

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Установки измерительные «МЕРА-ММ.(SPD)»

#### Назначение средства измерений

Установки измерительные «МЕРА-ММ.(SPD)» (далее - установки) предназначены для измерений массы и массового расхода сырой нефти и сырой нефти без учета воды, 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, времени и расчетным коэффициентом сжимаемости вычислить объем и объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям.

По результатам измерений массы сырой нефти и объемной доли воды в сырой нефти, рассчитанной или измеренной в испытательной лаборатории, вычисляется величина массы нефти без учета воды.

Установки, в зависимости от комплектации, состоят из:

- блока технологического и блока контроля и управления, в котором размещаются шкафы управления;
- блока технологического и блоков автоматики и связи, проектируемых в составе технологического объекта, в которых размещаются шкафы управления.

Технологический блок представляет собой модульное здание типовой конструкции с размещенным внутри оборудованием. Технологический блок соединяется со шкафами управления интерфейсным, силовым и контрольным кабелями.

В блоке технологическом размещены: сепаратор; счетчик-расходомер для жидкости; счетчик-расходомер для газа; первичные измерительные преобразователи температуры, давления, перепада давления, трубопроводная обвязка, клапан регулирования уровня жидкости в сепараторе.

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 номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 13425-06, 45115-10 и 45115-16;
- счетчики – расходомеры массовые кориолисовые «Rotamass», регистрационный номер 27054-09 и 27054-14;
- расходомеры массовые «Promass», регистрационный номер 15201-11.

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

- счетчики – расходомеры массовые «Micro Motion», регистрационный номер 13425-06, 45115-10 и 45115-16;

- счетчики – расходомеры массовые кориолисовые «Rotamass», регистрационный номер 27054-09 и 27054-14;

- датчики расхода газа ультразвуковые корреляционные Dymetic-1223, регистрационный номер 37419-08;

- датчики расхода газа Dymetic-1223M, регистрационный номер 57997-14.

Объемная доля воды определяется по результатам анализа пробы рабочей среды в лаборатории или рассчитывается, и вносится как исходная информация по каждой скважине.

Для измерения температуры рабочей среды используются преобразователи температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более  $\pm 0,5$  °С.

Для измерения давления рабочей среды используются преобразователи давления с пределами допускаемой приведенной погрешности не более  $\pm 0,25$  %.

В блоке контроля и управления (блоке автоматики и связи) размещены:

- устройство обработки информации, реализующее функции управления, сбора, обработки, хранения и передачи информации;

- силовой шкаф для питания устройства обработки информации, систем отопления, освещения, вентиляции.

В качестве устройств обработки информации применяют:

- контроллеры программируемые DirectLOGIC, регистрационный номер 17444-08, 17444-11 и 65466-16;

- системы управления модульные V&R X20, регистрационный номер 57232-14.

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.(SPD)». Общий вид.

Средства измерений, находящиеся в составе установок, подлежат пломбированию в соответствии с их описанием типа.

### Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) установок представляет собой загружаемое прикладное ПО контроллера, входящего в состав установки, и имеет метрологически значимую часть. ПО хранится в энергонезависимой (flash) памяти контроллера, обеспечивает общее управление базами данных и памятью, интерфейсами контроллера, выполнение вычислительных операций, хранение калибровочных таблиц, передачу данных на верхний уровень.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблице 1.

Идентификационные данные метрологически значимой части встроенного ПО контроллеров, входящих в состав установок, соответствуют указанным в их описаниях типа.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные признаки	B&R X20	Direct Logic
Идентификационное наименование ПО	SPD.BR.001	SPD.DL.001
Номер версии (идентификационный номер) ПО	17082017	12.130625
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	1512BA24	0416
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	CRC16

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
1	2
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 в рабочих условиях, м <sup>3</sup> /ч (м <sup>3</sup> /сут)	от 8,3 до 2700,0 (от 200 до 172800)
Диапазон измерений объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного 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 % Св.70 до 95 % Св. 95 до 99%	± 6,0 ± 15,0 согласно методике измерений

Продолжение таблицы 2

1	2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения объема и объемного расхода газа, приведенных к стандартным условиям, %	± 5,0
Примечания: 1. Верхний предел измерений объемного расхода свободного нефтяного газа в рабочих условиях не должен превышать 7200 м <sup>3</sup> /ч (172800 м <sup>3</sup> /сут). 2. Мгновенное значение объемного расхода свободного нефтяного газа в рабочих условиях, проходящего через счетчик-расходомер газа в циклическом режиме, должно быть не ниже 8,3 м <sup>3</sup> /ч (200 м <sup>3</sup> /сут).	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	сырая нефть
Параметры измеряемой среды:	
- избыточное давление, МПа	от 0,8 до 10,0
- температура, °С	от 25 до +100
- кинематическая вязкость жидкости, м <sup>2</sup> /с	от 1·10 <sup>-6</sup> до 150·10 <sup>-6</sup>
- плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	от 700 до 1180
- максимальное содержание газа при стандартных условиях (газовый фактор), м <sup>3</sup> /т, не более	1000
- объемная доля воды в сырой нефти, %, не более	99
Количество входов для подключения скважин	1
Параметры электрического питания:	
напряжение переменного тока, В	220/380
допустимое отклонение от номинального напряжения, %	± 15
частота переменного тока, Гц	(50 ± 1)
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
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	УХЛ.1
Срок службы, лет, не менее	20
Примечание – срок службы компонентов КИПиА определен производителем.	

### 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 средств измерений

Таблица 4 – Комплектность средств измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Установка измерительная	МЕРА-ММ.(SPD)	1 компл.
Эксплуатационная документация (согласно ведомости эксплуатационной документации)		1 компл.
Методика поверки		1 экз.

### **Поверка**

осуществляется по документу МП 76362-19 «ГСИ. Установки измерительные «МЕРА-ММ.(SPD)». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Тюменский ЦСМ» 25.06.2019 г.

Основные средства поверки:

Рабочий эталон 1-го или 2-го по ГОСТ 8.637-2013.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке установок измерительных «МЕРА-ММ.(SPD)».

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Количество извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Методика измерений измерительными установками «МЕРА-ММ.(SPD)», свидетельство об аттестации 1196/01.00248-2014/2017 от 10.08.2017 г.

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам измерительным «МЕРА-ММ.(SPD)»**

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

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

### **Изготовитель**

Акционерное общество «ГМС Нефтемаш» (АО «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](mailto:girs@hms-neftemash.ru)

### **Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской области, Ханты-Мансийском автономном округе – Югра, Ямало-Ненецком автономном округе» (ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

Адрес: 625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

Тел.: (3452) 20-62-95

Факс: (3452) 28-00-84

Web-сайт: <http://www.csm72.ru/>

E-mail: [mail@csm72.ru](mailto:mail@csm72.ru)

Аттестат аккредитации ФБУ «Тюменский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311495 от 03.02.2016 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.