

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры многофазных потоков MPFM 1900 VI

Назначение средства измерений

Расходомеры многофазных потоков MPFM 1900 VI (далее по тексту – расходомеры) предназначены для измерений массы и массового расхода скважинной жидкости в составе нефтегазоводяной смеси, массы и массового расхода скважинной жидкости за вычетом массы воды в составе нефтегазоводяной смеси, объема и объемного расхода свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, в составе нефтегазоводяной смеси.

Описание средства измерений

В основе принципа работы расходомера лежит использование различий в физических свойствах компонент измеряемой среды, в частности, значений диэлектрической проницаемости, электропроводности и плотности.

В расходомере реализованы отдельные функции определения состава и скорости измеряемой среды.

При определении состава многофазного потока измеряется импеданс, включающий электрическую ёмкость и проводимость, а также давление и температура.

Определение скорости выполняется одним из двух методов в зависимости от содержания объемной доли газа: корреляционным или с помощью трубы Вентури. Выбор метода осуществляется автоматически.

При конфигурировании в расходомер заносят информацию о следующих свойствах измеряемой среды – плотности нефти/воды/газа, диэлектрической проницаемости нефти, электропроводности и солёности воды, таблицы PVT-свойств нефти.

Для измерений плотности многофазного потока измеряемой среды расходомер оснащен гамма-плотномером.

Расходомер состоит из следующих основных частей:

- первый измерительный участок, включающий в себя:
 - а) датчики диэлектрической проницаемости среды;
 - б) датчики удельной электропроводности среды;
 - в) преобразователь плотности (гамма-плотномер);
- второй измерительный участок с расходомерной трубой Вентури и преобразователем дифференциального давления;
- датчики температуры Rosemont 644 (номер в Госреестре 63889-16) и преобразователи давления измерительные 3051 (номер в Госреестре 14061-10) моделей TG и CD;
- встроенный компьютер потока, который получает и обрабатывает сигналы, поступающие от первичных датчиков, и выполняет вычисления необходимые для нахождения расхода;
- персональный компьютер с установленным программным обеспечением MPFM 1900 Service Console, обеспечивающим отображение результатов измерений и данных о состоянии потока.

Процесс измерений происходит следующим образом:

Многофазный поток непрерывно протекает через расходомер. Датчики расходомера измеряют диэлектрическую проницаемость смеси, либо, при объемном содержании воды более 60%, удельную электропроводность смеси. Преобразователь плотности измеряет суммарную плотность смеси. Компьютер потока, используя хранящуюся в его памяти информацию о диэлектрической проницаемости, удельной электропроводности и плотности воды, нефти и газа, вычисляет объемное содержание каждого из компонентов смеси.

Для измерений скорости компонентов смеси используется метод взаимной корреляции сигналов двух пар электродов – малых и больших. Пара больших электродов используется для измерений скорости свободного газа, пара малых электродов – скорости диспергированного газа, соответствующей скорости жидкости. Сигналы первого и второго электродов каждой пары подобны по форме, но имеют сдвиг во времени. Компьютер потока измеряет время сдвига и вычисляет скорости движений каждой из фаз потока.

Расходомерная труба Вентури применяется для измерений расхода среды со значениями объемной доли свободного газа более 85 %.



Рисунок 1 – Фотография общего вида многофазного расходомера MPFM 1900

Механическая защита от несанкционированного доступа осуществляется пломбированием наклейками (либо свинцовыми или иными пломбами) корпуса компьютера потока (рис. 2), а также выходов интерфейсов преобразователей на датчиках давления и дифференциального давления.

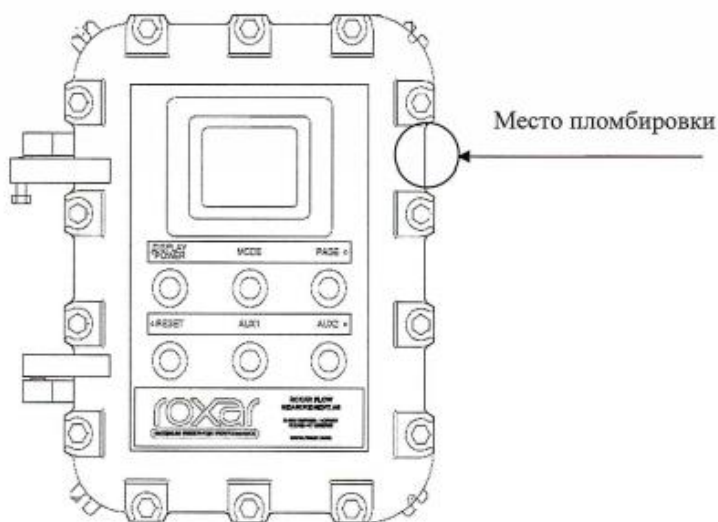


Рисунок 2 - Пломбирование компьютера потока

Так же пломбированию подвергается защитный контейнер с радиоактивным источником (рис. 3). На каждую замерную установку заполняется журнал учета пломб и совместно с комиссией один раз в 6 месяцев, либо при смене или ремонте заполняется ответственным лицом.

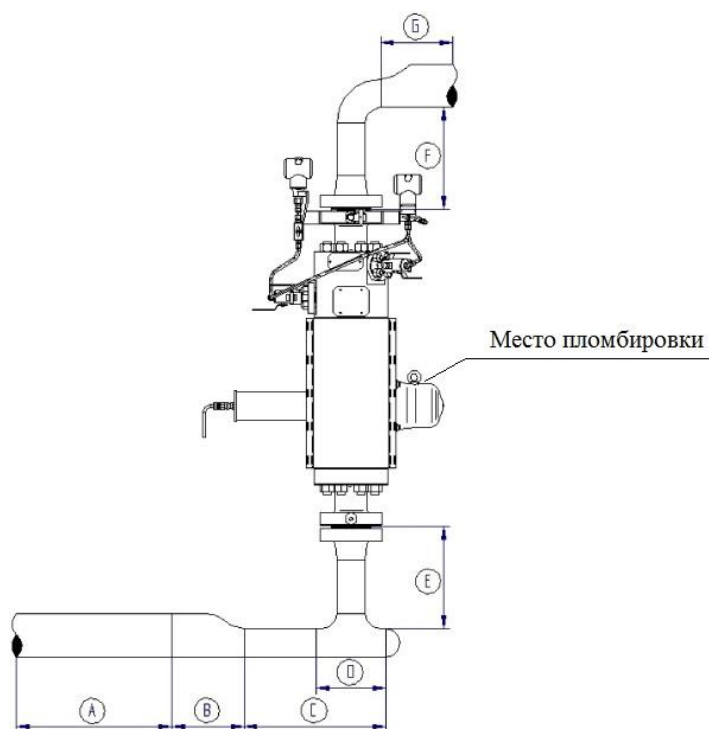


Рисунок 3 - Пломбирование защитного контейнера

Программное обеспечение

Метрологически значимое программное обеспечение реализовано во встроенном компьютере потока.

Данные, полученные от первичных датчиков, обрабатываются с помощью ПО Service Console (Topside) версии не ниже 4.02.02, реализующего алгоритмы совместного решения уравнений, содержащих искомые и измеренные физические величины, результаты вычислений в виде значений расходов и количества отдельных компонентов, а также их динамики, представляются на локальном дисплее в табличном и графическом виде. Идентификационные данные ПО указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО расходомера

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Topside
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 4.02.02
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	3453945A

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077 – 2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений массового расхода скважинной жидкости, т/ч	от 0,24 до 2500
Пределы допускаемой основной* относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости в составе нефтегазоводяной смеси, %	± 2,5

Наименование характеристики	Значение характеристики
Пределы допускаемой основной* относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости за вычетом массы воды в составе нефтегазоводяной смеси, %:	
- при содержании объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси не более 70%	± 6,0
- при содержании объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси от 70% до 95%	± 15,0
- при содержании объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси свыше 95%	не нормируется
Диапазон измерений объемного расхода свободного попутного нефтяного газа при стандартных условиях, м ³ /ч	от 2 до 15200
Пределы допускаемой основной* относительной погрешности измерений объема и объемного расхода свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	± 5,0
* погрешности нормированы для нормальных условий испытаний на эталонах аттестованных в установленном порядке	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть, вода и газ в составе нефтегазоводяной смеси
Типоразмер/внутренний диаметр, мм/мм	43/25,8
Диапазон объемной доли воды в рабочей среде, %	от 0 до 100
Диапазон объемной доли свободного попутного нефтяного газа в рабочей среде, %	от 0 до 90
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³	от 600 до 1200
Давление рабочей среды, МПа, не более	69,0
Диапазон температуры рабочей среды, °С	от 0 до 150
Диапазон скорости рабочей среды, м/с а) при значениях объемной доли свободного попутного нефтяного газа в рабочей среде меньших 30 % а) при значениях объемной доли свободного попутного нефтяного газа в рабочей среде больших 30 %	от 1,5 до 15 от 3,5 до 35
Диапазон температуры окружающего воздуха °С	от -20 до +60 (от +40 до +60)*
Параметры электрического питания:	
Род тока	постоянный, переменный
Напряжение постоянного тока, В	24±5
Напряжение переменного тока, В	от 110 до 240
Частота переменного тока, Гц	от 50 до 60
Потребляемая мощность, Вт, не более	35
Монтажная длина, мм	от 1000 до 2200
Внутренний диаметр, мм	от 40 до 300
Масса, кг	от 400 до 2000
* При применении теплоизоляции.	

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку расходомера методом наклейки и на титульные листы эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Расходомеры многофазных потоков MPFM 1900 VI (заводские № 1216.05; 1133.04; 1308.19; 1611.68)		4
Техническое описание MPFM 1900 VI		1
MPFM 1900 VI. Инструкция по эксплуатации	000358	1
MPFM 1900 VI. Функциональное описание	000354	1
Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Расходомеры многофазных потоков MPFM 1900 VI. Методика поверки	МП 0914-9-2019	1

Поверка

осуществляется по документу МП 0914-9-2019 «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Расходомеры многофазных потоков MPFM 1900 VI. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 31 января 2019 г.

Основные средства поверки:

- Рабочие эталоны 1-го и 2-го разряда по ГОСТ 8.637-2013.
- нутромеры с диапазонами измерений 18-50 мм, 50-100 мм, 100-160 мм, 160-260 мм, относительная неопределенность результата измерений не более $\pm 0,02$ %;
- калибратор температуры модели АТС 156 В (регистрационный № 20262-07), диапазон воспроизводимых температур от минус 20 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04$ °С;
- калибратор многофункциональный модели ASC300-R (регистрационный № 25895-09): внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 1,03424 бар (15 psi), пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025$ % от верхнего предела измерений; внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025$ % от верхнего предела измерений.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке расходомера в виде оттиска поверительного клейма или наклейки.

Сведения о методиках (методах) измерений

ГСИ. Количество и параметры нефтегазоводяной смеси. Методика измерений с применением расходомера многофазных потоков MPFM 1900 VI (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2013/20709-18 от 24.12.2018).

Нормативные документы, устанавливающие требования к расходомерам многофазных потоков MPFM 1900 VI

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

Изготовитель

Фирма «Roxar Flow Measurement AS», Норвегия
Адрес: Gamle Forusvei 17, 4033 Stavanger, Norway
Тел.: +47 51 81 8800

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Сиам Мастер» (ООО «Сиам Мастер»)
ИНН 7017043407
Адрес: 634003, г. Томск, ул. Белая, 3
Тел.: (3822) 90-00-08

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»)

Адрес: 420088 г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7А

Тел.: (843) 272-70-62, факс: (843) 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310592 от 24.02.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2019 г.