

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные «Мера-ММ.51»

Назначение средства измерений

Установки измерительные «Мера-ММ.51» (далее - установки) предназначены для измерений расхода и количества разделенных в процессе сепарации компонентов продукции нефтяных скважин.

Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на разделении газожидкостного потока продукции нефтяных скважин на жидкостную и газовую составляющую с помощью сепаратора и последующим определением массы и массового расхода сырой нефти, и объема и объемного расхода нефтяного газа.

Измерение отделенной в процессе сепарации массы сырой нефти производится кориолисовыми счетчиками расходомерами. Измерение выделившегося в процессе сепарации объема нефтяного газа производится кориолисовыми счетчиками расходомерами с учетом молярного состава газа или объемными расходомерами счетчиками позволяющим по измеренным значениям давления газа, температуры, коэффициента сжимаемости и времени, вычислить объем и объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям.

По результатам измерений массы сырой нефти и объемной доли воды в сырой нефти вычисляется значение массы нефти без учета воды.

Установки состоят 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;
- расходомер жидкостной;
- расходомер газовый;
- первичные измерительные преобразователи температуры, 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.

Для измерения массы и массового расхода сырой нефти и объема нефтяного газа используются в зависимости от комплектации:

- счетчики – расходомеры массовые Micro Motion (Госреестр № 45115-10);
- счетчики – расходомеры массовые кориолисовые Rotamass (Госреестр № 27054-09);
- расходомеры массовые Promass (Госреестр № 15201-11);

Для измерения объемной доли воды в сырой нефти используются в зависимости от комплектации:

- влагомер сырой нефти ВСН-АТ (Госреестр № 42678-09);
- влагомер сырой нефти ВСН-2 (Госреестр № 24604-12);

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.

В зависимости от комплектации применяют один из двух типов контроллеров:

- контроллеры измерительные АТ-8000, изготовитель ЗАО «Аргоси» (Госреестр № 42676-09)
- контроллеры измерительные R-АТ-ММ, изготовитель ЗАО «Аргоси» (Госреестр № 43692-10)

Установки обеспечивают для каждой подключенной на измерение нефтяной скважины:

- измерения среднего массового расхода и массы сепарированной сырой 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.

Общий вид установки приведен на рисунках 1, 1а.



Рисунок 1 - Установка измерительная «Мера-ММ.51». Общий вид.



Рисунок 1а - Установка измерительная «Мера-ММ.51». Общий вид.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) установок представляет собой встроенное ПО контроллера, входящего в состав установок. Алгоритмы вычислений контроллеров аттестованы, свидетельство об аттестации программного обеспечения № ПО/014-2011 от 10.03.2011 г., выдано ГЦИ СИ ООО КИП «МЦЭ».

Встроенное ПО контроллеров, влияющее на метрологические характеристики установок, хранится в энергонезависимой (flash) памяти контроллеров, обеспечивает общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных и памятью, интерфейсами контроллера, производство вычислительных операций, хранение калибровочных таблиц, передачу данных на верхний уровень. После включения электропитания установок происходит автоматическая инициализация контроллера в режиме исполнения. Встроенное ПО контроллеров устанавливается на заводе-изготовителе установок и в процессе эксплуатации изменению не подлежит. Метрологические характеристики установок нормированы с учетом встроенного ПО контроллеров.

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.

Таблица 1. Идентификационные данные программного обеспечения.

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
DebitCalc	V0.1	3a0442256a3abe0f64a 7c4e927160bd3	MD5

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 2-3.



Рисунок 2 - Общий вид контроллеров АТ-8000

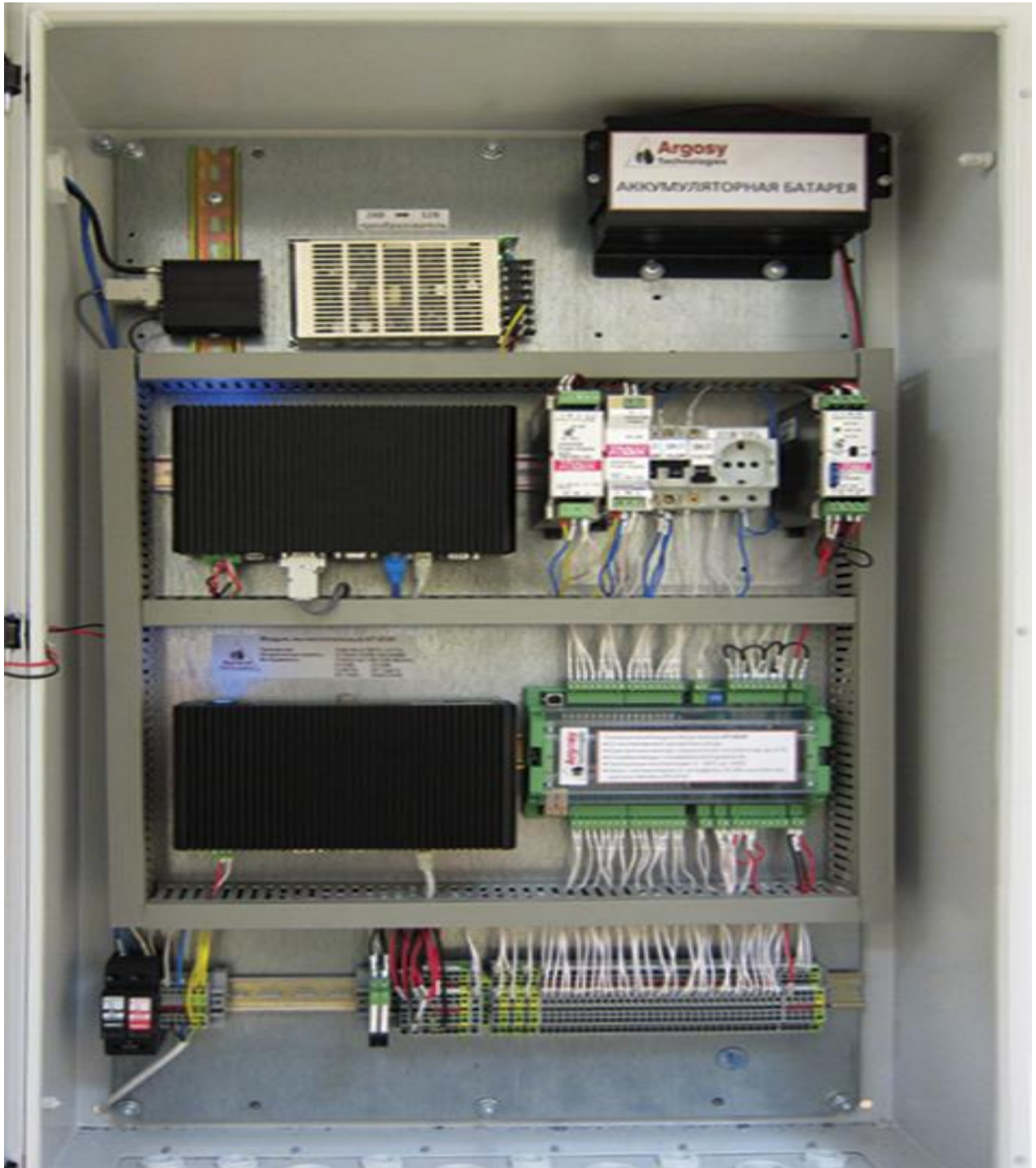


Рисунок 3 - Общий вид контроллеров R-AT-MM.

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 90 |
| - кинематическая вязкость жидкости, м ² /с | от 1·10 ⁻⁶ до 150·10 ⁻⁶ |
| - плотность жидкости, кг/м ³ | от 700 до 1180 |
| - максимальное содержание газа
при стандартных условиях (газовый фактор), м ³ /т | до 1000 |
| - объемная доля воды в сырой нефти, % | до 98 |

Диапазон измерений массового расхода сырой нефти, т/ч (т/сут) от 0,2 до 62,5
(от 5 до 1500).

Диапазон измерений объемного расхода свободного нефтяного газа,
приведенный к стандартным условиям, м³/ч (м³/сут) от 2 до 62500
(от 50 до 1500000).

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти, % ± 2,5.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти (без учета воды) при содержании воды в сырой нефти (в объемных долях), %

От 0 до 70 % ± 6;

Св.70 до 95 % ± 15;

Св. 95 до 98 % ± 40.

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефти, %:

- при комплектации влагомерами сырой нефти ВСН-2, %:
До 70% ± 1,0;

- при комплектации влагомерами сырой нефти ВСН-АТ, %:
От 0,01 до 50% ± 0,5;

От 50 до 90% ± 1,0;

От 90 до 98% ± 0,66.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерении объема и объемного расхода газа, приведенных к стандартным условиям, % ± 5,0.

Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления, % ± 0,3.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С ± 0,5.

Пределы допускаемой погрешности системы обработки информации:
- при преобразовании токовых сигналов (приведенная), % ± 0,1;

- при измерении числа импульсов (абсолютная), имп. ± 1,0;

- при измерении времени (относительная), % ± 0,1;

- алгоритма вычисления массы сырой нефти без учета воды и объема нефтяного газа приведенного к стандартным условиям (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 × ширина × высота), не более:

- блока технологического 12360 × 3250 × 3960 мм;

- блока контроля и управления 6000 × 3250 × 3960 мм.

Масса, не более:
- блока технологического 30000 кг;

- блока контроля и управления 10000 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 НПБ105-03.

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
Установка измерительная «Мера-ММ.51»	1 компл.
Эксплуатационная документация (согласно ведомости эксплуатационной документации)	1 компл.
Методика поверки	1 экз.

Поверка

осуществляется по инструкции НА.ГНМЦ.0042-13 МП «ГСИ. Установки измерительные МЭРА-ММ.51. Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 18 октября 2013 г.

В перечень основного поверочного оборудования входят:

- расходомер кориолисовый массовый RCCS33, расход от 0,45 до 1500 кг/ч, с пределом относительной погрешности $\pm 0,15$ %;
- расходомер кориолисовый массовый RCCS39, расход от 43 до 120000 кг/ч, с относительной погрешностью $\pm 0,15$ %;
- частотомер ЧЗ-57, ТУ 25-06.86541-86, с относительной погрешностью $\pm 2,5 \cdot 10^{-7}$;
- ареометр АОН-1, (940...1000) кг/м³, цена деления ± 1 кг/м³, с абсолютной погрешностью $\pm 0,5$ кг/м³;
- датчик расхода газа ДРГ.М-160, расход при рабочих условиях от 4 до 160 м³/ч, с относительной погрешностью $\pm 1,5$ %;
- датчик расхода газа ДРГ.М-2500, расход при рабочих условиях от 125 до 2500 м³/ч, с относительной погрешностью $\pm 1,5$ %.
- термостат жидкостный Термотест-100 (Гостреестр № 39300-08);
- термометр сопротивления платиновый вибропрочный эталонный ПТСВ-1-2 (Гостреестр № 32777-06).
- калибратор многофункциональный МС5-R (Гостреестр № 22237-08);

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений приведены в документе «Количество извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Методика измерений измерительными установками «Мера-ММ.51», утвержденной ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань 7 октября 2013 г.

Нормативные и технические документы, распространяющиеся на установки измерительные «Мера-ММ.51»

1. ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.
2. ТУ 3667-023-00137182-2007 Установки измерительные «Мера-ММ». Технические условия.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных 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

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Обособленное подразделение Головной научный метрологический центр ОАО «Нефтеавтоматика» в г. Казань
420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, д.2а;
Тел/факс: (843) 295-30-47; 295-30-96; 272-47-86;
E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru, www.nefteavtomatika.ru
Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ОП ГНМЦ «ОАО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30141-10 от 01.03.2010 г.

Заместитель Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «_____» _____ 2014 г.