

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Установки измерительные «Мера-ММ.4Х»

#### Назначение средства измерений

Установки измерительные «Мера-ММ.4Х» (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, позволяющими 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);

- расходомеры – счетчики вихревые 8800 (Госреестр № 14663-12);
- расходомеры – счетчики вихревые объемные Yewflo DY (Госреестр №17675-09);
- счетчики газа вихревые СВГ.М (Госреестр № 13489-13);
- счетчик газа ультразвуковой FLOWSIC 600 (Госреестр № 43981-10);
- счетчик газа DYMETIC-9423 (Госреестр № 37418-08);

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

- влагомер поточный моделей F (Госреестр № 46359-11);
- влагомер сырой нефти ВСН-АТ (Госреестр № 42678-09);
- 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.4Х». Общий вид.



Рисунок 1а - Установка измерительная «Мера-ММ.4Х». 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.

Таблице 1. Идентификационные данные программного обеспечения.

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
MG_DL_1212_0501	7DCC5107	Не используется	-
MG_SM_1212_0501	7DCC5135	Не используется	-
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, °C	от минус 5 до плюс 90
-кинематическая вязкость жидкости, м <sup>2</sup> /с	от 1·10 <sup>-6</sup> до 150·10 <sup>-6</sup>
-плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	от 700 до 1180

-максимальное содержание газа при стандартных условиях (газовый фактор), м <sup>3</sup> /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 <sup>3</sup> /ч (м <sup>3</sup> /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, влагомерами  
поточными модели F, %:

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;

- при комплектации влагомерами сырой нефти ВСН-АТ, %:

От 0,01 до 50%	± 0,5;
От 50 до 70%	± 1,0;

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения  
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  $(50 \pm 1)$  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-Іа по классификации «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

Категория и группа взрывоопасной смеси ІА-ТЗ 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.4Х»	1 компл.
Эксплуатационная документация (согласно ведомости эксплуатационной документации)	1 компл.
Методика поверки	1 экз.

### **Поверка**

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0032-13 МП «Установки измерительные МЕРА-ММ.4Х. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 17 июня 2013 г.

В перечень основного поверочного оборудования входят:

-расходомер кориолисовый массовый RCCS33, расход от 0,45 до 1500 кг/ч, с пределом относительной погрешности  $\pm 0,25$  %;

расходомер кориолисовый массовый RCCS39, расход от 43 до 120000 кг/ч, с относительной погрешностью  $\pm 0,25$  %;

-частотомер ЧЗ-57  $10^8$ имп ( $10^{-3}$ -100) с ТУ 25-06.86541-86, с относительной погрешностью  $\pm 2,5 \cdot 10^{-7}$ ;

-ареометр АОН-1, (940...1000) кг/м<sup>3</sup>, цена деления  $\pm 1$  кг/м<sup>3</sup>, с абсолютной погрешностью  $\pm 0,5$  кг/м<sup>3</sup>;

-датчик расхода газа ДРГ.М-160, расход при рабочих условиях от 4 до 160 м<sup>3</sup>/ч, с относительной погрешностью  $\pm 1,5$  %;

-датчик расхода газа ДРГ.М-2500, расход при рабочих условиях от 125 до 2500 м<sup>3</sup>/ч, с относительной погрешностью  $\pm 1,5$  %.

- термостат жидкостный Термотест-100 (Госреестр № 39300-08);

- термометр сопротивления платиновый вибропрочный эталонный ПТСВ-1-2 (Госреестр № 32777-06).

- калибратор многофункциональный MC5-R (Госреестр № 22237-08);

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методы измерений приведены в документе «Количество извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Методика измерений измерительными установками «Мера-ММ», утвержденной ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 15 августа 2013 г.

### **Нормативные и технические документы, распространяющиеся на установки измерительные «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](mailto:girs@hms-neftemash.ru)

**Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений Обособленное подразделение Головной научный метрологический центр ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань

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](mailto:gnmc@nefteavtomatika.ru), [www.nefteavtomatika.ru](http://www.nefteavtomatika.ru)

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ОП ГНМЦ «ОАО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30141-10 от 01.03.2010 г.

Заместитель Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.