

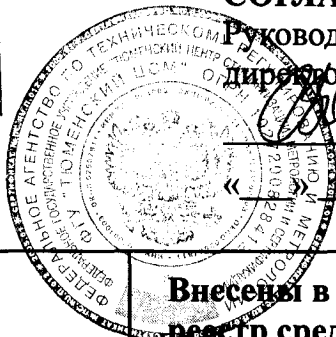
Приложение к свидетельству
№ 40452 об утверждении типа
средств измерений

СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ -
директор ФГУ «Тюменский ЦСМ»

В.В. Вагин

2009 г.



**РАСХОДОМЕРЫ
МНОГОФАЗНЫЕ «МФРМ»**

**Внесены в Государственный
реестр средств измерений**

**Регистрационный № 44908-10
Взамен № _____**

Выпускаются по техническим условиям ТУ 4213-001-58772902-2008

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Расходомеры многофазные МФРМ (далее – расходомеры) предназначены для измерения объема и массы сырой нефти (водонефтяной смеси), объема нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям по ГОСТ Р 8.615-2005, объемной доли воды в сырой нефти на устье нефтяных скважин и в напорных трубопроводах.

Область применения – контроль продукции, извлеченной из скважины (группы скважин) в системах сбора нефти и газа нефтяных промыслов.

ОПИСАНИЕ

Принцип действия расходомера основан на одновременном использовании методов измерений расходных характеристик (перепад давлений, ультразвуковой доплеровский, радиочастотный) с обработкой сигналов датчиков в режиме реального времени.

Измерение содержания пластовой воды в жидкости (далее – влагосодержания) реализовано на основе метода фазовой диагностики суперпозиции радиочастотных волн в резонаторе специальной формы (радиочастотные датчики). Кроме того, фиксируются значения давления и температуры в трубопроводе. Перепад давления на вертикальном участке трубопровода характеризует суммарный объемный расход газожидкостной смеси. Для пересчета измеренного объемного расхода в массовый используются данные по плотностям фаз газожидкостной смеси, полученные из лабораторных исследований, и внесенные в память модуля контроля и управления в качестве условно-постоянных величин. Приведение параметров измеряемой среды к стандартным условиям производится на основании измерений температуры и давления в соответствии с методикой, приведенной в ГСССД МР 113-03.

Расходомер состоит из модуля измерительного (далее – МИ) и модуля контроля и управления (далее – МКУ), конструктивно выполненных в одном корпусе.

МИ предназначен для измерения параметров потока, формирования и передачи выходных сигналов первичных преобразователей в МКУ.

В МИ расположены:

- П-образный трубопровод постоянного сечения диаметром от 30 до 120 мм, служащий для формирования потока газоводонефтяной смеси, с установленными на нем ультразвуковым и радиочастотным датчиками. На трубопроводе дополнительно

установлены датчик избыточного давления, датчик перепада давления и датчик температуры;

- системы освещения и сигнализации.

МКУ включает в себя блок управления БУ-1 и блок питания БП-1 обеспечивает питание, управление работой расходомера, сбор, преобразование, индикацию на отсчетном устройстве (дисплее) и передачу данных о результатах измерений на диспетчерский пункт нефтяного промысла.

Расходомер обеспечивает выполнение следующих функций:

1) непрерывное измерение в рабочих условиях объема, массы, объемного и массового расхода сырой нефти, нефти, объемной доли пластовой воды и приведенных к стандартным условиям объема и объемного расхода свободного газа;

2) вычисление, отображение на дисплее МКУ, архивирование в энергонезависимой памяти МКУ сроком не менее 32 суток и передачу по запросу оператора на диспетчерский пункт следующей измерительной информации:

- продолжительности каждого из измерений;
- значений объема, массы, объемного и массового расхода жидкости, нефти и пластовой воды в рабочих условиях и приведенного к стандартным условиям объема и объемного расхода свободного газа;
- исходных первичных данных (констант) для расчетов и измерений (параметров расходомера, параметров продукции нефтяных скважин).

3) автоматическое запоминание, архивирование, хранение, отображение на дисплее МКУ и передачу на диспетчерский пункт по запросу оператора следующей сигнальной информации:

а) аварийных сигналов:

- выхода рабочего давления расходомера за предельные значения;
- отказа любого из первичных измерительных преобразователей с токовыми выходными сигналами;
- выхода расхода жидкости за пределы заданного диапазона измерений;
- выхода температуры жидкости за пределы заданного диапазона измерений;
- сбоя в подаче электропитания расходомера;

б) текущего состояния расходомера и его отдельных элементов:

- несанкционированный доступ в расходомер;
- текущий режим работы расходомера («автоматизированное управление», «измерение»).

Программное обеспечение расходомера состоит из двух частей:

- встроенное программное обеспечение блока управления МКУ;
- программный интерфейс диспетчерского пункта.

Метрологически значимая часть программного обеспечения блока управления МКУ защищена контрольной суммой. Доступ к метрологически значимой части обеспечивается через специальный сервисный интерфейс, подключаемый с помощью ноутбука к МКУ. Идентификация обеспечивается распознаванием контрольной суммы неизменяемой части программного обеспечения.

Доступ к данным, влияющим на метрологические характеристики расходомера, возможен двумя способами:

- через программный интерфейс диспетчерского пункта (только в режиме просмотра);

- через сервисный интерфейс.

Обмен данными между расходомером и диспетчерским пунктом и передача управляющих сигналов осуществляется по беспроводной связи (протокол IEEE 802.11g). В базовой комплектации радиус действия беспроводной сети – 100 метров. Радиус действия может быть увеличен до нескольких километров за счёт добавления нескольких точек доступа в режиме повторителей и использования направленных антенн.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ И МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Рабочей (измеряемой) средой для расходомеров является продукция нефтяных скважин, включающая:

- сырую нефть, представляющую собой смесь углеводородов широкого физико-химического состава, пластовой воды, механических примесей, минеральных солей и растворенного нефтяного газа;
- свободный нефтяной газ.

Климатическое исполнение расходомера УХЛ3 по ГОСТ 15150-69, но для температуры окружающей среды от минус 45 до плюс 50 °С.

Оболочка расходомера обеспечивает степень защиты IP56 по ГОСТ 14254-96.

Таблица 1

Наименование показателя	Значение
1	2
Диапазон измерения давления, МПа	от 0,1 до 10,0
Диапазон измерения температуры, °С	от 0 до + 50
Условный диаметр расходомера, Ду, мм	33, 48, 73, 102
Диапазон измерений объемного расхода жидкости, м ³ /ч (м ³ /сут), для условного диаметра: Dy 33 Dy 48 Dy 73 Dy 102	от 0,04 до 20 (от 1 до 480) от 0,09 до 45 (от 2,2 до 1000) от 0,2 до 83 (от 5 до 2000) от 0,4 до 83 (от 10 до 2000)
Диапазон измерений массового расхода жидкости, т/ч (т/сут), для условного диаметра: Dy 33 Dy 48 Dy 73 Dy 102	от 0,03 до 20 (от 0,75 до 480) от 0,07 до 45 (от 1,7 до 1000) от 0,15 до 83 (от 3,8 до 2000) от 0,3 до 83 (от 7,5 до 2000)
Диапазон измерения объемного расхода свободного газа, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч (м ³ /сут)	от 0,1 до 4200 (от 2,5 до 100000)
Диапазон измерений объемной доли воды в нефти, %	от 0 до 95
Время готовности до восстановления работоспособного состояния при подключении расходомера, мин, не более	3
Потребляемая мощность, В·А, не более	250
Напряжение переменного тока	220 В ± 20 %
Пределы допускаемой абсолютной погрешности канала измерения температуры, °С	± 1,0

1	2
Пределы допускаемой приведенной погрешности канала измерения давления, %	$\pm 1,0$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительных каналов, %, не более: - объема и объемного расхода жидкости $\pm 2,0$ - массы и массового расхода жидкости $\pm 2,5$ - объема и объемного расхода свободного газа, приведенного к стандартным условиям $\pm 5,0$ - текущего времени $\pm 0,01$	
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности канала измерения объемной доли воды в нефти, %	$\pm 1,5$
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности канала измерения объемной доли воды в нефти, %: - от влияния температуры измеряемой среды, на каждые 10 °C отклонения от 20 °C - от влияния скорости измеряемой среды - от влияния концентрации хлористых солей - от содержания газа в жидкости	1/5 предела основной абсолютной погрешности не влияет не влияет 1/2 предела основной абсолютной погрешности
Пределы допускаемой абсолютной погрешности канала измерения плотности, кг/м ³	$\pm 5,0$
Потеря гидравлического напора на расходомере, МПа, не более*	0,1
Параметры измеряемой среды: – кинематическая вязкость, м²/с – объемное содержание сероводорода, %, не более – плотность жидкости, кг/м³ – влагосодержание, % – концентрация механических примесей, г/дм³, не более – концентрация хлористых солей, г/дм³, не более	от $1 \cdot 10^{-6}$ до $500 \cdot 10^{-6}$ 2 от 750 до 1100 от 1,0 до 100 2 300
Габаритные размеры расходомера (длина x ширина x высота), мм, не более	1300 x 480 x 1320
Масса, кг, не более	130
Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой расходомера по ГОСТ 14254-96	IP56
Режим работы	непрерывный
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность при + 35 °C, %, не более	от минус 45 до + 50 98
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	10 000
Срок службы, лет, не менее	8
Примечание: * - Потеря гидравлического напора нормируется для верхнего предела диапазона измерений расхода. В качестве рабочей жидкости при нормировании используется вода.	

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульный лист эксплуатационной документации методом штампелевания и на специальную табличку на лицевой панели корпуса расходомера любым методом, обеспечивающим сохранность информации в течение срока службы.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

В комплект поставки расходомера входят:

модуль измерительный, шт.	1
модуль контроля и управления, шт.	1
персональный компьютер (по согласованию с заказчиком), шт.	1
программный интерфейс диспетчерского пункта (на диске), шт.	1
комплект ЗИП согласно ведомости ЗИП, компл.	1
комплект эксплуатационных документов, экз.	1
методика поверки, экз.	1

ПОВЕРКА

Поверка расходомера производится в соответствии с документом по поверке, «Инструкция ГСИ. Расходомеры многофазные «МФРМ». Методика поверки. Р5 195 00 00 00 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Тюменский ЦСМ» в сентябре 2009 г.

В перечень основного поверочного оборудования входят:

- счетчик-расходомер массовый кориолисовый ULTRAmassMKII модели CN015, диапазон расходов от 0,01 до 3,6 м³/ч, предел относительной погрешности ± 0,1 %;
- счетчик-расходомер массовый кориолисовый ULTRAmassMKII модели CN080, диапазон расходов от 0,1 до 120,0 м³/ч, предел относительной погрешности ± 0,1 %;
- счетчик холодной воды BMX-50, диапазон расходов от 0,3 до 120,0 м³/ч, предел относительной погрешности ± 0,5 %, класс В по ГОСТ Р 50193.1;
- счетчик газа ротационный RVG-25, диапазон расходов газа от 0,1 до 80 м³/ч, относительная погрешность измерения ± 1,5 % от Q_{min} до 0,1 Q_{max} и 1,0 % от 0,1 Q_{max} до Q_{max} ;
- счетчик газа ротационный RVG-250, диапазон расходов газа от 4 до 420 м³/ч, относительная погрешность измерения ± 1,5 % от Q_{min} до 0,1 Q_{max} и 1,0 % от 0,1 Q_{max} до Q_{max} ;
- преобразователь давления измерительный S-10, верхний предел измерений 300 кПа, класс точности 0,5;
- преобразователь измерительный САПФИР-22МПС-ДД, верхний предел измерений 100 кПа, класс точности 0,25;
- установка поверочная МПС-1 № 0428 класс точности 0,3, диапазон расходов воды от 1 до 100 м³/ч;

Межповерочный интервал – 2 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

1 ГОСТ 2939-63 Газы. Условия для определения объема.

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

3 ГОСТ Р 51330.0-99 (МЭК 60079-0-98) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования.

4 ГОСТ Р 51330.1-99 (МЭК 60079-1-98) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 1. Взрывозащита вида «взрывонепроницаемая оболочка».

5 Инструкция по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон, ВСН 33274/МНСС.

6 ТУ 4213-001-58772902-2008 Расходомеры многофазные «МФРМ». Технические условия;

7 ГСССД МР 113-03 Методика ГСССД. Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263 ... 500 К при давлениях до 15 МПа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип средств измерений «Расходомеры многофазные «МФРМ» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственной поверочной схеме.

Сертификат соответствия взрывозащищенных средств измерений № РОСС RU.ГБ06.В00522 выдан ФГУП «ВНИИФТРИ» ОС ВСИ «ВНИИФТРИ», протокол испытаний № 08.593 от 08.07.2008 г.

Изготовитель: ЗАО «НПК ВТ» 630090, г. Новосибирск, ул. Терешковой, 33
телефон/факс (383) 330-6192
E-mail: npkvt@mail.ru

Заявитель: ООО НТЦ «Нефтегазтехносервис» 625062, г. Тюмень,
ул. Федюнинского, д. 11Б
телефон/факс (3452) 32-8984
E-mail: ngts@ttknet.ru

Руководитель организации –заявителя:

Генеральный директор ООО НТЦ «Нефтегазтехносервис»  С. В. Даровских