

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 отстаивания 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 «ЭЛМЕТРО-Фломак», регистрационный номер 47266-16.

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.

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

- влагомеры микроволновые поточные «МПВ700», регистрационный номер 65112-16;

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

- влагомеры 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 SCADAPack 32/32P, 314/314E, 330/334 (330E/334E), 350/357 (350E/357E), 312, 313, 337E, 570/575, регистрационный номер 69436-17;

- системы управления модульные B&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)	-	-	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	-	-	-

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)
Диапазон измерений объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного 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 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 измерения объема и объемного расхода газа, приведенных к стандартным условиям, %	± 5,0

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	скважинная жидкость
Параметры измеряемой среды: -давление, МПа -температура, °С -кинематическая вязкость жидкости, мм ² /с -плотность жидкости, кг/м ³ -максимальное содержание газа при стандартных условиях (газовый фактор), м ³ /т, не более -объемная доля воды в скважинной жидкости, %, не более	от 0,2 до 10,0 от - 5 ¹⁾ до +100 от 1 до 1500 ²⁾ от 700 до 1180 1000 99
Количество входов для подключения скважин	до 14
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	230±23/400±40 50±0,4
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 ³⁾
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.
Инструкция. ГСИ. Установки измерительные «МЕРА-ММ.103». 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», утвержденному ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика» 08.06.2018г.

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 установок.

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

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