

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы измерений R-AT-MM/TG

Системы измерений R-AT-MM/TG (далее – Система) предназначены для измерений массы нефти в резервуарах вертикальных стальных в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.595-2004.

Описание средства измерений

Система включает в себя первичные преобразователи (далее - датчики), монтируемые на резервуарах с нефтью, полевые преобразователи и систему обработки информации на основе контроллера измерительного АТ-8000. Резервуары вертикальные стальные (РВС) номинальной вместимостью от 1000 до 50000 м³, имеющие градуировочные таблицы с относительной погрешностью определения вместимости по ГОСТ 8.570-2000 при геометрическом методе до $\pm 0,2$ %; применяются резервуары с высотой не более 20 м.

В составе Системы могут применяться следующие средства измерений (СИ):

- уровня:

- уровнемер радарный Rosemount 5900S (далее – уровнемер 5900S) фирмы Rosemount Tank Radar AB, Швеция; регистрационный № 50131-12 в Госреестре СИ РФ (далее - ГР СИ РФ);
- уровнемер радарный серии 5600 (далее – уровнемер 5600) фирмы Rosemount Tank Radar AB, Швеция; регистрационный № 25548-08 в ГР СИ РФ;
- уровнемер волноводный радарный серии 5300, модель 5302 (далее – уровнемер 5302) фирмы Rosemount Tank Radar AB, Швеция; регистрационный № 38679-08 в ГР СИ РФ;

- температуры - термопреобразователь сопротивления многозонный серии MWX (регистрационный № 46862-11 в ГР СИ РФ) класс допуска 1/3 В (АА) с измерительным преобразователем Rosemount 3144Р, регистрационный № 14683-09 в ГР СИ РФ;

- гидростатического давления - преобразователь давления измерительный 3051S модели 3051SL (преобразователь разности давлений) фирмы “Emerson Process Management/Rosemount Inc.”, США, регистрационный № 24116-08 в ГР СИ РФ.

В зависимости от количества резервуаров и потребностей Заказчика в состав Системы входят различные СИ, из указанных выше. Схема размещения СИ приведена на рисунке 1.

Вместо указанных типов СИ допускается комплектовать Систему другими СИ аналогичного назначения с метрологическими характеристиками не хуже, чем у указанных.

Информация от СИ на резервуарах передаётся в отдельный, для каждого резервуара, полевой преобразователь. В качестве полевых преобразователей применяются модули контроллера измерительного АТ-8000 (далее - контроллер АТ-8000), регистрационный № 42676-09 в ГР СИ РФ. Полевые преобразователи также могут обеспечивать электропитание подключенных к ним СИ и индикацию результатов измерений на встроенном дисплее (при его наличии).

От полевых преобразователей результаты измерений передаются по цифровому протоколу связи в модуль учёта нефти контроллера АТ-8000, осуществляющий обработку результатов измерений и вычислений массы нефти.

Передача данных от СИ Системы осуществляется по цифровым протоколам связи с использованием проводных и беспроводных вариантов реализации протоколов.

Взаимодействие пользователей с Системой и передача необходимой информации на устройства верхнего уровня осуществляются с рабочей станции оператора, входящей в состав Системы.

Система осуществляет в автоматическом режиме измерения: уровня (уровень нефти и уровень границы раздела нефть-подтоварная вода), температуры, гидростатического давления столба нефти в резервуаре, а также вычисления объема, средней плотности нефти и её массы брутто и нетто. Значения массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей в нефти определяются в аналитической лаборатории по результатам анализа пробы нефти, отобранной в соответствии с требованиями ГОСТ 2517-85. Вычисление объема и средней плотности продукта проводится в условиях измерений, а также по значениям, приведенным к стандартным условиям при температуре плюс 15 °С или плюс 20 °С.

Расположение СИ Системы на РВС показано на рисунке 1.

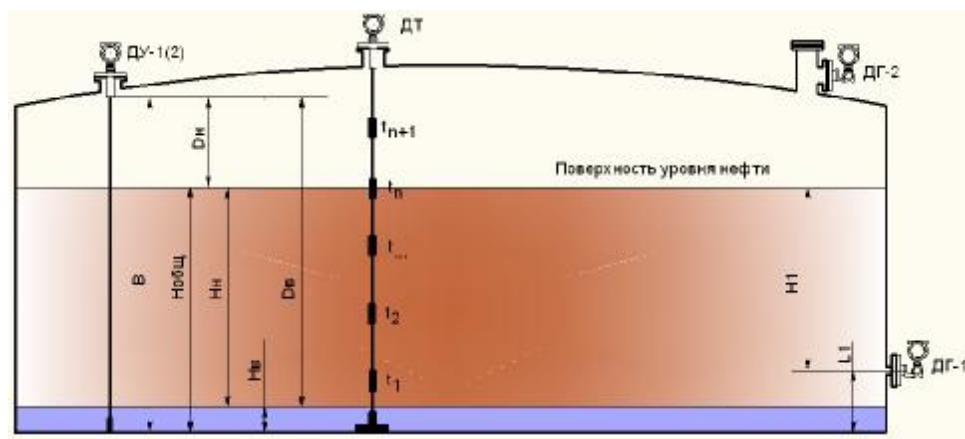


Рисунок 1 - Расположение СИ Системы на РВС

Для автоматических измерений плотности нефти в РВС не допускается наличия подтоварной воды выше уровня оси чувствительного элемента нижней мембраны датчика гидростатического давления.

При отсутствии, либо отказе, одного (или более одного) каналов автоматических измерений указанных выше физических величин, их измерения производятся по методикам, приведенным в инструкции МЦКЛ.0110М-2012¹, значения вводятся в Систему с помощью клавиатуры рабочей станции оператора и/или автоматизированным способом по цифровым протоколам передачи данных, при этом средняя плотность нефти измеряется в аналитической лаборатории на пробе, отобранной в соответствии с порядком, приведенным в инструкции МЦКЛ.0110М-2012.

Измерения массы нефти нетто и массы нефти брутто в резервуаре осуществляются в соответствии с алгоритмами, приведенным в инструкции МЦКЛ.0110М-2012.

Для уменьшения значений дополнительных погрешностей от изменения температуры при измерениях уровня, температуры и гидростатического давления, соответствующие преобразователи измеряемых величин, расположенные вне резервуаров, помещаются в термочехлы.

Пломбировка всех СИ в составе Системы для защиты от несанкционированного доступа производится в соответствии с МИ 3002-2006.

Программное обеспечение

Система имеет встроенное программное обеспечение (далее – ПО), устанавливаемое в модули контроллера АТ-8000.

Встроенное ПО защищено от преднамеренных и непреднамеренных изменений следующими защитными мерами:

¹ Масса нефти. Методика измерений в РВС с использованием системы измерений R-AT-MM/TG. МЦКЛ.0110М-2012.

- пломбами завода изготовителя и поверителя;
- встроенными средствами защиты кода встроенного ПО;
- отсутствием возможности изменения ПО по интерфейсу без вскрытия пломбируемой крышки модулей контроллера АТ-8000;
- паролями доступа.

Встроенное ПО устанавливается в модули контроллера АТ-8000 на предприятии-изготовителе. Доступ к нему после установки имеет только предприятие-изготовитель.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Система измерений количества нефти R-АТ-ММ	TankG	V 1.2	-	-

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ-3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Диапазон измерений массы нефти (брутто, нетто), т

определяется
вместимостью РВС.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти², %:

- до 120 т ± 0,65;
- от 120 т и более ± 0,50.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %

- до 120 т ± 0,75;
- от 120 т и более ± 0,60.

Диапазон измерений расстояния до поверхности нефти, м:

- уровнемера 5900S от 0,8 до 20;
- уровнемера 5600 от 0,4 до 20.

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений расстояния до поверхности нефти, мм:

- уровнемера 5900S ± 1;
- уровнемера 5600 ± 5.

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности при измерении расстояния до поверхности нефти во всём диапазоне температуры окружающей среды, мм:

- уровнемера 5900S $\bar{D}^3$;
- уровнемера 5600 $\pm 5 \cdot 10^{-4} \cdot \bar{D}^3$.

Диапазон измерений расстояния до границы раздела жидких сред уровнемера 5302, м

от 0,4 до 20,0.

² Для автоматических измерений массы и плотности нефти в РВС с нормированной погрешностью необходимо, чтобы степень наполнения резервуара была не менее 30% и технологически должно быть обеспечено отсутствие подтоварной воды при измерениях.

³ D - Измеренное расстояние до поверхности нефти или до границы раздела жидких сред.

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности, измерений расстояния до границы раздела жидких сред, уровнемера 5302:

- расстояние до 10 м до границы раздела жидких сред, мм ± 3 ;
- расстояние равно и более 10 м до границы раздела жидких сред, % $\pm 0,03$.

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности от изменения температуры окружающей среды при измерении расстояния до границы раздела жидких сред уровнемера 5302, мм/°C $\pm 0,2$ мм/°C или $\pm 5 \cdot 10^{-4} \cdot D$ (что больше).
Диапазон измерений температуры рабочей среды в резервуарах, °C от минус 40 до плюс 50.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C $\pm 0,35$.
Диапазон измерений гидростатического давления, МПа от 0 до 0,2⁴.

Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений гидростатического давления, % $\pm 0,065$.
Диапазон измерений плотности нефти, кг/м³ от 700 до 1000.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений средней плотности нефти гидростатическим методом, % $\pm 0,43$.
Количество резервуаров в составе Системы, шт от 1 до 100.

Рабочие условия эксплуатации СИ Системы:
- температура окружающей среды, °C в соответствии с документацией на СИ Системы
- атмосферное давление, кПа
- относительная влажность окружающей среды, %

Параметры электропитания от сети переменного тока:
- напряжение, В $220^{+10\%}_{-15\%}$;
- частота, Гц 50 ± 1 .

Потребляемая мощность, В·А, не более определяется комплектацией Системы.

Режим работы системы непрерывный.
Протоколы передачи данных HART, Modbus-RS485, Modbus-RS232, Modbus-TCP, Serial RS-232, V1, WM550, Ethernet, TCP/IP, "ОПС-сервер".
Средний срок службы, лет, не менее 10.

Знак утверждения типа

наносится наклейкой на боковую поверхность корпуса контроллера АТ-8000 и полиграфическим методом на титульные листы паспорта и руководства по эксплуатации Системы.

Комплектность средства измерений

Таблица 2

Наименование и условное обозначение	Количество
1 Система измерений R-AT-MM/TG (комплектность по заказу)	1 шт.
2 Паспорт АРГ-0350.723.1821.12 ПС	1 экз.
3 Руководство по эксплуатации АРГ-0350.723.1821.12 РЭ	1 экз.
4 Методика поверки МЦКЛ.0095.МП	1 экз.

⁴ Верхнее значение диапазона измерений гидростатического давления настраивается на величину, соответствующую максимальному уровню налива нефти в резервуаре.

Поверка

осуществляется по документу МЦКЛ.0095.МП «Системы измерений R-AT-MM/TG. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ЗАО КИП «МЦЭ» 30 октября 2012 г.

Основные средства поверки:

- установка поверочная уровнемерная с диапазоном измерений от 10 до 20000 мм и пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 1,0$ мм;
- рулетка измерительная металлическая с лотом 2 класса точности по ГОСТ 7502-98, длина измерительной ленты в зависимости от базовой высоты резервуара, ц.д. 1 мм, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\Delta = \pm 0,3 + 0,15 \cdot (L - 1)$ мм, где L - уровень в м;
- грузопоршневые рабочие эталоны РЭ-2,5 класса точности от 0,005 до 0,02;
- вольтметр цифровой, класс точности 0,01 или 0,015;
- компаратор напряжений Р3003, класс точности 0,0005;
- мера электрического сопротивления многозначная Р3026-1, класс точности 0,002;
- цифровой прецизионный термометр DTI-1000, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры в диапазоне от минус 50 до 300 °C $\pm 0,03$ °C;
- HART-коммуникатор или иной программно-аппаратный комплекс с поддержкой протоколов HART, Foundation Fieldbus, Profibus PA, позволяющий визуализировать измеренные преобразователем величины и перенастроить преобразователь на иной диапазон и тип сигнала;
- калибратор универсальный Н4-7 в режимах:
 - воспроизведение напряжения постоянного тока (предел 20 В, $\pm 0,001\%$);
 - воспроизведение силы постоянного тока (предел 20 мА, $\pm 0,005\%$);
- генератор импульсов точной амплитуды Г5-75 (период повторения импульсов T от $0,1 \cdot 10^{-6}$ до 9,99 с, $\pm 1 \cdot 10^{-3}$ Т);
- частотомер ЧЗ-77 в режиме счёта импульсов;
- магазин сопротивлений Р4831 (диапазон от 0 до 100 кОм, $\pm 0,02\%$).

Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в документе «Системы измерений R-AT-MM/TG». Руководство по эксплуатации АРГ-0350.723.1821.12 РЭ» и в инструкции «Масса нефти. Методика измерений в РВС с использованием системы измерений R-AT-MM/TG». МЦКЛ.0110М-2012.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к Системам измерений R-AT-MM/TG

- 1 ГОСТ 8.017-79. ГСИ. Государственный первичный эталон и общесоюзная поверочная схема для средств измерений избыточного давления до 250 МПа.
- 2 ГОСТ 8.477-82. ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений уровня жидкости.
- 3 ГОСТ 8.558-93. ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры.
- 4 ГОСТ 8.595-2004. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методам выполнения измерений.
- 5 ГОСТ Р 8.596-2002. ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
- 6 ТУ 3667-018-97304994-2012. Системы измерений R-AT-MM/TG.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

при осуществлении торговли и товарообменных операций, выполнении 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

Ф.В. Булыгин

М.п. «___»_____2013 г.