

УСТАНОВКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ «МЕРА-ММ.х2»	Внесены в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>43733-10</u> Взамен № _____
---	--

Выпускаются по техническим условиям ТУ 3667-023-00137182-2007

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Установки измерительные «Мера-ММ.х2» (далее – установки) предназначены для непрерывных или дискретных измерений расходов и количества компонентов, полученных в результате сепарации продукции соответственно одной или нескольких нефтяных скважин, а также индикации, архивирования и передачи результатов измерений и аварийных сигналов на диспетчерский пункт нефтяного промысла (далее – ДП).

Установка обеспечивает для каждой подключенной на измерение нефтяной скважины:

- измерения среднего массового расхода и массы сырой сепарированной нефти (далее – жидкости);
- измерения среднего объёмного расхода и объёма свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям по ГОСТ 8.615-2005, на выходе сепаратора;
- измерения среднего массового расхода и массы сырой сепарированной безводной нефти (далее – нефти).

Область применения – системы герметизированного сбора нефти и газа нефтяных промыслов в условиях умеренно холодного климата.

ОПИСАНИЕ

В состав установки входят:

- блок технологический (далее – БТ);
- блок контроля и управления (далее – БК).

БТ предназначен для поочередного подключения к измерению одной из нефтяных скважин, разделения продукции скважины на жидкую и газовую фазы, измерения расхода и количества каждой из фаз, регулирования режима работы сепаратора (далее – ЕС) и управления запорно-регулирующей арматурой.

В БТ размещены:

- распределительное устройство (далее – РУ), служащее для подключения выбранной скважины к ЕС, а остальных скважин – к коллектору;
- ЕС, служащий для отделения газа от жидкости (водонефтяной смеси) и оснащенный системой регулирования уровня жидкости, накапливаемой в ЕС;
- трубопроводная обвязка, служащая для соединения выходов ЕС по газу и жидкости с выходным коллектором, а входа ЕС – с РУ;
- система регулирования уровня жидкости в ЕС, служащая для обеспечения возможности накопления жидкости в ЕС и опорожнения ЕС и для управления перепадом давления между ЕС и коллектором в зависимости от высоты уровня жидкости в ЕС. Состояние регуляторов рас-

хода газа (РРГ) и жидкости (РРЖ) определяются либо заданной высотой уровня жидкости в ЕС, либо перепадом давления между ЕС и коллектором. Система регулирования состоит из устройства контроля уровня, запорной и запорно-регулирующей арматуры (клапаны, заслонки, регуляторы расхода и др.) в газовой и жидкостной линиях;

- первичные измерительные преобразователи (далее – СИ):

- расхода и объема жидкости – счетчик жидкости турбинный TOP 1-50 (TOP 1-80)

Госреестр 6965-03;

- расхода и массы (объема) газа – счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF (F) Госреестр 13425-06, или Rotamass модели RCCS Госреестр № 27054-09;

- объемной доли воды в жидкости (далее – влагосодержания W_0): влагомер сырой нефти ВСН-АТ Госреестр 42678-09;

- первичных измерительных преобразователей давления и температуры со стандартными токовыми выходными сигналами 4-20 мА.

Гидравлическая схема блока технологического предусматривает возможность установки пробоотборников в жидкостной и газовой линиях и совместима со схемой установок измерительных «МЕРА-ММ» Госреестр 36648-07.

БК предназначен для сбора и обработки измерительной информации с первичных измерительных преобразователей, размещенных в БТ, управления системой регулирования уровня в ЕС, управлением РУ, архивирования, индикации и передачи информации на верхний уровень.

В БК размещены:

- устройство обработки информации (УОИ), включающее в себя один или два микропроцессорных контроллера со встроенным программным обеспечением, реализующим функции управления, сбора и обработки информации;

- вторичные устройства измерительных преобразователей, размещенных в БТ;

- силовой шкаф для питания УОИ, систем отопления, освещения, вентиляции и т.п.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Установка обеспечивает поочередное измерение для каждой подключенной скважины:

- среднего массового расхода и массы жидкости;

- среднего массового расхода и массы нефти;

- среднего объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

Количество входов для подключения скважин

от 1 до 14

Рабочая среда – продукция нефтяных скважин с параметрами:

- рабочее давление

от 0,2 до 4,0 МПа

- температура

от минус 5 до + 90 °С

- кинематическая вязкость жидкости

от $1 \cdot 10^{-6}$ до $150 \cdot 10^{-6}$ м²/с

- плотность жидкости

от 700 до 1180 кг/м³

- массовый расход жидкости

от 166 до 62500 кг/ч (от 4 до 1500 т/сут)

- объемный расход газа

при рабочих условиях

от 0,208 до 3000 м³/ч (от 5 до 72000 м³/сут)

- максимальное содержание газа при стандартных условиях (газовый фактор)

до 1000 м³/т

- влагосодержание W_0

не более 98 %

При подаче газожидкостной смеси на заданный вход установки с расходами жидкости и газа в пределах диапазонов измерения примененных в установке расходомеров-счетчиков жидкости и газа установка обеспечивает попеременное наполнение и опорожнение ЕС жидкостью или поддерживает в ЕС постоянный уровень, расходомеры-счетчики жидкости и газа регистрируют текущие значения измеряемых расходов, массы и объемов, влагомер регистрирует текущие значения влагосодержания жидкости, а контроллер производит вычисления расхода и

массы нефти (сырой и обезвоженной), объема и расхода газа, приведенного к стандартным условиям, индицирует и выдает информацию на интерфейсных выходах согласно протоколу обмена. Если комплектация установки не предусматривает наличие поточного влагомера в жидкостной линии, вычисление массы и массового расхода обезвоженной нефти производится контроллером на основании условно-постоянных данных о плотности сырой обезвоженной нефти и воды, полученных лабораторным путем и приведенных к рабочим условиям в соответствии с МВИ.

Динамические диапазоны измеряемых массовых расходов жидкости определяются типоразмерами применяемых расходомеров-счетчиков жидкости (согласно заказу) и составляют не менее 100:1.

Максимальные значения массовых расходов жидкости выбираются из ряда: 16600, 62500 кг/ч (400, 1500 т/сут).

Диапазоны измеряемых объемных расходов газа определяются в соответствии с заказом.

Метрологические характеристики установки приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование характеристики	Значение характеристики
Пределы допускаемой относительной погрешности установки, %, при измерении массы и массового расхода сырой нефти	$\pm 2,5 \%$
Пределы допускаемой относительной погрешности установки, %, при измерении массы и массового расхода нефти (без учета воды) при влагосодержании: - от 0 до 70 % - св. 70 до 90 % - св. 90	± 6 ± 15 В соответствии с МВИ*
Пределы допускаемой относительной погрешности установки при измерении объема и объемного расхода газа, приведенных к стандартным условиям, %	± 5
* - аттестовывается в установленном порядке.	

Пределы измерений рабочего давления от 0,2 до 4,0 МПа

Пределы допускаемой приведенной погрешности установки при измерении давления $\pm 0,3 \%$

Пределы измерений температуры рабочей среды от минус 5 до плюс 90 °С

Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки при измерении температуры $\pm 0,5 \text{ }^\circ\text{C}$

Пределы допускаемой погрешности УОИ:

- при преобразовании токовых сигналов (относительная) $\pm 0,1 \%$

- при измерении числа импульсов (абсолютная) ± 1 имп.

- при измерении времени (относительная) $\pm 0,1 \%$

- погрешность вычисления по заданным алгоритмам (относительная) $\pm 0,025 \%$

Напряжение питания сети переменного тока частотой (50 ± 1) Гц 380 В $\pm 15 \%$

Потребляемая мощность	не более 10 кВт·А
Климатическое исполнение	УХЛ.1 по ГОСТ 15150-69
Габаритные размеры (длина x ширина x высота), не более:	
БТ	10360 x 3250 x 3960 мм
БК	3140 x 3250 x 2640 мм
Масса составных частей установки не более:	
БТ	20 000 кг
БК	2500 кг
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 БТ – В-Ia по классификации «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

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

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульный лист руководства по эксплуатации установки типографским способом.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплект поставки установки приведен в таблице 2.

Таблица 2

Наименование	Кол.
Блок технологический БТ	1 компл.
Блок контроля и управления БК	1 компл.
Комплект запасных частей и инструментов	1 компл.
Эксплуатационная документация (согласно ведомости ЭД)	1 компл.
Методика поверки	1 экз.
Примечания: 1. Типы средств измерений (измерительных преобразователей), поставляемых в составе БТ и БК, определяются заказом; 2. Наличие влагомера сырой нефти определяется заказчиком.	

ПОВЕРКА

Поверка установки производится в соответствии с документом «Инструкция ГСИ. Установки измерительные «МЕРА-ММ.х2» Методика поверки 3667-ПМ2-00137182-2009», утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Тюменский ЦСМ» в декабре 2009 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, ± 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, ± 1 % в диапазоне от 250 до 2250 м³/ч ;

- частотомер ЧЗ-57 10^8 имп., ($10^{-3} - 100$) с;
 - калибратор FLUKE-705 с относительной погрешностью по току $\pm (0,02 \cdot 10^{-2} \cdot I + 2$ ед. мл. разряда);
 - генератор импульсов HP 33120A HEWLETT PACKARD диапазон частот от 0,1 МГц до 15 МГц;
 - счетчик программный реверсивный Ф 5007 диапазон импульсов от 1 до 9999999 имп.
- Межповерочный интервал установки 3 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

1. ГОСТ 2939-63 Газы. Условия для определения объема.
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. Инструкция по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон, ВСН 33274/ММСС.
6. ТУ 3667-023-00137182-2007 Установки измерительные «МЕРА-ММ». Технические условия.

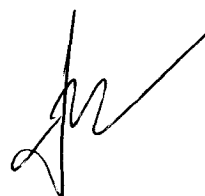
ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип установок измерительных «МЕРА-ММ.х2» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Сертификат соответствия № РОСС RU.НО04.В00438 от 05.12.2007 выдан органом по сертификации нефтегазопромыслового оборудования НП «РМНТК Нефтеотдача» - ВНИИнефть - сертификация» РОСС RU.0001.11 НО04.

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

Руководитель организации – заявителя
Управляющий директор ОАО «Нефтемаш»



Н.С. Недосеков