

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, 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 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, м²/с от 1·10⁻⁶ до 150·10⁻⁶.

Диапазон плотности сырой нефти, кг/м ³	от 700 до 1180.
Объемная доля воды в сырой нефти, %	до 99.
Значение газового фактора при стандартных условиях, м ³ /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 м³/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

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

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.