

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные «МЕРА-ММ.101»

Назначение средства измерений

Установки измерительные «МЕРА-ММ.101» (далее - установки) предназначены для измерений массы и массового расхода сырой нефти, объема и объемного расхода нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям.

Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на разделении газожидкостного потока продукции нефтяных скважин на жидкостную и газовую составляющую с помощью сепаратора и последующим измерением 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 с применением кориолисовых или объемных счетчиков-расходомеров, позволяющих 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, измеренной поточным влагомером или в испытательной лаборатории, вычисляется величина массы нефти без учета воды.

Установки состоят из блока технологического и блока контроля и управления. Блоки соединены между собой интерфейсным и силовым кабелем.

В блоке технологическом размещены: распределительное устройство; сепаратор; расходомер жидкостной; расходомер газовый; первичные измерительные преобразователи температуры, давления; 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 измерений массы и массового расхода сырой нефти используются в зависимости от комплектации:

- счетчики – расходомеры массовые Micro Motion (регистрационный № 45115-16);
- счетчики – расходомеры массовые ЭЛМЕТРО - Фломак (регистрационный № 47266-11);
- счетчики – расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260» (регистрационный № 42953-15).

Для измерений объема и объемного расхода нефтяного газа используются в зависимости от комплектации:

- счетчики – расходомеры массовые Micro Motion (регистрационный № 45115-16);
- датчики расхода газа ДРГ.М (Гос. реестр № 26256-06).

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

- влагомер сырой нефти ВСН-АТ (регистрационный № 62863-15);
- измеритель обводненности Red Eye (регистрационный № 47355-11).

В блоке контроля и управления размещены:

- устройство обработки информации реализует функции управления, сбора, обработки, хранения и передачи информации;
- вторичные устройства измерительных преобразователей, размещенных в технологическом блоке;
- силовой шкаф для питания устройства обработки информации, систем отопления, освещения, вентиляции.

В зависимости от комплектации применяют один из контроллеров:

- контроллеры измерительные АТ-8000 (регистрационный № 61018-15);
- контроллеры механизированного куста скважин КМКС (регистрационный № 50210-12).

Установки обеспечивают для каждой подключенной на измерение нефтяной скважины:

- измерения массового расхода и массы сепарированной сырой нефти;
- измерения объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям;
- измерения массового расхода и массы нефти без учета воды;
- индикации, архивирования и передачи результатов измерений на диспетчерский пункт нефтяного промысла.

Общий вид установки приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Установка измерительная «МЕРА-ММ.101». 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, произведение 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.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения.

Идентификационные признаки	КМКС, АТ-8000
Идентификационное наименование ПО	SP32.IS.001
Номер версии (идентификационный номер) ПО	V1.00000
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	8DBB.10AC
Другие идентификационные признаки	-

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

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики.

Рабочая среда	продукция нефтяных скважин
Давление, МПа	от 0,2 до 4,0
Температура, °С	от 0 до +60
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 99,9
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 ³ /ч (м ³ /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), %	
– при влагосодержании от 0 % до 70 %	±6 %
– при влагосодержании свыше 70 % до 95 %	±15 %
– при влагосодержании свыше 95 % до 98 %	±3 %
– при влагосодержании свыше 98 % до 99,9 %	±80 %
Пределы допускаемой относительной погрешности измерении объема и объемного расхода газа, приведенные к стандартным условиям, %	±5,0

Продолжение таблицы 2.

Количество входов для подключения скважин	от 1 до 14
Напряжение питания сети переменного тока частотой (50 ± 1) Гц 220/380 В	±15 %
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	30
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм, не более:	
- блока технологического	12360 × 3250 × 3960
- блока контроля и управления	6000 × 3250 × 3960
Масса, кг, не более:	
- блока технологического	30000
блока контроля и управления	10000
Срок службы, лет, не менее	20

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.101»	1 компл.
Эксплуатационная документация (согласно ведомости эксплуатационной документации)	1 компл.
Методика поверки	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу НА.ГНМЦ.0101-16 МП «ГСИ. Установки измерительные «МЕРА-ММ.101». Методика поверки», утвержденному ПАО «Нефтеавтоматика» 12 февраля 2016 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 1-го или 2-го по ГОСТ 8.637-2013;
либо:

- установка поверочная счетчиков жидкости с диапазоном воспроизводимых расходов от 0,2 до 83,3 т/ч (м³/ч) с пределами допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода жидкости не хуже ±0,1 %;

- установка поверочная газовая с диапазоном воспроизводимых расходов от 2 до 63000 м³/ч с пределами допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, не хуже ±0,5 %;

- манометры грузопоршневые МП по ГОСТ 8291-83, класс. точности 0,05;

- термометр сопротивления эталонный ЭТС-100 с диапазоном измерений от 0 °С до плюс 60 °С и пределами допускаемой доверительной абсолютной погрешности ±0,15 °С.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений приведены в документе «Количество извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Методика измерений с применением установки измерительной «МЕРА-

ММ.101», МН 621 – 2015, утвержденной ОП ГНМЦ ПАО «Нефтеавтоматика», г. Казань, 15 декабря 2015 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам измерительным «МЕРА-ММ.101»

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

ГОСТ 8.637-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков

ГОСТ 8.510-2002 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости

ГОСТ Р 8.618-2014 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного и массового расходов газа

ТУ 3667-023-00137182-2007 Установки измерительные «МЕРА-ММ». Технические условия.

Изготовитель

Акционерное общество «ГМС Нефтемаш»

ИНН 7204002810

Адрес: 625003, г. Тюмень, ул. Военная, 44,

Тел. (3452) 43-01-03,

Факс (3452) 43-22-39;

E-mail: girs@hms-neftemash.ru

Испытательный центр

Публичное акционерное общество «Нефтеавтоматика»

420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, д.2а

Тел/факс: (843) 295-30-47, 295-30-96;

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации ПАО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 09.10.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «___»_____2016 г.