

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы измерений количества жидкости и газа R-AT-MM/FS

Назначение средства измерений

Системы измерений количества жидкости и газа R-AT-MM/FS (модификации R-AT-MM/FS/D и R-AT-MM/FS/PD), далее – системы, предназначены для измерений массы нефти, воды и объема свободного нефтяного газа добываемых из нефтяных скважин совместно с сепараторными установками, в соответствии с ГОСТ Р 8.615-2005.

Описание средства измерений

Принцип действия систем основан на измерениях массы жидкости и объема газа, предварительно разделенных сепаратором, счетчиками-расходами массовыми (кориолисовыми расходомерами) и объемными расходомерами соответственно.

Двухфазный поток смеси жидкости и газа, поступающий из скважины, при помощи сепаратора разделяется на газ и жидкость. После сепарирования продукция скважин попадает в измерительные линии, при этом средства измерения (СИ) входящие в состав измерительных линий, производят измерения параметров сепарированной продукции скважин и передают измеренные значения в контроллер измерительный, который обрабатывает полученную информацию в соответствии с заданными алгоритмами (заложенными в его программное обеспечение) и индицирует полученную информацию на дисплее, а также выдает ее на интерфейсные выходы согласно протоколу обмена.

Количественные характеристики (масса жидкости, объем газа и объемная доля воды) потока измеряются кориолисовыми расходомерами и расходомерами газа ультразвуковыми, установленными на жидкостной линии и газовой после устройства разделения фаз (сепаратора) и устройства измерения объемной доли воды. Результаты измерений передаются в устройство обработки информации.

Системы эксплуатируются совместно с сепараторными установками (сепараторные установки в комплект поставки не входят).

Система обеспечивает:

- прямые измерения массового расхода и массы сырой нефти;
- прямые измерения объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, выделившегося в результате сепарации, с приведением к стандартным условиям;
- прямые или косвенные измерения объемной доли воды в сырой нефти.

В зависимости от исполнения, в состав системы могут входить от одного до четырех расходомеров жидкости и газа применяемые в составе измерительных линий.

Измерительная линия сырой нефти, в которой производятся измерения:

- массы сырой нефти - счетчиками-расходами массовыми Micro Motion, модификации F, CMF (номер в Госреестре СИ РФ 45115-10), или расходомерами массовыми Promass (номер в Госреестре СИ РФ 15201-11), или счетчиками-расходами массовыми кориолисовыми ROTAMASS, модификации RCCT, RCCS/RCCF, RCCS/RCCR, модели 30-39 (номер в Госреестре СИ РФ 27054-09);

- содержания воды – влагомером сырой нефти ВСН-АТ (номер в Госреестре СИ РФ 42678-09) или влагомером сырой нефти ВСН-2 (номер в Госреестре СИ РФ 24604-07);

- температуры и давления сырой нефти.

Измерительная линия газовой фазы продукции скважин, в которой производятся измерения:

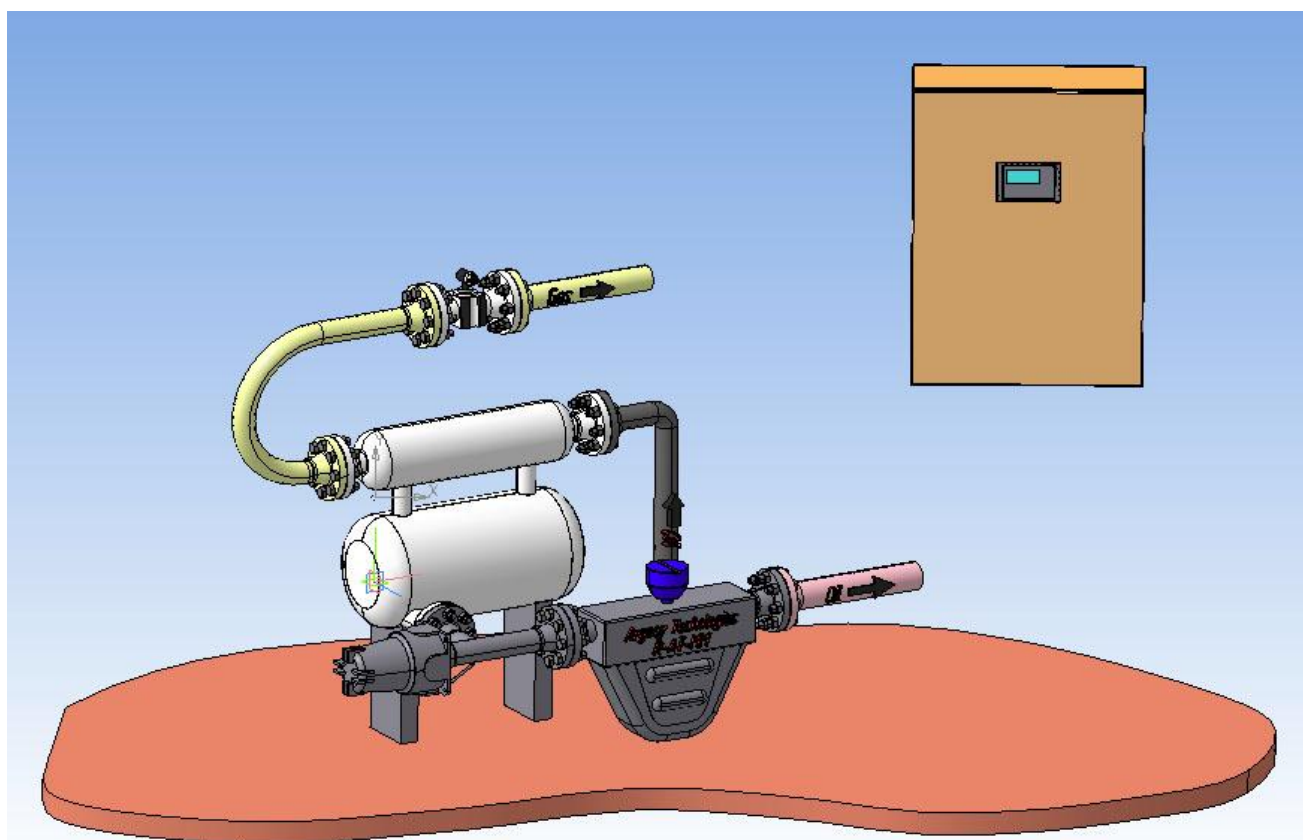
- объемного расхода и объема нефтяного газа, выделившегося в результате сепарации – счетчиками газа ультразвуковыми FLOWSIC 600 (номер в Госреестре СИ РФ 43981-11);

- температуры и давления нефтяного газа, выделившегося в результате сепарации.

Модификация R-AT-MM/FS/PD (в отличие от модификации R-AT-MM/FS/D) имеет встроенное устройство, позволяющее измерять объемную долю воды в нефти. В качестве устройства определения объемной доли воды, используются первичные преобразователи влагомеров ВСН-АТ или ВСН-2, образуя совместно с контроллером измерительный канал объемной доли воды в нефти.

В качестве устройства обработки информации применяются контроллер измерительный АТ-8000 (номер в Госреестре СИ РФ 42676-09) или контроллер измерительный R-AT-MM (номер в Госреестре СИ РФ 43692-10), который размещается в отдельном шкафу. Для ограничения доступа, шкаф запирается на ключ. Доступ к программному обеспечению устройства обработки защищен паролем. Устройство обработки информации обеспечивает обработку измерительной информации, получаемой от измерительных приборов, входящих в состав системы, формирование отчетов измерений, управление процессом измерений и передачу результатов измерений в компьютерную сеть.

В системе предусмотрена многоступенчатая защита от несанкционированного доступа к текущим данным и параметрам настройки (механические пломбы, индивидуальные пароли и программные средства для защиты файлов и баз данных, предупредительные сообщения об испорченной или скорректированной информации, ведение журналов действий пользователя). Схемы пломбировки СИ в составе системы соответствуют МИ 3002-2006.



3D изображение системы

Программное обеспечение

Обработка сигналов контроллером измерительным R-AT-MM или АТ-8000, выполняется с помощью программного обеспечения (ПО) «Система измерений количества жидкости и газа R-AT-MM». Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО (алгоритма)	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Система измерений количества жидкости и газа R-AT-MM	DebitCalc	V0.1	3a0442256a3abe0f64a7c4e927160bd3	MD5

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Диапазон измерений объемного расхода свободного нефтяного газа (приведенного к стандартным условиям), м ³ /ч	от 6 до 130 000.
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объема свободного нефтяного газа %	±5.
Диапазон измерений массового расхода жидкости, т/ч	от 4 до 250.
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы жидкости, %	±2,5.
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нефти в диапазоне объемной доли воды в жидкости от 0 до 70 % включ., %	±6.
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нефти в диапазоне объемной доли воды в жидкости св. 70 до 95 % включ., %	±15.
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нефти в диапазоне объемной доли воды в жидкости св. 95 до 98 % включ., %	По методике измерений.
Условия эксплуатации:	
- диапазон относительной влажности окружающей, %	от 30 до 90;
- диапазон температур окружающего воздуха, °С	от минус 40 до плюс 60.
Рабочая среда – продукция нефтяных скважин с параметрами:	
- избыточное рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	от 0 до 16 (160);
- температура, °С	от 5 до 90.
Напряжение питания, В:	
- от сети переменного тока с частотой питания (50±1) Гц	380 ⁺³⁸ ₋₅₇ ; 220 ⁺²² ₋₃₃ ;
- от источника постоянного тока	24.
Потребляемая мощность, В·А, не более	150.
Габаритные размеры (ширина, длина, высота), мм, не более,	700; 1500; 800.
Масса, кг, не более	250.
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	40000.
Средний срок службы, лет	10.

Знак утверждения типа

наносят на титульные листы эксплуатационной документации системы типографским способом и на функциональные блоки системы в виде наклейки.

Комплектность средства измерений

1 Система измерений количества жидкости и газа R-AT-MM/FS (модификация по заказу)	1 шт.
2 ЗИП	1 компл.
3 Эксплуатационная документация	1 компл.
4 Методика поверки МЦКЛ.0039.МП	1 экз.
5 Эксплуатационная документация на составные части системы	1 компл.

Поверка

осуществляется в соответствии с документом «Системы измерений количества жидкости и газа R-AT-MM/FS. Методика поверки». МЦКЛ.0039.МП, утвержденному ГЦИ СИ ЗАО КИП «МЦЭ» 22.03.2012 г.

Основные средства поверки:

- установка поверочная СР, СР-М фирмы "Emerson Process Management / Daniel Measurement and Control Inc.", США, номер в Госреестре СИ РФ 27778-09, вместимость измерительного участка от 0,020 до 0,650 м³, пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости измерительного участка $\pm 0,05\%$;

- установка поверочная влагомерная R-AT-MM/VL для поверки преобразователей влагосодержания нефти, номер в Госреестре СИ РФ 42952-09, диапазон воспроизведения объёмной доли воды 0...100%, пределы абсолютной погрешности воспроизведения объёмной доли воды в поверочной жидкости не более $\pm 0,1$;

- частотомер ЧЗ-63 по ДЛИ 2.721.007 ТУ, диапазон измеряемых частот от 0,01 Гц до 20 МГц;

- другие эталонные средства измерений и вспомогательное оборудование в соответствии с нормативными документами на поверку средств измерений, входящих в состав системы.

Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в документе «Масса нефти сырой обезвоженной. Методика измерений с использованием систем измерения количества жидкости и газа R-AT-MM» и в руководстве по эксплуатации «Системы измерений количества жидкости и газа R-AT-MM». АРГ-0350.723.1723.12 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системам измерений количества жидкости и газа R-AT-MM/FS

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

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

3 ТУ 4220-003-97304994-2007. «Системы измерений количества жидкости и газа R-AT-MM. Технические условия».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

выполнение государственных учетных операций.

Изготовитель

ЗАО «Аргоси», г. Москва.

Адрес: 115054, Москва, Стремянный пер., д. 38

тел. (495) 544-11-35, факс 544-11-36

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ЗАО КИП «МЦЭ»

Адрес: 125424 г. Москва, Волоколамское шоссе, 88, стр. 8

тел: (495) 491 78 12, (495) 491 86 55

e-mail: sittek@mail.ru, kip-mce@nm.ru

Аттестат аккредитации – зарегистрирован в Госреестре СИ РФ № 30092-10.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.п. «_____» _____ 2012 г.