

## 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 ЭЛИМЕТРО - 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 1.

Таблица 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 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»

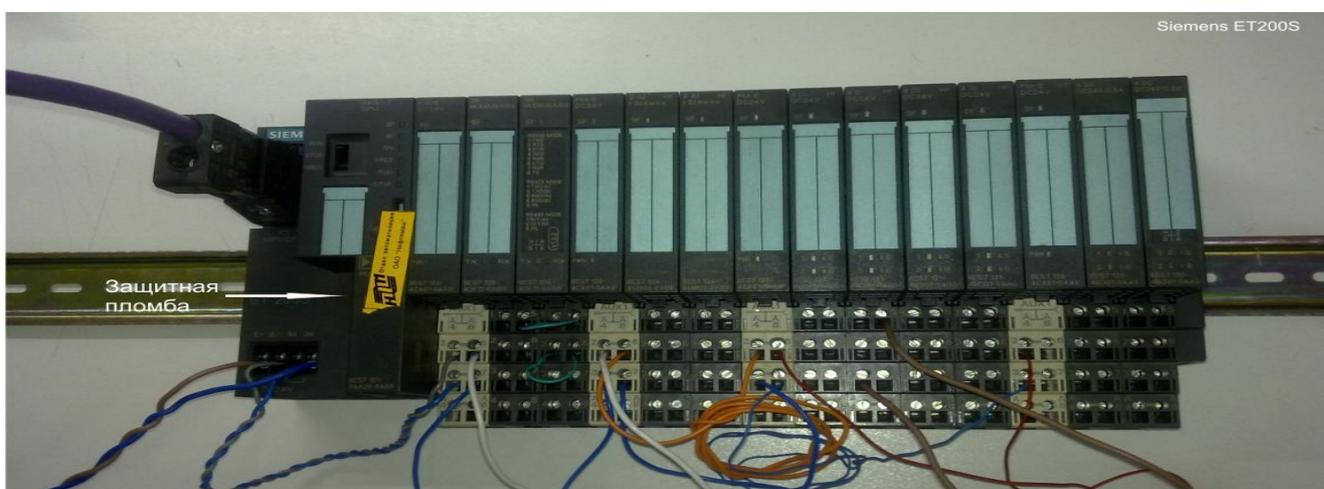


Рисунок 3 - Схема пломбирования контроллера «Siemens»



Рисунок 4 - Схема пломбирования контроллера «SCADAPack32»

## Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
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 % Св.70 до 95 % Св. 95 до 98 %	±6 ±15 ± 40
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефти, %: - при комплектации измерителями обводненности Red Eye: от 0 до 50% от 50 до 70% от 70 до 100% - при комплектации влагомерами сырой нефти ВСН-2: до 70% - при комплектации влагомерами нефти поточными ПВН-615.001: от 0,01 до 50% от 50 до 70%	±0,85 ±1,0 ±0,5 ±1,0 ±0,7 ±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), % - при измерении числа импульсов (абсолютная), имп. - при измерении времени (относительная), % - алгоритма вычисления массы сырой нефти без учета воды и объема нефтяного газа приведенного к стандартным условиям (относительная), %	±0,1 ±1,0 ±0,1 ±0,025

Таблица 3 - Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	продукция нефтяных скважин
Давление рабочей среды, МПа	от 0,2 до 6,3
Температура рабочей среды, °С	от -5 до +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

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Объемная доля воды в сырой нефти, %	до 98
Количество входов для подключения скважин	от 1 до 14
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В	380±38 220±22
- частота переменного тока, Гц	50±1
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), не более: - блока технологического - блока контроля и управления	12360 × 3250 × 3960 6000 × 3250 × 3960
Масса, кг, не более - блока технологического - блока контроля и управления	30000 10000
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	УХЛ.1
Срок службы, лет, не менее	10
Категория взрывоопасной и пожарной опасности установки в соответствии с ВНТП01/87/04 и НПБ105-95	А
Класс взрывоопасной зоны в помещении блока технологического по классификации «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ)	В-Ia
Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ Р 51330.0-99	IIA-T3

#### 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

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Установка измерительная	«Мера-ММ»	1 шт.
Эксплуатационная документация (согласно ведомости эксплуатационной документации)	-	1 компл.
«Инструкция. ГСИ. Установки измерительные «МЕРА-ММ». Методика поверки» с изменением № 1	МП 3667.023.00137182-2012	1 экз.

#### Поверка

осуществляется по документу МП 3667.023.00137182-2012 «ГСИ. Установки измерительные «МЕРА-ММ». Методика поверки» с изменением № 1, утвержденному ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 24 июля 2017 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1 или 2 разрядов по ГОСТ 8.637-2013;
- рабочий эталон 2 разряда по ГОСТ 8.142-2013;
- рабочий эталон 1 разряда по ГОСТ 8.618-2014;
- рабочий эталон 2 разряда по ГОСТ 8.614-2013;
- термостат жидкостный Термотест-100 (Госреестр № 39300-08);

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

- калибратор многофункциональный MC5-R (Госреестр № 18624-99).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых установок с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке установок.

### **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»**

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

ГОСТ 8.142-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов

ГОСТ 8.614-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов

ГОСТ 8.618-2014 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного и массового расходов газа

ГОСТ 8.637-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков

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

### **Изготовитель**

Акционерное общество «ГМС Нефтемаш» (АО «ГМС Нефтемаш»)

ИНН 7204002810

Адрес: 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

(ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д.2а

Телефон/факс: +7 (843) 295-30-47; 295-30-96

E-mail: [gnmc@nefteavtomatika.ru](mailto:gnmc@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

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.