

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы измерений количества жидкости и газа R-АТ-ММ

Назначение средства измерений

Системы измерений количества жидкости и газа R-АТ-ММ (далее – системы) предназначены для измерений массы (массового расхода) сырой нефти, сырой нефти без учета воды, воды, объема (объемного расхода) свободного нефтяного газа (далее - газ), 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 на измерениях массы сырой нефти и газа, предварительно разделенных сепаратором, с помощью счетчиков расходомеров массовых жидкости и газа, и объемной доли воды в сырой нефти, с помощью влагомера сырой нефти.

Газожидкостный поток, поступающий из скважины, при помощи сепаратора разделяется на газ и сырую нефть. Количественные характеристики (масса сырой нефти и газа, объемная доля воды в сырой нефти) компонентов потока измеряются счетчиками-расходомерами массовыми, установленными на газовой и жидкостной линиях сепаратора, и влагомером поточным ВСН-АТ (номер в Госреестре СИ РФ 62863-15) или ВСН-2 (номер в Госреестре СИ РФ 24604-12) установленным на жидкостной линии. Влагомеры предназначены для измерений объемной доли воды в сырой нефти после сепарации газа. Результаты измерений передаются в контроллер измерительный R-АТ-ММ (номер в Госреестре 61017-15) или АТ-8000 (номер в Госреестре 61018-15). 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-АТ-ММ/РD и R-АТ-ММ/D.

Модификация R-АТ-ММ/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 (ИК) осуществляется по цифровому интерфейсу.

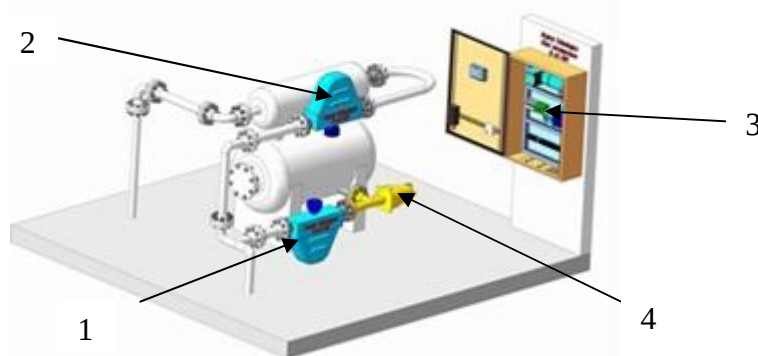
ИК объема и объемного расхода газа состоит из одного или нескольких расходомеров-счетчиков массовых газа, установленных на газовую линию, сепаратора, и контроллера. Результаты измерений массы газа передаются в контроллер, где вычисляются объем и объемный расход газа, приведенного к стандартным условиям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

ИК массы и массового расхода сырой нефти состоит из одного или нескольких расходомеров-счетчиков массовых жидкости, влагомера (модель R-АТ-ММ/РD), линий связи и контроллера. Результаты измерений массы и плотности сырой нефти и объемной доли воды в сырой нефти передаются в контроллер, где по алгоритму, вычисляются масса и массовый расход сырой нефти и сырой нефти без учета воды.

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

- счетчики-расходомеры массовые СКАТ (номер в Госреестре СИ РФ 60937-15);
- расходомеры массовые Promass (номер в Госреестре 15201-11), Promass 100 и Promass 200 (номер в Госреестре СИ РФ 57484-14);

- счетчики-расходомеры массовые кориисовые ROTOMASS, модификации RCCS, RCCT (номер в Госреестре СИ РФ 27054-14).



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

Рисунок 1 - Функциональная схема системы

Программное обеспечение

Обработка результатов измерений осуществляется контроллером измерительным R-AT-MM или AT-8000 с помощью ПО «Система измерений количества жидкости и газа R-AT-MM».

ПО устанавливается в энергонезависимую память контроллера при изготовлении, в процессе эксплуатации данное ПО не может модифицировано, загружено или прочитано через какой-либо интерфейс.

Нормирование метрологических характеристик проведено с учетом применения ПО.

Идентификационные данные ПО систем измерений количества жидкости и газа R-AT-MM приведены в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование программного обеспечения (ПО)	Система измерений количества жидкости и газа R-AT-MM
Идентификационное наименование ПО	DebitCalc
Номер версии (идентификационный номер) ПО	V0.1 и выше
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	—
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	—

Конструкция систем обеспечивает полное ограничение доступа к метрологической части ПО и измерительной информации. Уровень защиты ПО систем от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Основные технические и метрологические характеристики систем приведены в таблице 2.

Таблица 2

Наименование параметра	Значение параметра
1	2
Диапазон измерений объёмного расхода свободного нефтяного газа (приведенного к стандартным условиям), м³/сут	от 5 до 1000000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объёмного расхода и объема газа (приведенного к стандартным условиям), %	± 5
Диапазон измерений массового расхода сырой нефти, т/сут	от 4 до 10000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти, %	± 2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти без учета воды, при содержании воды в сырой нефти (в объемных долях): - от 0 до 70 % включ. - св. 70 % до 95 % включ. - св. 95 % до 98 % включ.	± 6 ± 15 ± 30
Избыточное рабочее давление, не более, МПа	16
Рабочий диапазон температур измеряемой среды, оС	от - 10 до + 120
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

Рабочие условия эксплуатации систем:

- диапазон температуры окружающей среды, °С от минус 45 до плюс 60
- относительная влажность воздуха, %, при 25 °С до 95
- диапазон атмосферного давления, кПа от 84 до 106,7

Напряжение электропитания от сети переменного тока, В 220⁺²²₋₃₃

Частота напряжения электропитания, Гц 50±1

Потребляемая мощность, В·А 150

Габаритные размеры (Д х Ш х В), мм 700х1500х800

Масса, кг, не более 250

Средняя наработка на отказ, ч, не менее 47000

Средний срок службы, лет 10

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации, на металлическую маркировочную табличку, закрепленную снаружи шкафа электроники, методом фотохимического травления или аппликацией.

Комплектность средства измерений

1 Система измерений жидкости и газа R-AT-MM – 1 шт.

2 Руководство по эксплуатации – 1 экз.

3 Паспорт – 1 экз.

4 Методика поверки МЦКЛ.0182.МП – 1 экз.

5 Эксплуатационные документы на составные части установки – 1 компл.

Поверка

осуществляется по документу МЦКЛ.0193.МП «Системы измерений жидкости и газа R-AT-MM. Методика поверки», утвержденному ЗАО КИП «МЦЭ» 26.01.2016 г.

Основные средства поверки:

- установка поверочная СР, СР-М фирмы «Emerson Process Management/Daniel Measurement and Control Inc.», США, вместимость измерительного участка от 0,020 до 0,650 м³, пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости измерительного участка $\pm 0,05$ %;
- поточный преобразователь плотности с пределами абсолютной погрешности не более $\pm 0,3$ кг/м³;
- установка поверочная влагомерная R-AT-MM/VL для поверки преобразователей влагосодержания нефти, диапазон воспроизведения объемной доли воды от 0 до 100 %, пределы абсолютной погрешности воспроизведения объемной 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.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы. СИ, входящие в состав системы опломбированы в соответствии с документацией на них.

Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в документе «Масса сырой нефти без учета воды и объем попутного нефтяного газа. Методика измерений с использованием систем измерения количества жидкости и газа R-AT-MM» МЦКЛ.0325.М-2015, свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № RA.RU.311313/МИ-014-15 от 26.12.2015 г.

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 объема и массы жидкости.
- 3 ГОСТ Р 8.618-2014. «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного и массового расхода газа».
- 4 Система измерений количества жидкости и газа R-AT-MM. Технические условия ТУ 4220-037-95959685-2015.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Аргоси Аналитика»
(ООО «Аргоси Аналитика»)
ИНН 770260613

Адрес: 107113, Россия, г. Москва, ул. Сокольнический Вал, д. 6, корп. 1

Тел.: (495) 544-11-35, факс: (495) 544-11-36

E-mail: moscow@argosy-tech.ru

Испытательный центр

Закрытое акционерное общество Консалтинго-инжиниринговое предприятие «Метрологический центр энергоресурсов» (ЗАО КИП «МЦЭ»)

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

Тел./факс (495) 491-78-12

E-mail: sittek@mail.ru

Аттестат аккредитации ЗАО КИП «МЦЭ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.311313

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2016 г.