счетчики – расходомеры массовые Micro Motion (Госреестр № 45115-10);
- счетчики – расходомеры массовые кориолисовые Rotamass (Госреестр № 27054-09);
- расходомеры кориолисовые массовые Optimass (Госреестр № 42550-09);
- расходомеры массовые Promass (Госреестр № 15201-11);
- счетчики - расходомеры массовые ЭЛМЕТРО – Фломак (Госреестр № 47266-11).

Для измерения объема нефтяного газа используются в зависимости от комплектации:

- счетчики – расходомеры массовые MicroMotion (Госреестр № 45115-10);

- счетчики – расходомеры массовые кориолисовые Rotamass (Госреестр № 27054-09);
- расходомеры кориолисовые массовые Optimass (Госреестр № 42550-09);
- расходомеры массовые Promass (Госреестр № 15201-11);
- счетчик газа ультразвуковой FLOWSIC 600 (Госреестр № 43981-10);
- расходомеры – счетчики вихревые 8800 (Госреестр № 14663-12);
- счетчики газа вихревые СВГ.М (Госреестр № 13489-07);
- счетчик газа ДУМЕТИС-9423 (Госреестр № 37418-08);

Для измерения объемной доли воды в сырой нефти используются в зависимости от комплектации:

- влагомер сырой нефти ВСН-2 (Госреестр № 24604-12);
- влагомер нефти поточный ПВН-615.001 (Госреестр № 39100-09);
- измеритель обводненности Red Eye (Госреестр № 47355-11).

В блоке контроля и управления размещены:

- устройство обработки информации, включающее в себя один или два микропроцессорных контроллера со встроенным программным обеспечением, реализующим функции управления, сбора, обработки, хранения и передачи информации;

- вторичные устройства измерительных преобразователей, размещенных в блоке технологическом;

- силовой шкаф для питания устройства обработки информации, систем отопления, освещения, вентиляции.

В зависимости от комплектации применяют один из трех типов контроллеров:

- устройства распределенного ввода/вывода SIMATIC ET200 фирмы Siemens AG, Германия (Госреестр № 22734-11);

- контроллеры программируемые DL205 фирмы Automation Direct, Япония, США (Госреестр № 17444-11);

- контроллеры SCADApack32 на основе измерительных модулей серии 5000 фирмы Control Microsystems Inc., Канада (Госреестр № 16856-08).

Установки обеспечивают для каждой подключенной на измерение нефтяной скважины:

- измерения среднего массового расхода и массы сепарированной сырой нефти;

- измерения среднего объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям;

- измерения среднего массового расхода и массы обезвоженной нефти;

- индикации, архивирования и передачи результатов измерений на диспетчерский пункт нефтяного промысла.

Общий вид установки приведен на рисунках 1, 1а.



Рисунок 1 - Установка измерительная «Мера-ММ». Общий вид.



Рисунок 1а - Установка измерительная «Мера-ММ». Общий вид.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) установок представляет собой встроенное ПО контроллера, входящего в состав установок. Алгоритмы вычислений контроллеров аттестованы, свидетельство о метрологической аттестации программного обеспечения № 01.00284-2010-071/04-2012 от 20.11.2012 г., ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань.

Встроенное ПО контроллеров, влияющее на метрологические характеристики установок, хранится в энергонезависимой (flash) памяти контроллеров, обеспечивает общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных и памятью, интерфейсами контроллера, производство вычислительных операций, хранение калибровочных таблиц, передачу данных на верхний уровень. После включения электропитания установок происходит автоматическая инициализация контроллера в режиме исполнения. Встроенное ПО контроллеров устанавливается на заводе-изготовителе установок и в процессе эксплуатации изменению не подлежит. Метрологические характеристики установок нормированы с учетом встроенного ПО контроллеров.

ПО обеспечивает следующие функции:

- управление технологическим процессом измерений (соответствие с выбранным методом измерений);
- преобразование сигналов первичных измерительных преобразователей в числовые значения измеряемых величин;
- вычисление результатов измерений;
- переключение измерений между скважинами.

Идентификационные данные программного обеспечения представлены 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 МЕРА контроллера Direct Logic	MG_DL_1212_0501	7DCC5107	Не используется	-
ПО МЕРА контроллера Siemens ET200S	MG_SM_1212_0501	7DCC5135	Не используется	-
ПО МЕРА контроллера SCADApack32	12120501	7DCC5103	Не используется	-

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «А» согласно МИ 3286-2010.

Схемы пломбирования контроллеров от несанкционированного доступа приведены на рисунках 2-4.



Рисунок 2 - Схема пломбирования контроллера «Direct Logic»



Рисунок 3 - Схема пломбирования контроллера «Siemens»



Рисунок 4 - Схема пломбирования контроллера «SCADAPack32»

Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда – продукция нефтяных скважин с параметрами:

-давление, МПа	от 0,2 до 6,3
-температура, °С	от минус 5 до плюс 90
-кинематическая вязкость жидкости, м ² /с	от 1·10 ⁻⁶ до 150·10 ⁻⁶
-плотность жидкости, кг/м ³	от 700 до 1180
-максимальное содержание газа при стандартных условиях (газовый фактор), м ³ /т	до 1000
-объемная доля воды в сырой нефти, %	до 98
Диапазон измерений массового расхода сырой нефти, т/ч (т/сут)	от 0,2 до 83,3 (от 5 до 2000).

Диапазон измерений объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям, м ³ /ч (м ³ /сут)	от 2 до 62500 (от 50 до 1500000).
---	--------------------------------------

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти, %	± 2,5.
--	--------

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти (без учета воды)

при содержании воды в сырой нефти (в объемных долях), %	
От 0 до 70 %	± 6;
Св.70 до 95 %	± 15;
Св. 95 до 98 %	± 40.

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефти, %:

- при комплектации измерителями обводненности Red Eye:	
От 0 до 50%	± 0,85;
От 50 до 70%	± 1,0;
От 70 до 100%	± 0,5;

- при комплектации влагомерами сырой нефти ВСН-2, %:	
До 70%	± 1,0;

- при комплектации влагомерами нефти поточными ПВН-615.001, %:	
От 0,01 до 50%	± 0,7;
От 50 до 70%	± 0,9;

Пределы допускаемой относительной погрешности измерении объема и объемного расхода газа, приведенных к стандартным условиям, %	± 5,0.
--	--------

Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления, %	± 0,3.
---	--------

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	± 0,5.
--	--------

Пределы допускаемой погрешности системы обработки информации:

- при преобразовании токовых сигналов (приведенная), %	± 0,1;
- при измерении числа импульсов (абсолютная), имп.	± 1,0;
- при измерении времени (относительная), %	± 0,1;

- алгоритма вычисления массы сырой нефти без учета воды и объема нефтяного газа приведенного к стандартным условиям (относительная), %	± 0,025.
--	----------

Количество входов для подключения скважин	от 1 до 14.
---	-------------

Напряжение питания сети переменного тока частотой (50 ± 1) Гц 220/380 В	± 15 %.
---	---------

Потребляемая мощность,	не более 30 кВт·А.
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), не более:	
- блока технологического	12360 × 3250 × 3960 мм;
- блока контроля и управления	6000 × 3250 × 3960 мм.
Масса, не более:	
- блока технологического	30000 кг;
- блока контроля и управления	10000 кг.
Климатическое исполнение	УХЛ.1 по ГОСТ 15150-69.
Срок службы, не менее	10 лет.

По взрывоопасной и пожарной опасности установка относится к помещениям с производствами категории А по ВНТП01/87/04 и НПБ105-95.

Класс взрывоопасной зоны в помещении блока технологического В-Ia по классификации «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

Категория и группа взрывоопасной смеси IIА-Т3 по ГОСТ Р 51330.0-99.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации установки типографским способом, на таблички блока технологического, блока контроля и управления – методом аппликации или шелкографией.

Комплектность средства измерений

Наименование	Количество
Установка измерительная «Мера-ММ»	1 компл.
Эксплуатационная документация (согласно ведомости эксплуатационной документации)	1 компл.
Методика поверки	1 экз.

Поверка

осуществляется по инструкции «ГСИ. Установки измерительные «МЕРА-ММ». Методика поверки» МП 3667.023.00137182-2012, утвержденному ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань, 30 ноября 2012 г.

В перечень основного поверочного оборудования входят:

- расходомер кориолисовый массовый RCCS33, расход от 0,45 до 1500 кг/ч, с пределом относительной погрешности $\pm 0,15$ %;
- расходомер кориолисовый массовый RCCS39, расход от 43 до 120000 кг/ч, с относительной погрешностью $\pm 0,15$ %;
- частотомер ЧЗ-57 10^8 имп (10^{-3} -100) с ТУ 25-06.86541-86, с относительной погрешностью $\pm 2,5 \cdot 10^{-7}$;
- датчик расхода газа ДРГ.М-160, расход при рабочих условиях от 4 до 160 м³/ч, с относительной погрешностью $\pm 1,5$ %;
- датчик расхода газа ДРГ.М-2500, расход при рабочих условиях от 125 до 2500 м³/ч, с относительной погрешностью $\pm 1,5$ %.
- термостат жидкостный Термотест-100 (Гостреестр № 39300-08);
- термометр сопротивления платиновый вибропрочный эталонный ПТСВ-1-2;
- калибратор многофункциональный МС5-R;

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений приведены в документе «Количество извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Методика измерений измерительными установками «Мера-ММ», свидетельство об аттестации № 01.00284-2010-060/01-2012 от 15.10.2012 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам измерительным «Мера-ММ»

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

2. ТУ 3667-023-00137182-2007 Установки измерительные «Мера-ММ». Технические условия.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ОАО «ГМС Нефтемаш» 625003, г. Тюмень, ул. Военная, 44

Телефон (3452) 430-103, факс (3452) 432-239;

E-mail: girs@hms-neftemash.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Обособленное подразделение Головной научный метрологический центр ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань, номер регистрации в Государственном реестре средств измерений - № 30141 - 10 от 01.03.2010 г.

420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, д.2а;

Тел/факс: (843) 295-30-47; 295-30-96; 272-47-86;

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru, www.nefteavtomatika.ru

Заместитель Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.П.

«_____» _____ 2013 г.