

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Установки измерительные «Мера-ММ.61»

#### Назначение средства измерений

Установки измерительные «Мера-ММ.61» (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, объема и объемного расхода нефтяного газа.

Измерение массы сырой нефти, отделенной в процессе сепарации, производится кориолисовыми счетчиками расходомерами. Измерение объема нефтяного газа, выделившегося в процессе сепарации, производится кориолисовыми счетчиками, позволяющими по измеренным значениям массы газа, плотности газа, приведенной к стандартным условиям 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.

Для измерения массы и массового расхода сырой нефти и объема нефтяного газа используются счетчики – расходомеры массовые Micro Motion (Госреестр № 45115-10).

Для измерения объемной доли воды в сырой нефти используются влагомеры сырой нефти ВСН-АТ (Госреестр № 42678-09);

В блоке контроля и управления размещены:

- контроллер 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 контроллера, 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 механизированного куста скважин КМКС, изготовитель ЗАО «ПИК Прогресс» (Госреестр № 50210-12).

Установки могут выпускаться в двух модификациях с влагомером и без влагомера.

Измерения массы и массового расхода нефти в установках без влагомера производятся косвенным методом исходя из лабораторных данных, полученных при исследовании пробы сырой нефти, введенных в память контроллера.

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 нефти без учета воды;
- индикацию, архивирование и передачи результатов измерений на диспетчерский пункт нефтяного промысла.

Общий вид установки приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Установка измерительная «Мера-ММ.61». Общий вид.

## Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) установок представляет собой встроенное ПО контроллера, входящего в состав установок. 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 контроллеров и в процессе эксплуатации изменению не подлежит. Метрологические характеристики установок нормированы с учетом встроенного ПО контроллеров.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1.

| Идентификационное наименование ПО | Номер версии | Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода) | Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО |
|-----------------------------------|--------------|-----------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|
| qmicro                            | 03.14.001791 | 1420.2341                                                       | CRC16                                           |
| DebitCalc                         | 03.14.001891 | 1520.2341                                                       | CRC16                                           |

Нормирование метрологических характеристик Установки проведено с учетом того, что программное обеспечение является неотъемлемой частью Установки.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

## Метрологические и технические характеристики

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, м<sup>3</sup>/ч (м<sup>3</sup>/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 99% ± 40.

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

Условия эксплуатации:

Диапазон избыточного рабочего давления, МПа от 0,2 до 4,0.

Диапазон температур, °С от 0 до плюс 60.

Диапазон кинематической вязкости жидкости, м<sup>2</sup>/с от 1·10<sup>-6</sup> до 150·10<sup>-6</sup>.

|                                                                            |                         |
|----------------------------------------------------------------------------|-------------------------|
| Диапазон плотности сырой нефти, кг/м <sup>3</sup>                          | от 700 до 1180.         |
| Объемная доля воды в сырой нефти, %                                        | до 99.                  |
| Значение газового фактора при стандартных условиях, м <sup>3</sup> /т      | до 1000.                |
| 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, кВт·А                                     | 30.                     |
| Габаритные размеры (длина × ширина × высота), не более, мм:                |                         |
| - блока технологического                                                   | 12360 × 3250 × 3960;    |
| - блока контроля и управления                                              | 6000 × 3250 × 3960.     |
| Масса, не более, кг:                                                       |                         |
| - блока технологического                                                   | 30000;                  |
| - блока контроля и управления                                              | 10000.                  |
| Климатическое исполнение                                                   | УХЛ.1 по ГОСТ 15150-69. |
| Средняя наработка на метрологический отказ, ч                              | 20000.                  |
| Срок службы, не менее, лет                                                 | 10.                     |

### 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.61»                                             | 1 компл.   |
| Эксплуатационная документация (согласно ведомости эксплуатационной документации) | 1 компл.   |
| Методика поверки                                                                 | 1 экз.     |

### Поверка

осуществляется по документу МП 57865-14 «Инструкции. ГСИ. Установки измерительные «МЕРА-ММ.61». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ» 17 марта 2014 г.

В перечень основного поверочного оборудования входят:

-рабочий эталон 2-го разряда единицы массового расхода газожидкостных смесей ОГМ-0001 (№ 3.2.ГНЭ.0001.2014), ОГМ-0002 ((№ 3.2.ГНЭ.0002.2014), расход жидкости от 1000 до 100000 кг/ч, с пределом относительной погрешности ± 0,8 %, расход газожидкостной смеси от 1000 до 100000 кг/ч, с пределом относительной погрешности ± 0,8 %, расхода газа от 4 до 62500 м<sup>3</sup>/ч, с пределом относительной погрешности ± 1,6 %

Средства поверки для средств измерений, входящих в состав установки, указаны в документах на их поверку.

### Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений приведены в документе «Количество извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Методика измерений измерительными установками «Мера-ММ.61», утвержденной ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ» 20 марта 2014 г.

**Нормативные и технические документы, распространяющиеся на установки измерительные «Мера-ММ.61»**

1. ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ. Измерения количества извлекаемой 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](mailto:girs@hms-neftemash.ru)

**Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской области, Ханты-Мансийском автономном округе - Югра, Ямало-Ненецком автономном округе» (ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ»)  
625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88. Тел. 3452-206295, т/факс 3452-280084, E-mail: [mail@csm72.ru](mailto:mail@csm72.ru)

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30024-11 от 08.08.2011 г.

Заместитель Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.