

## 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);

Архангельск (8182)63-90-72  
 Астана (7172)727-132  
 Астрахань (8512)99-46-04  
 Барнаул (3852)73-04-60  
 Белгород (4722)40-23-64  
 Брянск (4832)59-03-52  
 Владивосток (423)249-28-31  
 Волгоград (844)278-03-48  
 Вологда (8172)26-41-59  
 Воронеж (473)204-51-73  
 Екатеринбург (343)384-55-89  
 Иваново (4932)77-34-06

Ижевск (3412)26-03-58  
 Иркутск (395)279-98-46  
 Казань (843)206-01-48  
 Калининград (4012)72-03-81  
 Калуга (4842)92-23-67  
 Кемерово (3842)65-04-62  
 Киров (8332)68-02-04  
 Краснодар (861)203-40-90  
 Красноярск (391)204-63-61  
 Курск (4712)77-13-04  
 Липецк (4742)52-20-81  
 Киргизия (996)312-96-26-47

Магнитогорск (3519)55-03-13  
 Москва (495)268-04-70  
 Мурманск (8152)59-64-93  
 Набережные Челны (8552)20-53-41  
 Нижний Новгород (831)429-08-12  
 Новокузнецк (3843)20-46-81  
 Новосибирск (383)227-86-73  
 Омск (3812)21-46-40  
 Орел (4862)44-53-42  
 Оренбург (3532)37-68-04  
 Пенза (8412)22-31-16  
 Казахстан (772)734-952-31

Пермь (342)205-81-47  
 Россия (495)268-04-70  
 Ростов-на-Дону (863)308-18-15  
 Рязань (4912)46-61-64  
 Самара (846)206-03-16  
 Санкт-Петербург (812)309-46-40  
 Саратов (845)249-38-78  
 Севастополь (8692)22-31-93  
 Симферополь (3652)67-13-56  
 Смоленск (4812)29-41-54  
 Сочи (862)225-72-31  
 Ставрополь (8652)20-65-13

Сургут (3462)77-98-35  
 Тверь (4822)63-31-35  
 Томск (3822)98-41-53  
 Тула (4872)74-02-29  
 Тюмень (3452)66-21-18  
 Ульяновск (8422)24-23-59  
 Уфа (347)229-48-12  
 Хабаровск (4212)92-98-04  
 Челябинск (351)202-03-61  
 Череповец (8202)49-02-64  
 Ярославль (4852)69-52-93

- 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»

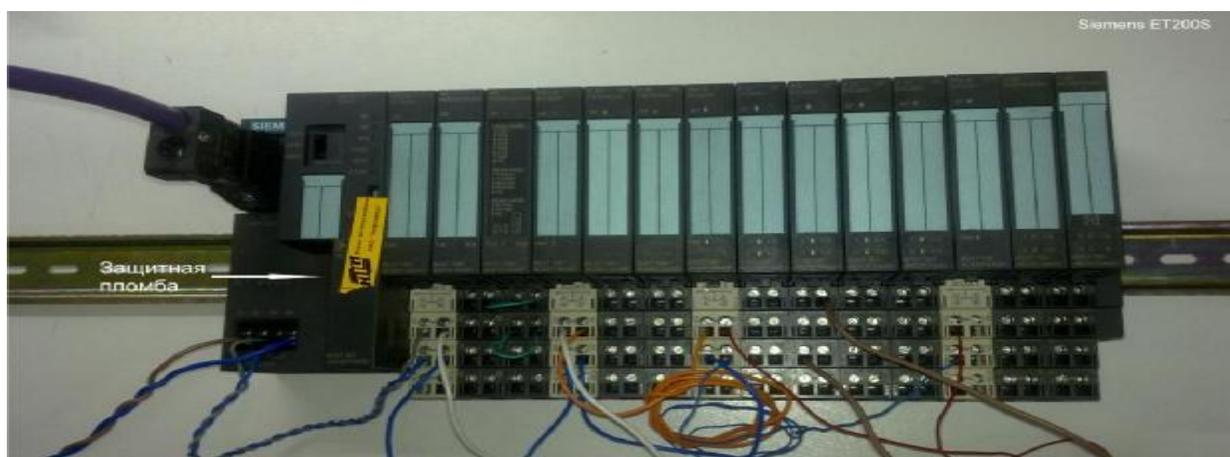


Рисунок 3 - Схема пломбирования контроллера «Siemens»



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 <sup>2</sup> /с	от $1 \cdot 10^{-6}$ до $150 \cdot 10^{-6}$
-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, %:	
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 $(50 \pm 1)$ 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-Ia по классификации «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

Категория и группа взрывоопасной смеси ПА-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»	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<sup>8</sup>имп (10<sup>-3</sup>-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 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 (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.

Архангельск (8182)63-90-72  
Астана (7172)727-132  
Астрахань (8512)99-46-04  
Барнаул (3852)73-04-60  
Белгород (4722)40-23-64  
Брянск (4832)59-03-52  
Владивосток (423)249-28-31  
Волгоград (844)278-03-48  
Вологда (8172)26-41-59  
Воронеж (473)204-51-73  
Екатеринбург (343)384-55-89  
Иваново (4932)77-34-06

Ижевск (3412)26-03-58  
Иркутск (395)279-98-46  
Казань (843)206-01-48  
Калининград (4012)72-03-81  
Калуга (4842)92-23-67  
Кемерово (3842)65-04-62  
Киров (8332)68-02-04  
Краснодар (861)203-40-90  
Красноярск (391)204-63-61  
Курск (4712)77-13-04  
Липецк (4742)52-20-81  
Киргизия (996)312-96-26-47

Магнитогорск (3519)55-03-13  
Москва (495)268-04-70  
Мурманск (8152)59-64-93  
Набережные Челны (8552)20-53-41  
Нижний Новгород (831)429-08-12  
Новокузнецк (3843)20-46-81  
Новосибирск (383)227-86-73  
Омск (3812)21-46-40  
Орел (4862)44-53-42  
Оренбург (3532)37-68-04  
Пенза (8412)22-31-16  
Казахстан (772)734-952-31

Пермь (342)205-81-47  
Россия (495)268-04-70  
Ростов-на-Дону (863)308-18-15  
Рязань (4912)46-61-64  
Самара (846)206-03-16  
Санкт-Петербург (812)309-46-40  
Саратов (845)249-38-78  
Севастополь (8692)22-31-93  
Симферополь (3652)67-13-56  
Смоленск (4812)29-41-54  
Сочи (862)225-72-31  
Ставрополь (8652)20-65-13

Сургут (3462)77-98-35  
Тверь (4822)63-31-35  
Томск (3822)98-41-53  
Тула (4872)74-02-29  
Тюмень (3452)66-21-18  
Ульяновск (8422)24-23-59  
Уфа (347)229-48-12  
Хабаровск (4212)92-98-04  
Челябинск (351)202-03-61  
Череповец (8202)49-02-64  
Ярославль (4852)69-52-93

<https://gmsneftemash.nt-rt.ru/> || [nhs@nt-rt.ru](mailto:nhs@nt-rt.ru)