

Системы измерений количества жидкости и газа R-AT-MM

Назначение средства измерений

Системы измерений количества жидкости и газа R-AT-MM (далее – системы) предназначены для измерений массы нефти, воды и объема газа, полученных в результате сепарации продукции нефтяных скважин, а также для индикации, архивирования и передачи результатов измерений и аварийных сигналов на диспетчерский пункт нефтяного промысла (далее – ДП).

Описание средства измерений

Принцип действия систем основан измерениях массы жидкости и газа, предварительно разделенных сепаратором, и объемной доли воды в жидкости.

Газожидкостный поток, поступающий из скважины, при помощи сепаратора разделяется на газ и жидкость. Количественные характеристики (масса жидкости и газа, объемная доля воды в жидкости) компонентов потока измеряются счетчиками-расходомерами массовыми, установленными на газовой и жидкостной линиях сепаратора, и влагомером сырой нефти ВСН-АТ (Госреестр № 42678-09) или влагомером сырой нефти ВСН-2(блок обработки без клавиатуры и индикации) (Госреестр № 24604-12) установленным на жидкостной линии. Влагомеры сырой нефти предназначены для измерений объемной доли воды в нефти после сепарации газа. Принцип их действия основан на измерении комплексного электрического сопротивления первичного преобразователя влагомера и резонансной частоты электрических колебаний, создаваемых высокочастотным генератором в зависимости от объемной доли воды в водно-нефтяной смеси. Результаты измерений передаются в контроллер измерительный R-AT-MM (Госреестр № 43692-10) или АТ-8000 (Госреестр № 42676-09). Контроллер размещается в отдельном шкафу, он обеспечивает управление процессом измерений, обработку измерительной информации, получаемой от средств измерений, входящих в состав системы, формирование отчетов измерений, архивирование и передачу на ДП результатов измерений и аварийных сигналов.

Системы выпускаются следующих модификаций: R-AT-MM/PD и R-AT-MM/D

Модификация R-AT-MM/D влагомера в своем составе не имеет. Измерения массы и массового расхода нефти в этой модификации систем происходит косвенным методом исходя из лабораторных данных, полученных при исследовании пробы сырой нефти, введенных в память измерительного контроллера.

Связь первичных преобразователей с контроллером в измерительных каналах осуществляется по цифровому интерфейсу.

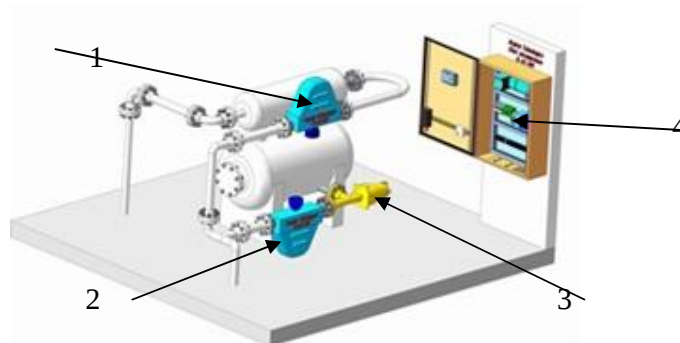
Канал измерений объема и объемного расхода газа состоит из одного или нескольких расходомеров-счетчиков массовых газа, установленных на газовую линию, сепаратора, и контроллера. Результаты измерений массы газа передаются в контроллер, где вычисляются объем и объемный расход газа, приведенного к стандартным условиям (20°C, 101325 Па), используя лабораторные данные о плотности газа, приведённого к стандартным условиям.

Канал измерений массы и массового расхода жидкости состоит из одного или нескольких расходомеров-счетчиков массовых жидкости, влагомера (модель R-AT-MM/PD) и контроллера. Результаты измерений массы и плотности жидкости и объемной доли воды в жидкости передаются в контроллер, где по алгоритму, вычисляются масса и массовый расход нефти.

В зависимости от измеряемого расхода, в состав системы могут входить один или несколько расходомеров - счетчиков массовых жидкости и газа следующих моделей:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion серий F; CMF (Госреестр № 45115-10);

- расходомеры массовые Promass (Госреестр № 15201-11);
- счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ROTOMASS, модификации RCCS, RCCT, RCCF (Госреестр № 27054-09).



Функциональная схема системы

- 1 – расходомер газовой линии
- 2 – расходомер жидкостной линии
- 3 – влагомер
- 4 – контроллер

Программное обеспечение

Обработка сигналов контроллером измерительным R-AT-ММ и АТ-8000 выполняется с помощью программного обеспечения (ПО) «Система измерений количества жидкости и газа R-AT-ММ». (ПО) преобразователей встроенное не перезагружаемое, используется для расчета количества (массы) сырой нефти, сырой обезвоженной нефти и количества (объема) свободного нефтяного газа, а также сохранения, отображения и обеспечения доступа к полученным (входным) и рассчитанным данным.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1

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

Нормирование метрологических характеристик системы проведено с учетом того, что программное обеспечение является неотъемлемой частью системы.

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

Метрологические и технические характеристики

Наименование параметра	Значение параметра
Диапазон измерений канала объемного расхода газа (приведенного к стандартным условиям), м³/сут	от 5 до 1000000
Пределы допускаемой относительной погрешности канала измерений объема и объемного расхода газа (приведенного к стандартным условиям), %	± 5
Диапазон измерений канала массового расхода жидкости, т/сут	от 4 до 10000
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях массы и массового расхода жидкости, %	± 2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности канала измерений массы и массового расхода нефти в диапазоне объемной доли воды в жидкости (0 – 70) %, %	± 6
Пределы допускаемой относительной погрешности канала измерений массы нефти в диапазоне объемной доли воды в жидкости (70-95) %, %	± 15
Пределы допускаемой относительной погрешности канала измерений массы нефти в диапазоне объемной доли воды в жидкости (95 - 98) %, %	± 30
Избыточное рабочее давление, не более, МПа	16
Диапазон температур, °С	от 5 до 120
Кинематическая вязкость сырой нефти, м²/с	от $1 \cdot 10^{-6}$ до $150 \cdot 10^{-6}$
Диапазон плотности сырой нефти, кг/м³	от 600 до 1300
Объемная доля воды в сырой нефти, %, не более	98
Механические примеси, мг/л, не более	2500

Условия эксплуатации:

Диапазон относительной влажности окружающей среды, %	от 0 до 95
Диапазон температур окружающего воздуха, °С	от минус 40 до плюс 60
Потребляемая мощность, Вт, не более	150
Напряжение электропитания от сети, В	220^{+22}_{-22}
Частота напряжения электропитания, Гц	50 ± 1
Габаритные размеры, мм, не более, (ширина, длина, высота)	700; 1500; 800
Масса, кг, не более	250
Средняя наработка на отказ, ч	80000
Срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульный руководства по эксплуатации и на все СИ, входящие в систему, в соответствии с их технической документацией.

Комплектность средства измерений

- 1 Система измерений жидкости и газа R-AT-MM.....1 шт.
- 2 Руководство по эксплуатации 4.22200-100-2007 РЭ 1 компл.
- 3 Методика поверки МП 2550-0213-20131 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 2550-0213-2013 «Системы измерений жидкости и газа R-AT-MM. Методика поверки», утверждённому руководителем ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19.02.2013 г.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений описана в документах «Методика измерений объёма свободного попутного газа в продукции нефтяных скважин, с использованием систем измерений количества жидкости и газа R-AT-MM» ФР.1.29.2010.07946 и «Методика измерений массы нефти сырой обезвоженной, в продукции нефтяных скважин, с использованием систем измерений количества жидкости и газа R-AT-MM» ФР.1.29.2010.07945

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

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 объёма и массы жидкости.

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

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Выполнение государственных учетных операций.

Изготовитель

ЗАО «Аргоси»

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

тел. (495) 544-11-35, факс 544-11-36

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»,

Адрес: 190005, Санкт-Петербург, Московский пр., 19 Тел. (812) 251-76-01,

факс (812) 713-01-14, e-mail: info@vniim.ru,

аттестат аккредитации № 30001-10.

Заместитель

Руководителя Федерального

агентства по техническому

регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п «____» _____ 2013 г.