

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные «МЕРА-ММ.101»

Назначение средства измерений

Установки измерительные «МЕРА-ММ.101» (далее - установки) предназначены для циклических и непрерывных измерений расходов и количества компонентов, индикации, архивирования и передачи результатов измерений и аварийных сигналов на диспетчерский пункт нефтяного промысла.

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 скважинной жидкости, и объема и объемного расхода нефтяного газа.

Измерение отделенной в процессе сепарации массы скважинной жидкости 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 скважинной жидкости и объемной доли воды в скважинной жидкости, 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 скважинной жидкости используются в зависимости от комплектации:

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

- счетчики расходомеры массовые кориолисовые «ЭМИС-МАСС 260» (регистрационный № 77657-20);

- счетчики-расходомеры массовые Штрай-Масс (регистрационный № 70629-18).

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 (регистрационный № 26256-06);

- счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260» (регистрационный № 42953-15);

- счетчики расходомеры массовые кориолисовые «ЭМИС-МАСС 260» (регистрационный № 77657-20).

Для измерения объемной доли воды в скважинной жидкости 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 (далее – АТ-8000) (регистрационный № 61018-15);

- контроллеры механизированного куста скважин (далее – КМКС) (регистрационный № 50210-12);

Установки обеспечивают для каждой подключенной на измерение нефтяной скважины:

- измерения массового расхода и массы сепарированной скважинной жидкости;

- 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 данные (признаки)	Значение	
	КМКС	АТ-8000
Идентификационное наименование ПО	SP32.IS.001	SP32.IS.001
Номер версии (идентификационный номер) ПО	V1.00000	V1.00000
Цифровой идентификатор ПО	8DBB10AC	8DBB10AC
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32

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 характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода скважинной жидкости, т/ч (т/сут)	от 0,2 до 62,5 ¹⁾ (от 5 до 1500)
Диапазон измерений объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям, м³/ч (м³/сут)	от 2 до 62500 ¹⁾ (от 50 до 1500000)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости, %	± 2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости (без учета воды) при содержании воды в скважинной жидкости (в объемных долях), % – при влагосодержании от 0 % до 70 % – при влагосодержании свыше 70 % до 95 % – при влагосодержании свыше 95 % до 98 % – при влагосодержании свыше 98 % до 99,9 %	± 6 % ± 15 % ± 43 % ± 80 %
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения объема и объемного расхода газа, приведенные к стандартным условиям, %	± 5,0
¹⁾ Диапазоны измерений указываются в паспорте каждого экземпляра установки.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	скважинная жидкость
Параметры измеряемой среды: – давление, МПа – температура, °С – кинематическая вязкость жидкости, м²/с – плотность жидкости, кг/м³ – максимальное содержание газа при стандартных условиях (газовый фактор), м³/т, не более – объемная доля воды в скважинной жидкости, %, не более	от 0,2 до 10,0 ¹⁾ от 0 до +60 ²⁾ от 1·10 ⁻⁶ до 500·10 ⁻⁶ от 700 до 1180 1000 99,9
Количество входов для подключения скважин	от 1 до 14
Параметры электропитания: – напряжение переменное, В – частота переменного тока, Гц	230±23/400±40 50±1
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	30
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм, не более: – блока технологического – блока контроля и управления	12360 × 3250 × 3960 6000 × 3250 × 3960
Масса, кг, не более: – блока технологического – блока контроля и управления	30000 10000
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, %	от 10 до 30 от 30 до 80 от 84 до 106,7

Наименование характеристики	Значение
– атмосферное давление, кПа	
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	УХЛ.1
Срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, ч	80000
¹⁾ Рабочее давление подбирается из стандартного ряда 4,0; 6,3; 10,0 МПа; ²⁾ При условии отсутствия кристаллизованной влаги в рабочих условиях скважинной жидкости.	

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.

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.

Государственная поверочная схема для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утв. Приказом Росстандарта №256 от 07.02.2018.

Государственная поверочная схема для средств измерений объемного и массового расходов газа, утв. Приказом Росстандарта №2825 от 29.12.2018.

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