



СОГЛАСОВАНО

Удир. директор ГЦИ СИ –
директор ФГУ «Тюменский ЦСМ»

В.В. Вагин

2007 г.

**УСТАНОВКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ
«МЕРА-ММ»**

Внесены в Государственный
реестр средств измерений

Регистрационный № 36648-07
Взамен № _____

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

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Установки измерительные «Мера-ММ» (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:

- прямые измерения среднего массового расхода и массы сырой сепарированной нефти (далее – жидкости);
- прямые измерения приведенных к стандартным условиям (далее – СтУ) среднего объемного расхода и объема свободного нефтяного газа (далее – газа) на выходе сепаратора;
- косвенные 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.

Климатическое исполнение – УХЛ.1 по ГОСТ 15150-69.

ОПИСАНИЕ

В состав установки входят:

- блок переключения скважин (далее – БПС), в зависимости от исполнения;
- блок технологический (далее – БТ);
- блок контроля и управления (далее – БК).

БПС предназначен для размещения, укрытия и обеспечения нормальных условий работы устанавливаемого в нем распределительного устройства (далее – РУ) служащего для поочередного подключения одной из нефтяных скважин к сепаратору (далее – ЕС), расположенному в БТ, а остальных – к коллектору при его отсутствии в БТ. Наличие БПС определяется заказом.

БТ предназначен для размещения, укрытия и обеспечения нормальных условий работы технологического оборудования и средств измерения установки.

В БТ размещены:

- 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;

- РУ (при отсутствии БПС), служащее для поочередного подключения одной из нефтяных скважин к ЕС, а остальных – к выходному коллектору переключателем скважин многоходовым (далее – ПСМ);

- 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 (состояния РРГ и РРЖ определяются либо заданной высотой уровня жидкости в ЕС, либо перепадом давления между ЕС и коллектором) и состоящая из уровнемера (датчика гидростатического давления, поплавка и др.), запорной и запорно-регулирующей арматуры (клапаны, заслонки, регуляторы расхода и др.) в газовой (далее – РРГ) и жидкостной (далее – РРЖ) линиях;

- средства измерений (далее – СИ) расхода и массы жидкости, расхода и массы (объема) газа, объемного содержания воды в жидкости (далее – влагосодержания W_0), давления, температуры и гидростатического давления (при необходимости) согласно приложению А.

БК предназначен для размещения, укрытия и обеспечения условий нормальной работы устанавливаемого в нем оборудования.

В БК размещены:

- микропроцессорный контроллер* (далее – контроллер) для сбора и обработки информации СИ и для управления системой регулирования уровня и РУ БТ или БПС, а также для архивирования, индикации и передачи информации на верхний уровень;

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

- вторичные устройства примененных в БТ СИ (при наличии);

- клеммные колодки.

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 газа, при веденных к СтУ.

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 + 5 до + 90 °С
- кинематическая вязкость жидкости	от $1 \cdot 10^{-6}$ до $150 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$
- плотность жидкости	от 750 до 1100 кг/м ³
- массовый расход жидкости	от 2 до 3200 т/сутки
- объемный расход газа при рабочих условиях	от 5 до 72000 м ³ /сутки
- максимальное значение содержания газа при стандартных условиях по ГОСТ 2939-63 (газовый фактор)	1000 м ³ /т
- влагосодержание W_0	не более 98 %
- содержание сероводорода	не более 2 %

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

* В зависимости от исполнения в БК может быть размещён второй контроллер. При использовании СИ из раздела "Комплексы" приложения А применяются и размещаются в БК контроллеры из их состава.

регистрирует текущие значения влагосодержания жидкости, а контроллер индицирует и выдает информацию на интерфейсных выходах согласно протоколу обмена.

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: 200, 250, 400, 500, 800, 1000, 1500, 1600, 2000, 2400, 3000 и 3200 т/сутки.

Диапазоны измеряемых объемных расходов газа определяются типоразмерами применяемых счетчиков газа (согласно заказу).

Пределы допускаемой относительной погрешности установки* при измерении массы M и массового расхода G жидкости $\pm 1,5 \%$

Пределы допускаемой относительной погрешности установки при измерении приведенных к СтУ объема Q и объемного расхода q газа, $\pm 3,0 \%$

Пределы допускаемой относительной погрешности установки при измерении массы M_n и массовых расходов G_n нефти в рабочих условиях при влагосодержании W_o :

– от 0 до 70 %	$\pm 5,0 \%$
– свыше 70 до 95 %	$\pm 12,0 \%$
–свыше 95 до 98 %	$\pm 25,0 \%$

Пределы допускаемой погрешности контроллера:

- при преобразовании токовых сигналов (относительная)	$\pm 0,1 \%$
- при измерении числа импульсов (абсолютная)	± 1 имп.
- при измерении времени (относительная)	$\pm 0,1 \%$

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

Пределы измерений температуры рабочей среды от + 5 до + 90 °С

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

Потребляемая мощность не более 10 кВт·А

Габаритные размеры, не более:

БПС	12360 x 3250 x 3960 мм
БТ	10360 x 3250 x 3960 мм
БК	3140 x 3250 x 2640 мм

Масса составных частей установки не более:

БПС	22 000 кг
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, БПС – В-Ia по классификации «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

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

* Пределы каждой из допускаемых относительных погрешностей измерения M , G , Q , M_n и G_n представляют собой корень из суммы квадратов (с поправочным коэффициентом 1,1 при доверительной вероятности 0,95) погрешностей применяемых средств измерения расхода и влагосодержания W_o , погрешности контроллера и методических погрешностей, регламентируемых методиками выполнения измерений (далее – МВИ).

Установки выпускаются в стационарном и передвижном (мобильном) исполнении.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

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

КОМПЛЕКТНОСТЬ

В комплект поставки установки входят (в зависимости от исполнения):

– БПС (в зависимости от количества входов)	1 компл.
– БТ	1 компл.
– БК	1 компл.
– комплект ЗИП (согласно ведомости ЗИ)	1 компл.
– эксплуатационная документация (согласно ведомости ЭД)	1 компл.
– методика поверки установки	1 экз.
– СИ, допускаемые к применению в соответствии с приложением А (по отдельному заказу)	1 экз.

ПОВЕРКА

Поверка установки производится в соответствии с документом:

«Инструкция ГСИ Установки измерительные «МЕРА-ММ» Методика поверки 3667-ПМ2-00137182-2007», утвержденная ГЦИ СИ ФГУ «Тюменский ЦСМ» в октябре 2007 г.

В перечень основного поверочного оборудования входят:

расходомер кориолисовый массовый RCCS33 на расход от 0,09 до 1,5 т/ч с относительной погрешностью $\pm 0,1$ %;

расходомер кориолисовый массовый RCCS39 на расход от 8,5 до 120 т/ч с относительной погрешностью $\pm 0,1$ %;

счетчик газа СВГ-160 на расход от 8 до 160 м³/ч с относительной погрешностью $\pm 1,5$ %;

счетчик газа СВГ-2500 на расход от 125 до 2500 м³/ч с относительной погрешностью $\pm 1,5$ %;

частотомер ЧЗ-57 10⁸ имп., (10⁻³ – 100) с;

калибратор FLUKE-705 с относительной погрешностью $\pm 0,025$ %;

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 установки измерительной «МЕРА-ММ» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственной поверочной схеме.

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

Приложение А

Перечень основных средств измерений, допускаемых к использованию в установке

№ пп	Наименование (обозначение) средства измерений	Изготовитель	Номер в Госреестре СИ
Расход сырой нефти			
1	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF (N, F, R)	EM-MM	13425-06
2	Счетчик-расходомер массовый кориолисовый STmass МКП	OV	29342-05
3	Счетчик-расходомер массовый кориолисовый Rotamass модели RCCS (RCCF, RCCT)	RY	27054-04
4	Расходомер кориолисовый массовый OPTIMASS серии 7000, модели MFS	KROHNE	34183-07
5	Расходомер массовый Promass серии PROline модели A (I, M, F, E, H)	EH	15201-07
6	Счетчик жидкости массовый "МАСК", исп. МАСК-20 (МАСК-50 и МАСК-100)	Маск-Н	12182-04
7	Расходомер-счетчик жидкости SONARtrac, исполнение GVF-100	FMC	35349-07
8	Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой накладной EESIFLO: EASZ-10FP,4000,5000,6000,7000	EFP	32092-06
Расход нефтяного газа			
1	Расходомер на базе сужающего устройства (диафрагма ДКС или аналогичная)	РФ	
2	Расходомер кориолисовый массовый OPTIMASS серии 7000, модели MFS	KROHNE	34183-07
3	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF	EM-MM	13425-06
4	Расходомер массовый Promass серии PROline модели A (I, M, F, E, H)	EH	15201-07
5	Счетчик-расходомер массовый кориолисовый Rotamass модели RCCS (RCCF, RCCT)	RY	27054-04
6	Расходомер-счетчик вихревой «Ирга-РВ» с преобразователем расхода «Ирга-РВП»	ООО «Глобус»	26133-06
7	Расходомер-счетчик вихревой тип 8800	EM-R	14663-06
8	Счетчик-расходомер вихревой погружной «V-bar-700»	EMCO	14919-05
9	Расходомер-счетчик газа и пара типа GM868, GN868, GF868, XGM868	GE-P	16516-06
10	Расходомер-счетчик вихревой объемный Yewflo модели DY	YEC	17675-04
11	Расходомер-счетчик газа SONARtrac, исполнение VF-100	FMC	35349-07
12	Счетчик газа вихревой типа СВГ, СВГ.М	СиБНА	13489-07
13	Счетчик газа «Dymetic-9421»	ЗАО «Даймет»	21789-04
14	Преобразователь расхода газа вихревой «ИРВИС-К-300»	НПП «ИРВИС»	25336-03

продолжение Приложения А

№ пп	Наименование (обозначение) средства измерений	Изготовитель	Номер в Госреестре СИ
Влагомер нефти			
1	Влагомер сырой нефти «ВОЕСН»	БОЗНА	32180-06
2	Влагомер сырой нефти ВСН-1	БОЗНА	12394-02
3	Влагомер сырой нефти ВСН-2	НСП	24604-03
4	Влагомер нефти поточный ВВП-100	БОЗНА	27359-04
Преобразователи давления			
1	Преобразователь давления измерительный тип 3051	МЕТРАН	14061-04
2	Датчик давления тип 1151	FR	13849-04
3	Датчик давления «МЕТРАН-100-ДИ»	МЕТРАН	22235-01
4	Преобразователь измерительный «Сапфир-22-Ех-М» модели ДИ	МЕТРАН	11964-91
5	Преобразователь давления измерительный dTRANS p02 Delta	JUMO	20729-03
6	Преобразователь давления измерительный тип EJA530	YEC	14495-00
Преобразователи температуры			
1	Преобразователь измерительный тип 244 Е	R	14684-06
2	Преобразователь измерительный тип 644, 3144Р	R	14683-04
3	Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-276	МЕТРАН	21968-06
4	Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820	JUMO	32460-06
Датчики уровня			
1	Преобразователь давления измерительный EJA210	YEC	14495-00
2	Уровнемер микроволновой KSR-GT	KSR	35552-07
3	Уровнемер тип 3300, модели 3301, 3302	EM-R	25547-06
4	Уровнемер бесконтактный микроволновый VEGAPULS 66	VEGA	27283-04
5	Уровнемер буйковый тип 12300	MN	19774-05
Комплексы			
1	Установка измерительная КТС-ИУ	БОЗНА	35473-07
2	Система измерений количества жидкости и газа R-AT-ММ	AT	29154-07
3	Система измерений количества сырой нефти тип ССМ	PD	28233-04
Пробоотборники			
1	Пробоотборник автоматический «Стандарт-А-50»	РФ	-
2	Пробоотборник автоматический «Проба 1М-50»	РФ	-
3	Пробоотборник ручной «Стандарт-Р-50»	РФ	-
4	Пробоотборник ручной «Проба-Р»	РФ	-
5	Пробоотборник автоматический «Cliff Mock»	РФ	-
6	Пробоотборник автоматический с герметичным контейнером АПЭ-М2	РФ	-
7	Пробоотборник автоматический «МАВИК-НС»	РФ	-
8	Пробоотборник автоматический измерительный «Пульсар-АШ-4,0»	ООО ПТП «Эра-1»	30197-05

продолжение Приложения А

№ пп	Наименование (обозначение) средства измерений	Изготовитель	Номер в Госреестре СИ
Контроллеры			
1	SIMATIC S-300	S	15772-06
2	SIMATIC ET 200S	S	22734-06
3	SIMATIC C7-636	S	15774-06
4	SCADAPackES	CM	16856-03
5	DL205	AD	17444-03
6	I-8000	ID	20993-06
7	ControILogix	AB	15652-04
8	SLC500		
9	FlexLogix		
Технология контроля			
1	SONARtrac	FMC	35349-07

Сокращения, принятые в приложении А:

EM-R –	Emerson Process Management / Rosemount Inc.
EM-MM	Emerson Process Management / Micro Motion Inc.
RY –	Rota Yokogawa GmbH & Co. KG
YEC –	Yokogawa Electric Corporation
EH –	Endress + Hauser Flowtec AG
EFP –	EESIFLO INTERNATIONAL PTE Ltd.
JUMO	M.K.Juchheim GmbH & Co.
OV –	OVAL Corporation
PD –	Phase Dynamics Inc.
MN –	Masoneilan
AT –	Argosy Technologies Ltd
FMC –	FMC Technologies, FMC Measurement Solution
KROHNE-	KROHNE Messtechnik GmbH & Co. KG
Маск-Н	ООО «Маск-Н»
EMCO	EMCO Flow Systems a Division of Spirax Sarco, Inc.
GE-P	GE Panametrics Ltd.
СибНА	ОАО ИПФ «Сибнефтеавтоматика»
БОЗНА	ООО «Бугульминский опытный завод нефтеавтоматики»
МЕТРАН	ЗАО «Промышленная группа «Метран»
FR	Fisher-Rosemount MFG GmbH & Co. OHG
R	Rosemount, Inc.
KSR	KSR KUEBLER Niveau-Messtechnik AG
VEGA	VEGA Grieshaber KG
НСП	ООО НПП "Нефтесервисприбор"
AB	Allen Bradley
MB	Mitsubishi
CM	Control Microsystems
ID	ICP DAS "icos"
AP	AUTOMATION DIRECT
РФ	РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ