

## 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.

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



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»

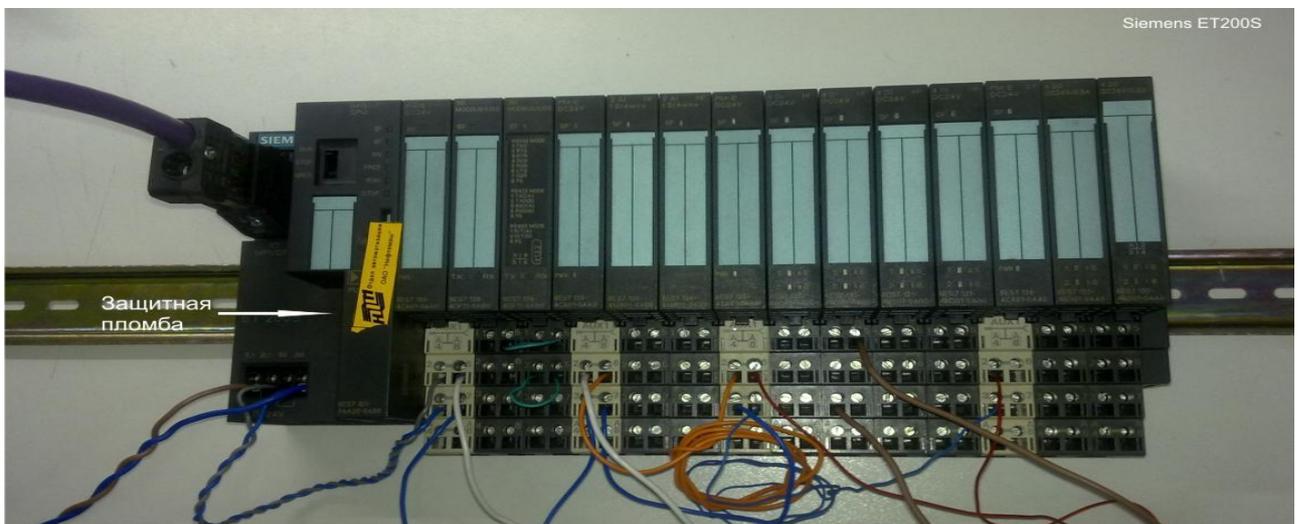


Рисунок 3 - Схема пломбирования контроллера «Siemens»



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-Іа по классификации «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

Категория и группа взрывоопасной смеси ІА-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.

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](mailto:nhs@nt-rt.ru)