



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.C.29.024.A № 46536**

**Срок действия до 18 мая 2017 г.**

**НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ**  
**Установки измерительные "Мера"**

**ИЗГОТОВИТЕЛЬ**

**Открытое акционерное общество "ГМС Нефтемаш", г.Тюмень**

**РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 25995-12**

**ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ**

**МП 3667.011.00137182-2012**

**ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 3 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от **18 мая 2012 г. № 351**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." ..... 2012 г.

Серия СИ

№ 004662

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Установки измерительные «Мера»

#### Назначение средства измерений

Установки измерительные «Мера» (далее - установки) предназначены для измерений расходов и количества разделенных в процессе сепарации компонентов продукции нефтяных скважин.

#### Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на гидростатическом принципе измерения массы и массового расхода нефти по обводненности жидкости, времени наполнения, перепада давления между верхним и нижним уровнем жидкости в калиброванном участке сепаратора.

Измерение выделившегося в процессе сепарации нефтяного газа производится методом [PVT], позволяющим по измеренным значениям давления газа, температуры и времени опорожнения калиброванного объема вычислить объем и объемный расход газа, приведенного к стандартным условиям, с учетом коэффициента сжимаемости.

Установки обеспечивают для каждой подключенной на измерение нефтяной скважины:  
-измерения среднего массового расхода и массы сырой сепарированной нефти;  
-измерения среднего объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям;  
-измерения среднего массового расхода и массы обезвоженной нефти;  
-индикации, архивирования и передачи результатов измерений на диспетчерский пункт нефтяного промысла.

Установка состоит 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;
- первичные измерительные преобразователи температуры, давления и перепада 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.

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

Общий вид установки приведен на рисунках 1, 1а.



Рисунок 1 - Установка измерительная «Мера». Общий вид.



Рисунок 1а - Установка измерительная «Мера». Общий вид.

## Программное обеспечение

Установки имеют встроенное программное обеспечение (далее ПО), выполняющее вычислительные функции в соответствии с назначением установок и влияющее на их метрологические характеристики.

ПО состоит из микропрограмм:

- MG\_DL\_0912\_1407 для контроллера «Direct Logic»;
- MG\_SM\_1109\_1552 для контроллера «Siemens ET200S»;
- 20110313 для контроллера «SCADAPack32».

Метрологически значимая часть ПО в отдельный блок не выделяется.

ПО обеспечивает следующие функции:

- управление технологическим процессом измерений (соответствие с выбранным методом измерений);
- преобразование сигналов первичных измерительных преобразователей в числовые значения измеряемых величин;
- вычисление результатов измерений;
- переключение измерений между скважинами.

Идентификационные данные программного обеспечения представлены в таблице

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО МЕРА контроллера Direct Logic	MG_DL_0912_1407	7D9C2106	32945597	CRC32
ПО МЕРА контроллера Siemens ET200S	MG_SM_1109_1552	7DB93134	20259BE1	STEP7
ПО МЕРА контроллера SCADAPack32	20110313	7DB34102	F74F57DB	CRC32

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» согласно МИ 3286-2010.

Схемы пломбирования контроллеров от несанкционированного доступа приведены на рисунках 2-4.



Рисунок 2 - Схема пломбирования контроллера «Direct Logic»

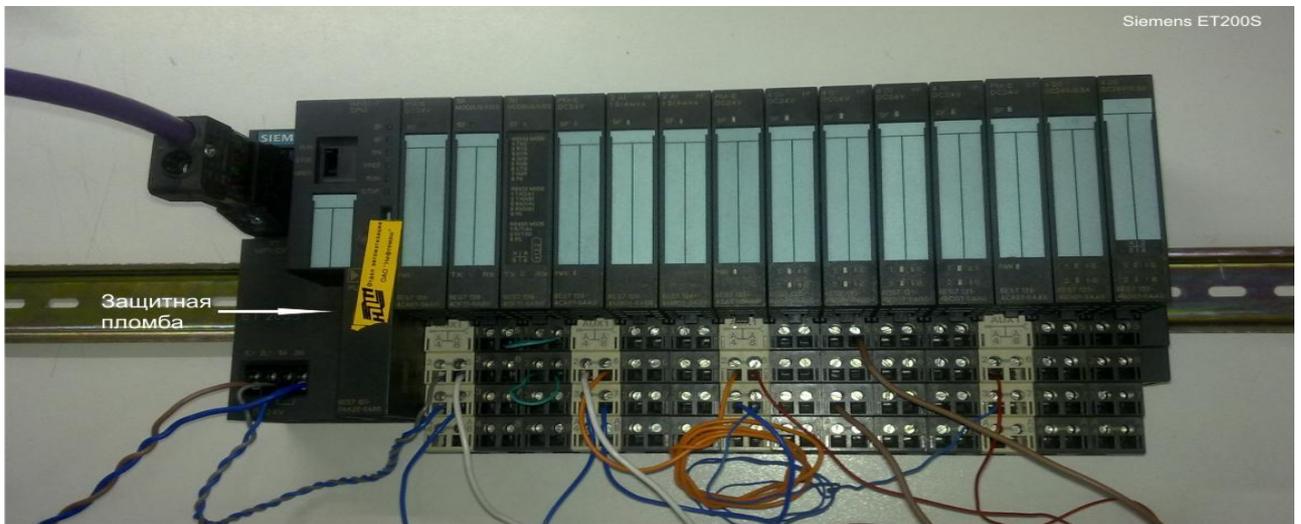


Рисунок 3 - Схема пломбирования контроллера «Siemens»



Рисунок 4 - Схема пломбирования контроллера «SCADAPack32»

### Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда – продукция нефтяных скважин с параметрами:

-давление, МПа	от 0,2 до 6,3
-температура, °С	от минус 5 до плюс 85
-кинематическая вязкость жидкости, м <sup>2</sup> /с	от 1·10 <sup>-6</sup> до 120·10 <sup>-6</sup>
-плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	от 700 до 1180
-максимальное содержание газа при стандартных условиях (газовый фактор), м <sup>3</sup> /т	до 1000
-вламосодержание, %	до 100
Верхний предел массового расхода жидкости, кг/ч (т/сут)	20830 (500) 83330 (2000)

Нижний предел массового расхода жидкости, в процентах от верхнего предела, %	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 вламосодержании, %	
От 0 до 70 %	± 6
Св.70 до 95 %	± 15
Св. 95%	в соответствии с методикой измерений
Верхний предел расхода газа, приведенного к стандартным условиям, м <sup>3</sup> /ч (м <sup>3</sup> /сут)	20830 (500000) 83330 (2000000)

Нижний предел расхода газа, приведенного к стандартным условиям, м <sup>3</sup> /ч (м <sup>3</sup> /сут)	1 (24) 4 (96)
---	------------------

Пределы допускаемой относительной погрешности установки при измерении объема и объемного расхода газа, приведенных к стандартным условиям, %	± 5
Пределы измерений давления рабочей среды, МПа	от 0,2 до 6,3
Пределы допускаемой приведенной погрешности установки при измерении давления, %	± 0,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки при измерении температуры, С	± 0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности установки при измерении перепада давления, %	± 0,3
Пределы допускаемой погрешности устройства обработки информации:	
-при преобразовании токовых сигналов (приведенная), %	± 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	220/380 В ± 15 %
Потребляемая мощность,	не более 30 кВт·А
Габаритные размеры (длина х ширина х высота), не более:	
-блока технологического	12360 х 3250 х 3960 мм
-блока контроля и управления	6000 х 3250 х 2640 мм
Масса, не более:	
-блока технологического	30000 кг

-блока контроля и управления	2500 кг
Климатическое исполнение	УХЛ.1 по ГОСТ 15150-69
Срок службы, не менее	10 лет

По взрывоопасной и пожарной опасности установка относится к помещениям с производствами категории А по ВНТП01/87/04 и НПБ105-95.

Класс взрывоопасной зоны в помещении блока технологического В-1а по классификации «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

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

### 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 средства измерений

Наименование	Количество
Блок технологический	1 компл.
Датчик дифференциального давления	2 шт.*
Датчик давления	2 шт.*
Датчик температуры	2 шт.*
Блок контроля и управления	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». Методика поверки» МП 3667.011.00137182-2012, утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ» 10 февраля 2012 г.

В перечень основного поверочного оборудования входят:

- толщиномер ультразвуковой 37DL PLUS с основной абсолютной погрешностью измерений  $\pm 0,01$  мм;
- расходомер кориолисовый массовый RCCS33, расход от 0,45 до 1500 кг/ч, с пределом относительной погрешности  $\pm 0,25$  %;
- расходомер кориолисовый массовый RCCS39, расход от 43 до 120000 кг/ч, с относительной погрешностью  $\pm 0,25$  %;
- частотомер ЧЗ-57  $10^8$ имп ( $10^{-3}$ -100) с ТУ 25-06.86541-86, с относительной погрешностью  $\pm 2,5 \cdot 10^{-7}$ ;
- ареометр АОН-1, (940...1000) кг/м<sup>3</sup>, цена деления  $\pm 1$  кг/м<sup>3</sup>, с абсолютной погрешностью  $\pm 0,5$  кг/м<sup>3</sup>;
- датчик расхода жидкости ДРЖИ 25-8-МП, расход от 0,8 до 8 м<sup>3</sup>/ч, с относительной погрешностью  $\pm 0,5$  %;
- датчик расхода жидкости ДРЖИ 50-30-МП, расход от 3 до 30 м<sup>3</sup>/ч, с относительной погрешностью  $\pm 0,5$  %;
- датчик расхода жидкости ДРЖИ 100-200-МП, расход от 20 до 200 м<sup>3</sup>/ч, с относительной погрешностью  $\pm 0,5$  %;

-датчик расхода газа ДРГ.М-160, расход при рабочих условиях от 4 до 160 м<sup>3</sup>/ч, с относительной погрешностью ± 1,5 %;

-датчик расхода газа ДРГ.М-2500, расход при рабочих условиях от 125 до 2500 м<sup>3</sup>/ч, с относительной погрешностью ± 1,5 %.

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

Методы измерений приведены в «Рекомендация ГСИ. Количество нефти и нефтяного газа нефтедобывающей скважины. Методика измерений измерительными установками «Мера», свидетельство об аттестации № 441/01.002.48-2008/2011.

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам измерительным «Мера»**

ГОСТ 2939-63 Газы. Условия для определения объема.

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

ГОСТ Р 51330.0-99 (МЭК 60079-0-98) Электрооборудование взрывозащищенное.

Часть 0. Общие требования.

ГОСТ Р 51330.1-99 (МЭК 60079-1-98) Электрооборудование взрывозащищенное.

Часть 1. Взрывозащита вида «взрывонепроницаемая оболочка».

ТУ 3667-011-00137182-2005 Установки измерительные «Мера». Технические условия.

### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Выполнение государственных учетных операций.

### **Изготовитель**

ОАО «ГМС Нефтемаш» 625003, г. Тюмень, ул. Военная, 44; телефон (3452) 430-103, факс (3452) 432-239; e-mail: [girs@hms-neftemash.ru](mailto:girs@hms-neftemash.ru)

### **Испытательный центр**

ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ», ул. Минская, д.88, г. Тюмень, 625027.

<http://www.csm72.ru>, e-mail: [mail@csm72.ru](mailto:mail@csm72.ru)

Заместитель Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.П.

«\_\_»\_\_\_\_\_2012 г.