

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ  
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1575 от 22.09.2020 г.)

Установки измерительные «МЕРА-ММ.103»

**Назначение средства измерений**

Установки измерительные «МЕРА-ММ.103» (далее - установки) предназначены для измерений массы и массового расхода скважинной жидкости и скважинной жидкости без учета воды, объема и объемного расхода нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям.

**Описание средства измерений**

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

Измерение отделенной в процессе сепарации массы скважинной жидкости производится кориолисовыми счетчиками-расходомерами. Измерение выделившегося в процессе сепарации объема нефтяного газа производится с применением кориолисовых или объемных счетчиков-расходомеров, позволяющих по измеренным значениям давления газа, температуры, коэффициента сжимаемости и времени, вычислить объем и объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям.

По результатам измерений массы скважинной жидкости и объемной доли воды в скважинной жидкости 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 измерений массы и массового расхода скважинной жидкости используются в зависимости от комплектации:

–расходомеры массовые «Promass», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 15201-11;

–расходомеры-счетчики массовые «Optimass x400», регистрационный номер 53804-13;

–счетчики-расходомеры массовые «ЭЛИМЕТРО-Фломак», регистрационный номер 47266-16;

–счетчики-расходомеры массовые «Штрай-Масс», регистрационный номер 70629-18.

Для измерений объема и объемного расхода нефтяного газа используются в зависимости от комплектации:

–расходомеры массовые «Promass», регистрационный номер 15201-11;

–расходомеры-счетчики массовые «Optimass x400», регистрационный номер 53804-13;

–счетчики газа вихревые типа «СВГ.М», регистрационный номер 13489-13;

–счетчики-расходомеры массовые «Штрай-Масс», регистрационный номер 70629-18;

–преобразователи расхода вихревые Эмис-Вихрь 200, регистрационный номер 42775-14.

Для измерения объемной доли воды в скважинной жидкости используются в зависимости от комплектации:

- влажмеры микроволновые поточные «МПВ700», регистрационный номер 65112-16;
- влажмеры сырой нефти «ВСН-2», регистрационный номер 24604-12.

Для измерения температуры рабочей среды используются преобразователи температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более  $\pm 0,5$  °С.

Для измерения давления рабочей среды используются преобразователи давления с пределами допускаемой приведенной погрешности не более  $\pm 0,25$  %.

В блоке контроля и управления размещены:

- устройство обработки информации реализует функции управления, сбора, обработки, хранения и передачи информации;
- силовой шкаф для питания устройства обработки информации, систем отопления, освещения, вентиляции.

Блок контроля и управления не является обязательным компонентом, оборудование может быть размещено в блоке автоматики и связи (проектируется в составе производственного объекта – КУСТ скважин).

В зависимости от комплектации применяют один из следующих контроллеров:

- контроллеры SCADA Pack 32/32P, 314/314E, 330/334 (330E/334E), 350/357 (350E/357E), 312, 313, 337E, 570/575, регистрационный номер 69436-17;
- системы управления модульные V&R X20, регистрационный номер 57232-14;
- контроллеры программируемые DirectLOGIC, CLICK, Productivity 2000, Productivity 3000, Protos X, Terminator, регистрационный номер 65466-16.

Установки обеспечивают для каждой подключенной на измерение нефтяной скважины:

- измерения массового расхода и массы сепарированной скважинной жидкости;
- измерения объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям;
- измерения массового расхода и массы нефти без учета воды;
- индикации, архивирования и передачи результатов измерений на диспетчерский пункт нефтяного промысла.

Общий вид установки приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Установка измерительная «МЕРА-ММ.103». Общий вид.

Пломбирование установок не предусмотрено. Средства измерений, находящиеся в составе установок, подлежат пломбированию в соответствии с их описанием типа.

### Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) установок представляет собой встроенное ПО контроллера, входящего в состав установок. 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 контроллеров и в процессе эксплуатации изменению не подлежит. Метрологические характеристики установок нормированы с учетом встроенного ПО контроллеров.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения.

Идентификационные признаки	B&R X20	SCADAPack	DirectLOGIC
Идентификационное наименование ПО	MMBR	MMSP	MMDL
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7DE8	7DC5	7D7C
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-	-	-

Нормирование метрологических характеристик установок проведено с учетом того, что программное обеспечение является неотъемлемой частью установок.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода скважинной жидкости, т/ч (т/сут)	от 0,2 до 83,3 (от 5 до 2000) <sup>1)</sup>
Диапазон измерений объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, м <sup>3</sup> /ч (м <sup>3</sup> /сут)	от 2 до 62500 (от 50 до 1500000) <sup>1)</sup>
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости, %	± 2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости (без учета воды) при содержании воды в скважинной жидкости (в объемных долях), % От 0 до 70 % Св. 70 до 95 % Св. 95 % до 99 %	± 6,0 ± 15,0 согласно методике измерений
Пределы допускаемой относительной погрешности измерении объема и объемного расхода газа, приведенных к стандартным условиям, %	± 5,0

<sup>1)</sup> - диапазон измерений указывается в паспорте каждого экземпляра установки.

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	скважинная жидкость
Параметры измеряемой среды: -давление, МПа -температура, °С -кинематическая вязкость жидкости, мм <sup>2</sup> /с -плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup> -максимальное содержание газа при стандартных условиях (газовый фактор), м <sup>3</sup> /т, не более -объемная доля воды в скважинной жидкости, %, не более	от 0,8 до 10,0 от - 5 <sup>1)</sup> до + 100 от 1 до 2500 <sup>2)</sup> от 700 до 1180  1000 99
Количество входов для подключения скважин	от 1 до 14
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220±33/380±57 50±1
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	30
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм, 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
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от + 10 до + 30 от 30 до 80 от 84 до 106,7
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	УХЛ.1
Срок службы, лет, не менее	20 <sup>3)</sup>
Средняя наработка на отказ, ч	80000
1) – при условии незамерзания воды в рабочих условиях скважинной жидкости 2) - при сохранении текучести 3) - за исключением компонентов КИПиА срок службы, которых определен производителем	

### 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 средств измерений

Таблица 4 – Комплектность средств измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Установка измерительная	Мера-ММ.103	1 шт.
Эксплуатационная документация (согласно ведомости эксплуатационной документации)	-	1 компл.
Методика поверки	НА.ГНМЦ.0217-2018 МП	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0217-2018 МП «ГСИ. Установки измерительные «МЕРА-ММ.103». Методика поверки с изменением № 1», утвержденному ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 07.02.2020 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1-го или 2-го разряда по ГОСТ 8.637-2013;
- средства поверки в соответствии с нормативными документами на поверку средств измерений, входящих в состав СИКН.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке установок измерительных «МЕРА-ММ.103».

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

приведены в документе МН 854-2018 «Количество извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Методика измерений установками измерительными «МЕРА-ММ», свидетельство об аттестации RA.RU.310652-044/01-2018 от 01.03.2018.

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам измерительным «МЕРА-ММ.103»**

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

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

Приказ Минэнерго России от 15.03.2016 № 179 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учете используемых энергетических ресурсов, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений»

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

Тел.: (3452) 43-01-03

Факс: (3452) 43-22-39

E-mail: [girs@hms-neftemash.ru](mailto:girs@hms-neftemash.ru)

### **Испытательный центр**

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

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

Тел./факс: (843) 567-20-10

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

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.