



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.C.29.024.A № 42045

Срок действия до 28 декабря 2015 г.

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ
Установки измерительные "МЕРА-ММ.х2.С"

ИЗГОТОВИТЕЛЬ
ОАО "ГМС Нефтемаш", г.Тюмень

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 46041-10

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ
3667-ПМ2.С-00137182-2010

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 3 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от 28 декабря 2010 г. № 5484

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства



В.Н.Крутиков

30 " 12 2010 г.

Серия СИ

№ 000051

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные «МЕРА-ММ.х2.С»

Назначение средства измерений

Установки измерительные «Мера-ММ.х2.С» (далее – установки) предназначены для непрерывных или дискретных измерений расхода и количества компонентов продукции нефтяных скважин.

Установки обеспечивают для каждой подключенной на измерение нефтяной скважины:

- измерения среднего массового расхода и массы сырой сепарированной нефти;
- измерения среднего объёмного расхода и объёма свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям по ГОСТ Р 8.615-2005;
- измерения среднего массового расхода и массы обезвоженной нефти;
- индикации, архивирования и передачи результатов измерений на диспетчерский пункт нефтяного промысла.

Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на разделении (сепарации) продукции скважины на жидкую и газовую фазы и последующем измерении количества каждой фазы.

Измерения массы сырой и обезвоженной нефти производятся с использованием показаний счётчика жидкости TOP по объёму сырой нефти, показаний поточного влагомера или лабораторных данных, полученных при исследовании пробы сырой нефти и введённых в память устройства обработки информации в качестве условно постоянной величины.

Установка состоит из блока технологического и блока контроля и управления.

Каждый блок представляет собой модульное здание типовой конструкции с размещённым внутри оборудованием. Блоки соединены между собой интерфейсным и силовым кабелем.

В блоке технологическом размещены:

- распределительное устройство;
- сепаратор;
- первичные измерительные преобразователи расхода в жидкостной и газовой линиях, объёмной доли воды в сырой нефти, давления и температуры;
- трубопроводная обвязка.

Распределительное устройство представляет собой многоходовой кран и служит для подключения выбранной скважины к сепаратору установки.

Сепаратор представляет собой горизонтальный стальной резервуар, предназначенный для отделения и накопления газа, сбора и отстоя накапливаемой жидкости с последующим отводом их в выпускной коллектор через измерительные линии газа и жидкости, оснащённые соответствующими измерительными преобразователями.

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, размещённых в блоке технологическом;
- силовой шкаф для питания устройства обработки информации, систем отопления, освещения, вентиляции.

Гидравлическая схема блока технологического обеспечивает возможность отбора проб в жидкостной и газовой линиях, а также установки измерительных преобразователей в соответствии с заказной спецификацией.

Установка имеет встроенное программное обеспечение, выполняющее вычислительные функции в соответствии с назначением установки и влияющее на её метрологические характеристики. Программное обеспечение обладает идентификационными признаками и имеет защиту от несанкционированного доступа к результатам измерений.

Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда – продукция нефтяных скважин с параметрами:	
- давление, МПа	от 0,2 до 4,0
- температура, °С	от минус 5 до плюс 90
- кинематическая вязкость жидкости, м ² /с	от 1·10 ⁻⁶ до 120·10 ⁻⁶
- плотность жидкости, кг/м ³	от 700 до 1180
- максимальное содержание газа при стандартных условиях (газовый фактор), м ³ /т	до 1000
- влагосодержание, %	до 100
Верхний предел массового расхода жидкости, кг/ч (т/сут)	16600 (400) 62500 (1500)
Нижний предел массового расхода жидкости, в процентах от верхнего предела, не более	1
Пределы допускаемой относительной погрешности установки при измерении массы и массового расхода сырой нефти, %	± 2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности установки при измерении массы и массового расхода нефти (без учета воды), %, при влагосодержании:	
- от 0 до 70 %	± 6
- св. 70 до 95 %	± 15
- св. 95 %	В соответствии с методикой измерений
Пределы допускаемой относительной погрешности установки при измерении объёма и объёмного расхода газа, приведенных к стандартным условиям, %	± 5
Пределы измерений давления рабочей среды, МПа	от 0,2 до 4,0
Пределы допускаемой приведенной погрешности установки при измерении давления, %	± 0,3
Пределы измерений температуры рабочей среды, °С	от минус 5 до плюс 90
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки при измерении температуры, °С	± 0,5
Пределы допускаемой погрешности устройства обработки информации:	
- при преобразовании токовых сигналов (приведённая), %	± 0,1
- при измерении числа импульсов (абсолютная), имп.	± 1
- при измерении времени (относительная), %	± 0,1
- при вычислениях по заданным алгоритмам (относительная), %	± 0,025
Количество входов для подключения скважин	от 1 до 14
Напряжение питания сети переменного тока частотой (50 ± 1) Гц	380 В ± 15 %
Потребляемая мощность	не более 10 кВт·А
Габаритные размеры (длина x ширина x высота), не более:	
- блока технологического	10360 x 3250 x 3960 мм
- блока контроля и управления	3140 x 3250 x 2640 мм
Масса составных частей установки не более:	
- блока технологического	20 000 кг
- блока контроля и управления	2500 кг

Климатическое исполнение

УХЛ.1 по ГОСТ 15150-69

Срок службы

не менее 10 лет

По взрывопожарной и пожарной опасности установка относится к помещениям с производствами категорий А по ВНТП 01/ 87/ 04 и НПБ 105-95.

Класс взрывоопасной зоны в помещении блока технологического – В-Ia по классификации «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

Категория и группа взрывоопасной смеси ПА-Т3 по ГОСТ Р 51330.0-99.

Идентификационные данные программного обеспечения представлены в таблице

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Мера-ММ	Мера-ММ	1.x2.C	Переменный (8-разрядное число)	Познаковое алгебраическое сложение 8-разрядных кодов: - заводского номера контроллера; - даты изготовления; - даты последней поверки

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «В» согласно МИ 3286-2010.

Знак утверждения типа

Наносится на титульный лист руководства по эксплуатации установки типографским способом и на таблички блока технологического и блока контроля и управления шелкографией или методом аппликации.

Комплектность

Наименование	Количество
Блок технологический	1 компл.
Счетчик жидкости турбинный TOP (в составе блока технологического)	1 шт.*
Счётчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF (F) (в составе блока технологического)	1 шт.*
Счётчик-расходомер массовый кориолисовый модели RCCS (в составе блока технологического)	1 шт.*
Влагомер сырой нефти ВСН-АТ (в составе блока технологического)	1 шт.*
Блок контроля и управления	1 компл.
Комплект запасных частей и инструментов	1 компл.
Эксплуатационная документация (согласно ведомости эксплуатационной документации)	1 компл.
Методика поверки	1 экз.
Примечание - * В соответствии с заказом.	

Поверка

Осуществляется по документу «Инструкция ГСИ. Установки измерительные «МЕРА-ММ.х2.С» Методика поверки 3667-ПМ2.С-00137182-2010», утверждённому ГЦИ СИ ФГУ «Тюменский ЦСМ» в декабре 2010 г.

В перечень основного поверочного оборудования входят:

- расходомер кориолисовый массовый RCCS33 на расход от 0,45 до 1500 кг/ч с относительной погрешностью $\pm 0,1 \%$;
- расходомер кориолисовый массовый RCCS39 на расход от 43 до 120 000 кг/ч с относительной погрешностью $\pm 0,1 \%$;
- датчик расхода газа ДРГ.М-160 с относительной погрешностью $\pm 1,5 \%$ в диапазоне расходов от 8 до 16 и от 144 до 160 м³/ч, $\pm 1 \%$ в диапазоне расходов от 16 до 144 м³/ч;
- датчик расхода ДРГ.М-2500 с относительной погрешностью $\pm 1,5 \%$ в диапазоне от 125 до 250 и от 2250 до 2500 м³/ч, $\pm 1 \%$ в диапазоне от 250 до 2250 м³/ч;

Сведения о методиках (методах) измерений

Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Количество нефти и нефтяного газа нефтескважины. Методика выполнения измерений измерительными установками «Мера-ММ.х2.С». Аттестована 10 декабря 2010 г. Аттестат № 374/01.00248-2008/2010.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам измерительным «МЕРА-ММ.х2.С»

1. ГОСТ 2939-63 Газы. Условия для определения объёма.
2. ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.
3. ГОСТ Р 51330.0-99 (МЭК 60079-0-98) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования.
4. ГОСТ Р 51330.1-99 (МЭК 60079-1-98) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 1. Взрывозащита вида «взрывонепроницаемая оболочка».
5. ТУ 3667-023-00137182-2007 Установки измерительные «МЕРА-ММ». Технические условия.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Государственные учётные операции.

Изготовитель

ОАО «ГМС Нефтемаш» 625003, г. Тюмень, ул. Военная, 44; телефон (3452) 430-103, факс (3452) 432-239; E-mail: girs@neftemashtmn.ru

Испытания провел

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУ «Тюменский ЦСМ»
625027, г. Тюмень, ул. Минская, 88
Аттестат аккредитации зарегистрирован в Госреестре СИ № 30024-07

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии



В.Н. Крутиков

30» 12 2010 г.