

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ ДЛЯ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕЕСТРА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

УТВЕРЖДАЮ

Директор Республиканского
унитарного предприятия
"Белорусский
государственный институт
метрологии"

В.Л.Гуревич

2019



Системы измерительные управляющие для учета нефтепродуктов в резервуарах TRL/2	Внесены в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер №РБ 03 07 0875 14
--	---

Выпускают по технической документации фирмы «Rosemount Tank Radar AB», Швеция

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Системы измерительные управляющие для учета нефтепродуктов в резервуарах TRL/2 (далее – системы) предназначены для непрерывных измерений уровня, температуры, давления, а также для вычисления плотности, объема и массы нефти и нефтепродуктов в резервуарах.

Область применения – внутрихозяйственный учет нефти и нефтепродуктов на нефтебазах, нефтегазоперерабатывающих и химических предприятиях. Системы на базе уровнемеров радарных Rosemount 5900S, RTG 3920, RTG 3930, RTG 3950 также могут быть использованы для проведения учетных операций с нефтью и нефтепродуктами в резервуарах.

ОПИСАНИЕ

Система, в зависимости от комплектации, состоит из следующих составных частей: уровнемера радарного (RTG 3920, RTG 3930, RTG 3950, PRO S, PRO G, PRO A, Rosemount 5900S, Rosemount 5300, Rosemount 5400), измерителя температуры Rosemount 2240, преобразователя температуры измерительного Rosemount 644 с одноточечным датчиком температуры Rosemount 65, многоточечного термометра MST типа NLI, датчика уровня подтоварной воды WLS, преобразователя давления измерительного (3051CG, 3051SL, 2051T, 3051S_CD Ultra for Flow), модуля связи Rosemount 2410 TankHub, модуля полевого соединения Rosemount 2460, модуля полевого соединения FCU 2160, модема полевой шины FBM 2180, выносного дисплейного модуля (RDU 40, DU 2210, Rosemount 2230), подчиненного модуля сбора данных DAU 2100, оборудования беспроводной сети передачи данных Smart Wireless (сетевой шлюз Gateway и адаптер THUM).

Основой системы является уровнемер радарный, имеющий девять модификаций (в зависимости от типа резервуара, точности измерений уровня и вида нефтепродуктов):

- уровнемеры радарные RTG 3920, RTG 3930, Rosemount 5300, Rosemount 5400, а также Rosemount 5900S с конической и параболической антеннами используются для измерений уровня нефти (нефтепродуктов) в резервуарах с фиксированной крышей;



- уровнемеры радарные RTG 3950, Rosemount 5900S с антенной типа "обратный конус" используются для определения уровня жидкости в направляющих трубах, в резервуарах с понтоном или с "плавающей" крышей;

- уровнемеры радарные Rosemount 5900S с антенной LPG/LNG устанавливаются на резервуарах, содержащий сжиженный углеводородный газ;

- уровнемеры радарные PRO S, PRO G, PRO A могут использоваться для измерений уровня нефти (нефтепродуктов) в резервуарах малого объема, с большими внутренними элементами конструкции.

Уровнемеры радарные RTG 3920, RTG 3930, RTG 3950, Rosemount 5900S непрерывно излучают частотно-модулированный электромагнитный сигнал по направлению к поверхности нефти (нефтепродукта). Отраженный от поверхности сигнал возвращается обратно к уровнемеру, в электронном блоке которого определяется разница частоты отраженного сигнала и частоты сигнала, излучаемого в тот же момент времени, которая пропорциональна расстоянию до поверхности нефти (нефтепродукта). Принцип действия уровнемеров радарных Pro S, Pro G, Pro A, Rosemount 5300, Rosemount 5400 основан на измерении времени распространения сигнала до поверхности продукта и обратно, которое пропорционально уровню нефти (нефтепродукта) в резервуаре.

Измеритель температуры Rosemount 2240 состоит из преобразователя температуры измерительного Rosemount 2240S и многоточечного датчика температуры Rosemount 565 (NLI) или Rosemount 765 (WLS). Многоточечный датчик температуры Rosemount 565 (NLI) может иметь до 16 термопреобразователей сопротивления Pt-100, а Rosemount 765 (WLS) – до 14 термопреобразователей сопротивления Pt-100. Значения температуры, полученные от каждого термопреобразователя сопротивления, совместно со значением уровня продукта используются для вычисления средней температуры продукта в резервуаре.

Преобразователь температуры измерительный Rosemount 644 монтируется совместно с одноточечным датчиком температуры Rosemount 65 и устанавливается на резервуарах, если из-за особенностей конструкции нет возможности использовать многоточечные датчики температуры.

Плотность нефти (нефтепродукта) вычисляется по результатам измерений давления в газовом пространстве резервуара и гидростатического давления столба нефти (нефтепродукта) с помощью преобразователей давления измерительных 3051SL, 3051S_CD Ultra for Flow, а при их отсутствии, плотность нефти (нефтепродукта) вводится вручную на основании результатов лабораторного анализа пробы, отобранной из резервуара по ГОСТ 2517-85, СТБ ИСО 3170 с помощью измерителя плотности.

Значения измеренных параметров от установленных на резервуаре датчиков передаются по полевой шине Tankbus, основанной на протоколе Foundation Fieldbus, в модуль связи Rosemount 2410 TankHub. Модуль полевого соединения Rosemount 2460 (FCU 2160) осуществляет сбор информации о состоянии резервуара с модуля связи Rosemount 2410 TankHub и/или с уровнемеров радарных, и может передавать эти данные как на персональный компьютер (далее – ПК) с программным обеспечением (далее – ПО) TankMaster WinSetup, так и на вход контроллера системы управления.

Выносные дисплейные модули RDU 40, DU 2210, Rosemount 2230, а также подчиненный модуль сбора данных DAU 2100 предназначены для отображения измеренных параметров нефти (нефтепродукта) в резервуаре.

Модем полевой шины FBM2180 предназначен для преобразования интерфейса Tankbus, основанного на протоколе Foundation Fieldbus, в стандартный интерфейс RS232 и обратно. Модем FBM2180 используется для подключения ПК с ПО TankMaster WinSetup к модулю полевых соединений Rosemount 2460 (FCU 2160).



Для защиты резервуаров от перелива применяются сигнализаторы уровня серии PXL/RXL или PXT/RXT.

Модули ввода/вывода информации IOT 5100 подключаются к COM-порту ПК и позволяют подключить до 16 дискретных входов (IOT 5130) и до 8 дискретных выходов (IOT 5140).

Оборудование беспроводной сети передачи данных Smart Wireless (сетевой шлюз Gateway и адаптер THUM) применяется для беспроводной передачи измеренных датчиками параметров нефти (нефтепродуктов) в резервуаре, таких как уровень, температура, давление и уровень подтоварной воды.

Объем нефти (нефтепродуктов) определяется по градуировочной таблице резервуара, составленной по результатам поверки резервуара согласно ГОСТ 8.346-2000 «Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика поверки» или ГОСТ 8.570-2000 «Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки», используя результаты измерений уровня и температуры.

Системы на базе уровнемеров радарных RTG 3920, RTG 3930, RTG 3950, Rosemount 5900S обеспечивают измерение массы нефти (нефтепродуктов) косвенным методом статических измерений в мерах вместимости согласно СТБ 8030-2006. Погрешность измерения массы нефти (нефтепродуктов) определяется по методикам выполнения измерений, разработанным в соответствии с ГОСТ 8.010-99, СТБ 8030-2006.

Уровнемеры радарные PRO S, PRO G, PRO A, Rosemount 5300, Rosemount 5400 не могут использоваться для измерения массы нефти (нефтепродуктов) косвенным методом статических измерений в мерах вместимости согласно СТБ 8030-2006.

Системы выпускают в общепромышленном или взрывозащищенном исполнении:

- уровнемеры радарные 5900S – 0Ex ia IIC T4 Ga, 1Ex ia IIC T4 Gb;
- уровнемеры радарные RTG 3920, RTG 3930, RTG 3950 – 1Ex d [ia IIB Ga] ia IIB T6 Gb;
- уровнемеры радарные 5300, 5400 – 0Ex ia IIC T4X (1Ex d ia IIC T4X);
- уровнемеры радарные PRO S, PRO G, PRO A – 1Ex de IIC T6 Gb, 1Ex de [ib] IIC T6 Gb, 1Ex de [ia IIC Ga] IIC T6 Gb;
- модуль связи Rosemount 2410 TankHub – [Ex ib] IIB T4 Gb, [Ex ia] IIC T4 Ga, 1Ex de IIB T4 Gb;
- преобразователь температуры измерительный Rosemount 2240S – 0Ex ia IIC T4 Ga, 1Ex ib [ia IIC Ga] IIC T4 Gb;
- выносной дисплейный модуль Rosemount 2230 – 0Ex ia IIC T4 Ga, 1Ex ia IIC T4 Gb;
- подчиненный модуль сбора данных DAU 2100 – 0Ex ia IIB T4 Ga;
- датчик уровня подтоварной воды WLS – 0Ex ia IIC «T6, T4» Ga (версия Modbus), 0Ex ia IIB T4 Ga (версия HART);
- многоточечный термометр MST типа NLI – 0Ex ia IIC «T5, T4, T2» Ga;
- выносной дисплейный модуль RDU 40 – 1 Ex ib IIC T4 Gb (1 Ex ib [ia Ga] IIC T4 Gb).



Места нанесения поверительного клейма-наклейки и места пломбирования (в целях предотвращения несанкционированных настроек и вмешательства, которые могут привести к искажению результатов измерений и вычислений) приведены в Приложении А к описанию типа.

Внешний вид систем приведен на рисунках 1, 2.

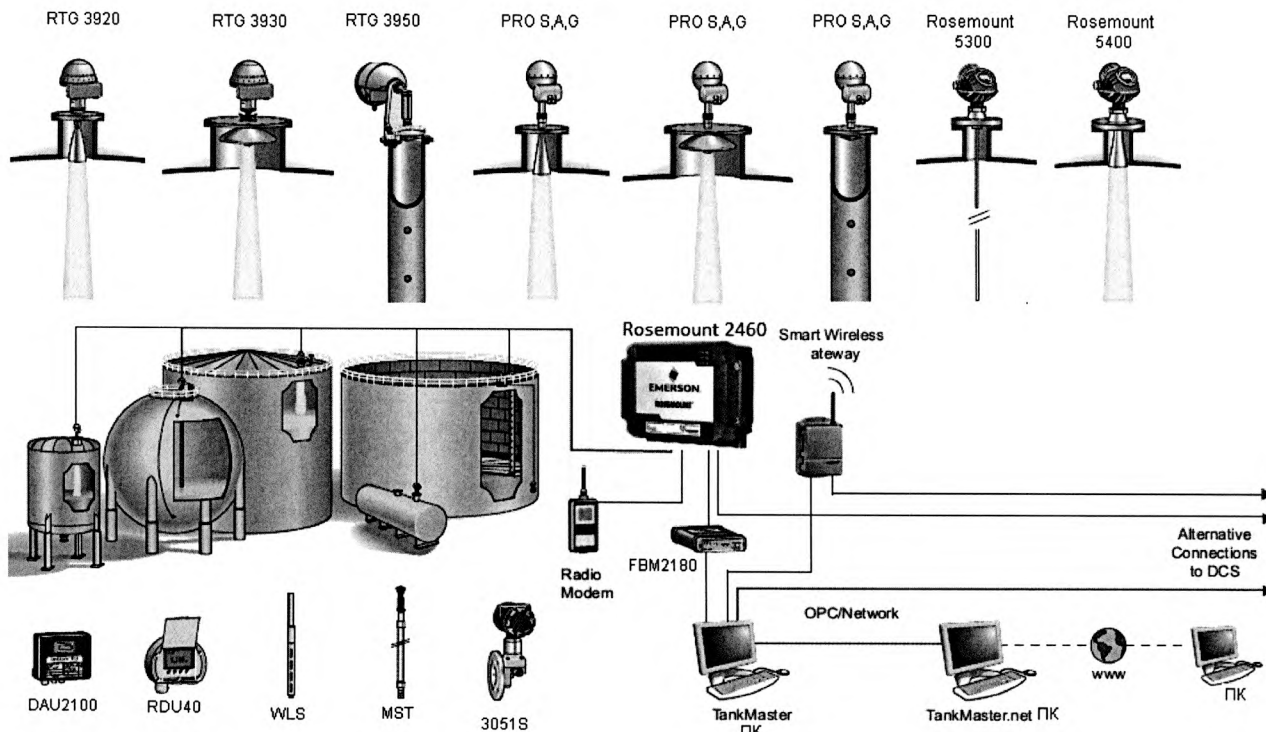


Рисунок 1 – Внешний вид систем на базе уровнемеров радарных RTG 3920, RTG 3930, RTG 3950, PRO S, PRO G, PRO A, Rosemount 5300, Rosemount 5400

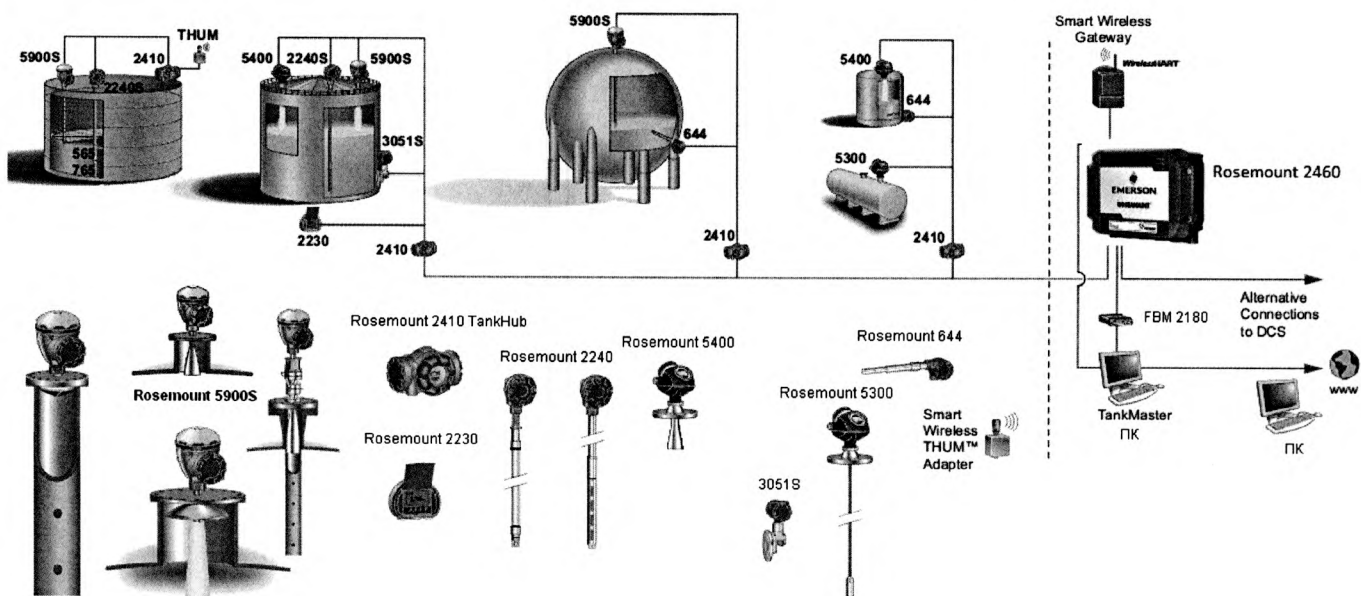


Рисунок 2 – Внешний вид систем на базе уровнемеров радарных Rosemount 5900S, Rosemount 5300, Rosemount 5400



ПО TankMaster позволяет выполнять следующие функции:

- непрерывный опрос подключенного оборудования, и на основе полученных данных измерений (уровень, температура, давление и пр.) вычисление объема, плотности и массы продукта в резервуаре:

- сигнализация при достижении контролируемыми параметрами заданных значений;

- контроль за значением параметров продукта и выдача сигналов тревоги в случае их выхода за установленные пределы;

- контроль за возможными утечками продукта в резервуарах по значениям уровня и объема, приведенного к температуре 20 °С (15 °С);

- прогноз времени заполнения и опорожнения резервуаров;

- приведение плотности, объема к температуре 20 °С (15 °С);

- расчет массы нефти (нефтепродукта).

Защита от несанкционированных изменений ПО и настроек системы реализована с помощью опломбирования составных частей системы (см. Приложение А). Дополнительно ПО TankMaster позволяет организовать разграничение функций и уровней доступа для пользователей (20 уровней) путем введения паролей.

Влияние ПО учтено при нормировании метрологических характеристик системы. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО*
Внешнее ПО: TankMaster	6.B4 build 18
* - Допускается применение более поздних версий ПО при условии, что метрологически значимая часть ПО останется без изменений.	

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ И МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Основные технические и метрологические характеристики системы указаны в Приложении Б к описанию типа.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на эксплуатационную документацию методом типографической печати.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность поставки систем определяется заказом в соответствии с технической документацией фирмы "Rosemount Tank Radar AB" (Швеция).

Минимальная базовая комплектация системы:

- радарный уровнемер (RTG 3920, RTG 3930, RTG 3950, Rosemount 5900S);

- измеритель температуры Rosemount 2240 (преобразователь температуры измерительный Rosemount 2240S с многоточечным датчиком температуры Rosemount 565 (NLI));

- многоточечный термометр MST типа NLI;

- датчик уровня подтоварной воды WLS;

- модуль связи Rosemount 2410 TankHub;

- модуль полевого соединения Rosemount 2460 (FCU 2160);

- модуль полевого соединения FBM 2180;

- преобразователи давления измерительные серии 3051;

- преобразователи давления измерительные 2051T (для уровнемера Rosemount 5900S при измерении уровня сжиженного газа);

- выносной дисплейный модуль RDU 40 (для уровнемеров серии RTG 3900);



- выносной дисплейный модуль Rosemount 2230 (для уровнемеров Rosemount 5900S);
- подчиненный модуль сбора данных DAU 2100;
- программное обеспечение Rosemount TankMaster;
- руководство по эксплуатации;
- методика поверки.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

Документация фирмы "Rosemount Tank Radar AB" (Швеция).
Методика поверки МП.МН 711-99 (извещение №5).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Системы измерительные управляющие для учета нефтепродуктов в резервуарах TRL/2 соответствуют требованиям технической документации фирмы "Rosemount Tank Radar AB" (Швеция), ТР ТС 020/2011 (Регистрационный номер декларации о соответствии: ЕАЭС N RU Д-SE.АЖ17.В.01671/18 от 14.12.2018, декларация действительна по 13.12.2023), ТР ТС 012/2011 (сертификат соответствия № ТС RU C-SE.ГБ04.В.00202 до 20.05.2019).

Межповерочный интервал – не более 12 месяцев.

Межповерочный интервал в сфере законодательной метрологии в Республике Беларусь – не более 12 месяцев.

Научно-исследовательский центр испытаний
средств измерений и техники Бел ГИМ г. Минск,
Старовиленский тракт, 93, тел. 334-98-13
Аттестат аккредитации №ВУ/112 02.1.0.0025

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Фирма "Rosemount Tank Radar AB" (Швеция)
Gamlestadsvagen 18B P.O. Box 13045
SE-402 51 Göteborg Sweden

Tel.: +46 31 337 00 00

Fax.: +46 31 25 30 22

E-mail: info.rtr@emerson.com

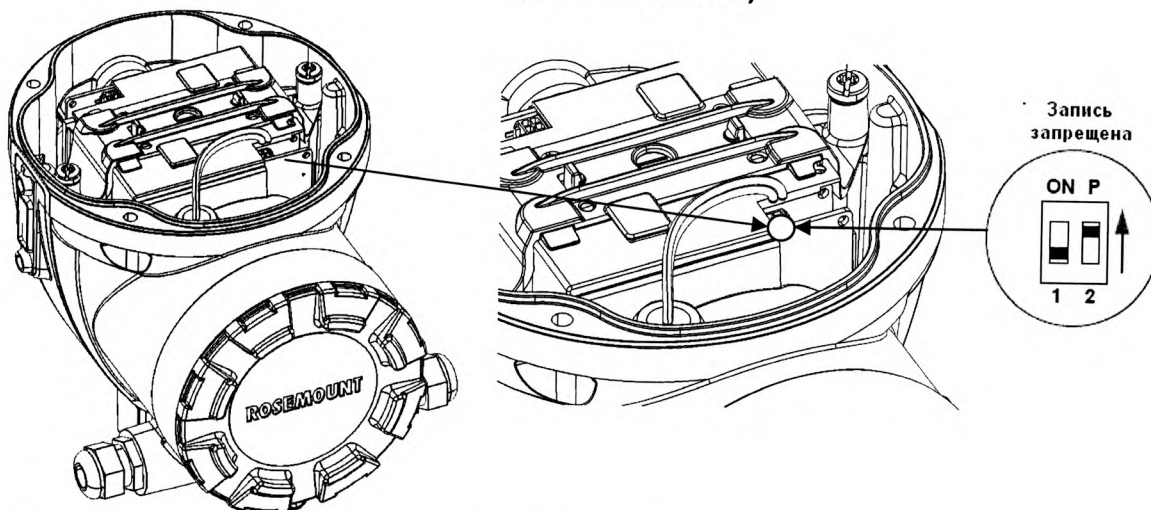
www.rosemount-tankradar.com

Начальник научно-исследовательского центра
испытаний средств измерений и техники

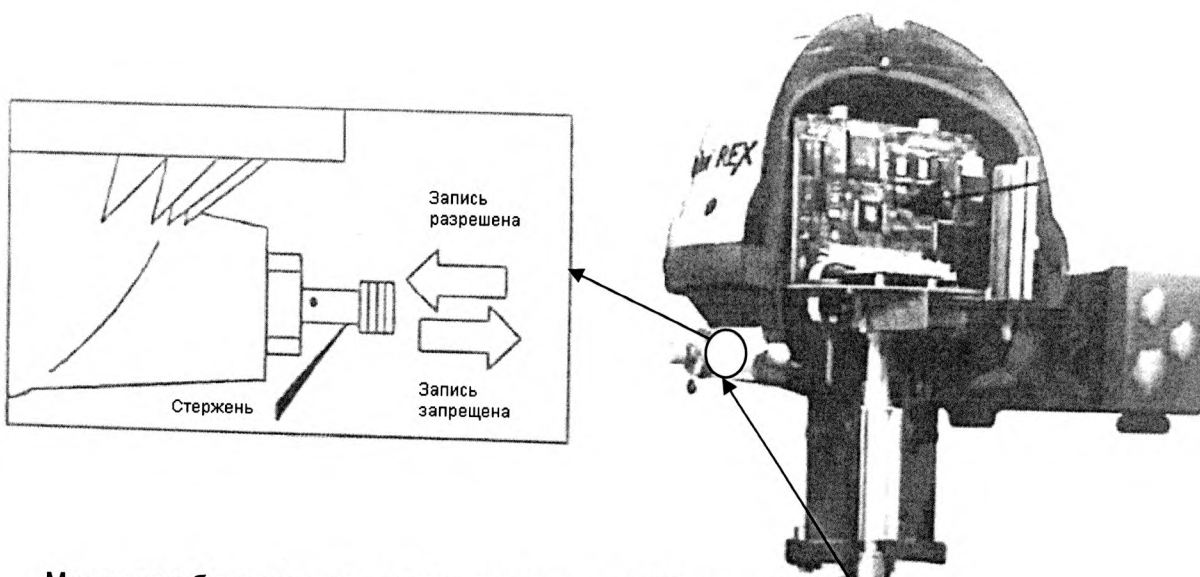
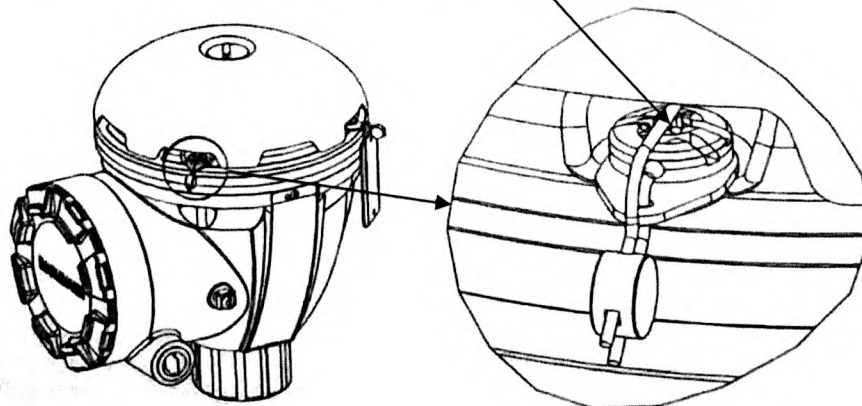
Д.М. Каминский



ПРИЛОЖЕНИЕ А (обязательное)



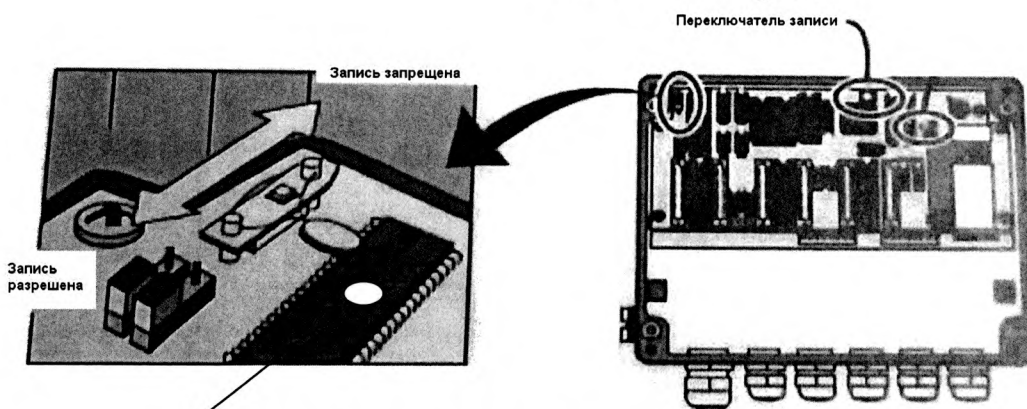
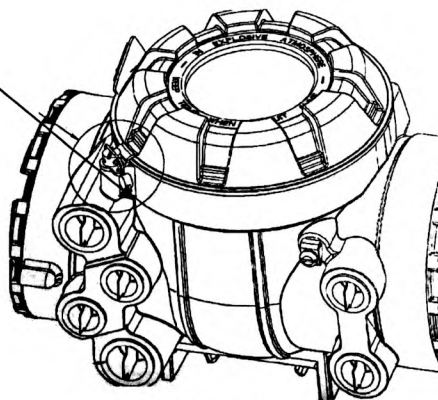
Место пломбирования уровнемера радарного 5900S



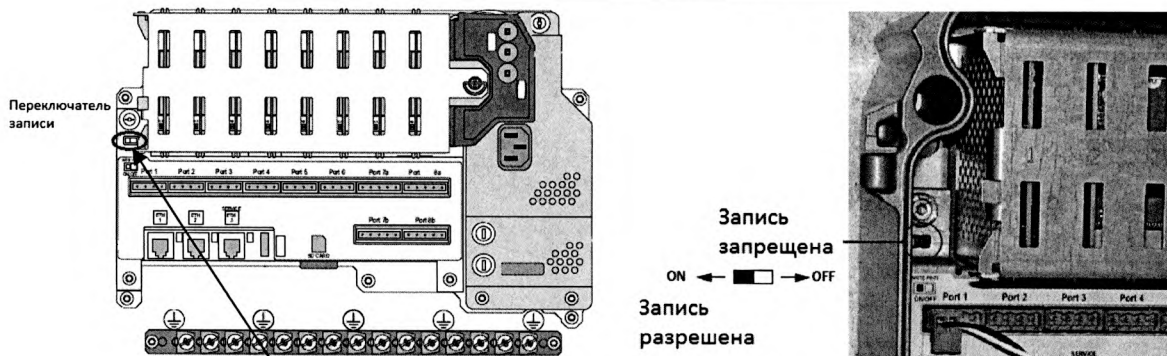
Место пломбирования уровнемера радарного RTG серии 3900

ПРИЛОЖЕНИЕ А (продолжение)

Место пломбирования модуля связи Rosemount 2410 TankHub

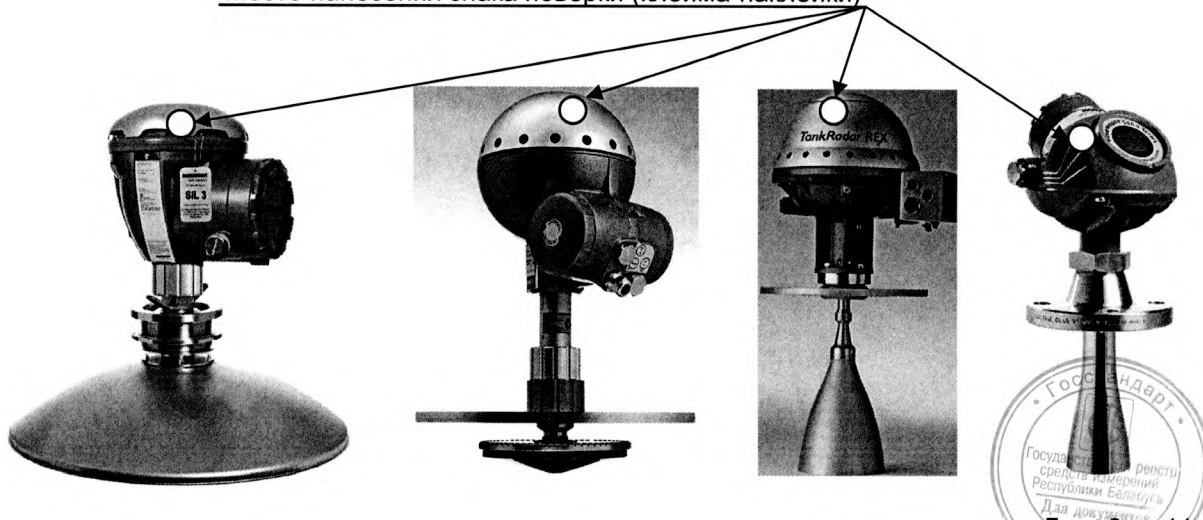


Место пломбирования модуля полевого соединения FCU 2160



Место пломбирования модуля полевого соединения Rosemount 2460

Место нанесения знака поверки (клейма-наклейки)



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица Б.1 – Основные технические и метрологические характеристики системы

Наименование характеристики		Значение характеристики
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы нефти (нефтепродуктов) косвенным методом статических измерений для систем на базе уровнемеров радарных RTG 3920, RTG 3930, RTG 3950, элемент 5900S		В соответствии с СТБ 8030-2006
Диапазон напряжений питания от сети переменного тока, В		от 48 до 240 от 20 до 99
Переменного тока		80
Постоянного тока		
Потребляемая мощность (для базовой конфигурации системы), Вт, не более		

Таблица Б.2 – Основные технические и метрологические характеристики системы при измерении уровня

Наименование характеристики	Наименование модификации/исполнения применяемого уровня		
	Коническая антенна	Параболическая антенна	Антенна типа «обратный конус»
Диапазон измерений уровня нефти (нефтепродуктов), м	5900S от 0,8 до 20 (ниже фланца)	5900S от 0,85 до 20 (ниже фланца)	5900S от 0,8 до 30 (ниже фланца)
	от 0,5 до 30 (опция)	от 0,3 до 30 (опция)	от 0,8 до 30 (ниже фланца)
Пределы допускаемой погрешности системы при измерении уровня нефти (нефтепродуктов)	$\pm 1 \text{ мм}^1$	$\pm 1 \text{ мм}^1$	$\pm 1 \text{ мм}^1$
			$\pm 1 \text{ мм}^1$
Диапазон температур в резервуаре, °С	от минус 40 до 230		
			от минус 40 до 120
Диапазон напряжений питания, В			от минус 40 до 120
	- от 9 до 32	- от 100 до 240 от 20 до 99 (по заказу)	- от 100 до 240 от 20 до 99 (по заказу)
Диапазон температур окружающей среды при эксплуатации, °С	от минус 40 до 70		
			от минус 40 до 120
Диапазон рабочего давления в резервуаре, МПа	от минус 0,02 до 0,2	от минус 0,02 до 0,02 от минус 0,02 до 1,0 (опция)	от минус 0,02 до 0,2
	12,0	17,0	24,0
Масса, кг, не более	20 (без фланца)		
	25 (без фланца)		
Уровень защиты оболочки	IP66/67		
	20 (без фланца)		



Продолжение таблицы Б.2

Наименование характеристики	Наименование модификации/исполнения применяемого уровнемера								WLS
	Антенна LPG/LNG для сжиженных газов 5900S	RTG PRO A	RTG PRO G	RTG PRO S	5300	5400		5402	
						5401	5402		
диапазон измерений уровня нефти (нефтепродуктов), м оделы допускаемой погрешности системы при мерении уровня нефти (нефтепродуктов)	от 1,2 до 30 (ниже фланца)	от 0 до 30	от 0 до 30	от 0,8 до 30	от 0,1 до 30 м	от 0,03 до 30	от 0,015 до 30	от 0 до 1,5	
	± 1 мм ¹⁾	± 3 мм	± 5 мм	± 10 мм	± 3 мм ²⁾ (при измерении уровня до 10 м) $\pm 0,03\%$ от измеренного уровня (при измерении уровня свыше 10 м)	± 10 мм ³⁾	± 3 мм ³⁾	$\pm 0,4$ % от верхнего предела измерений	
диапазон температур в резервуаре, °С	от минус 170 до 90	от минус 40 до 400			от минус 40 до 150		от минус 40 до 150	от 0 до 150	
диапазон напряжений питания, В еремного тока остоянного тока	- от 9 до 32	от 100 до 240 от 24 до 99 (по заказу)			- от 9 до 42,4	-	- от 8 до 42,4	- от 9 до 17,5	
диапазон температур окружающей еды при эксплуатации, °С	от минус 40 до 70				от минус 40 до 80			от 0 до 150	
диапазон рабочего давления в резервуаре, МПа	от минус 0,1 до 2,5	от минус 0,01 до 5,5			от минус 0,01 до 4,0	от минус 0,1 до 1,6		от минус 0,01 до 0,6	
асса, кг, не более	40,0	8			5 (без фланца и антенны)	5 (без фланца и антенны)		15	
епень защиты оболочки	IP66/67	IP65/66			IP66/67		IP66/67	-	

имечание:

- до установки уровнемеров на резервуар пределы допускаемой погрешности измерения уровня должны соответствовать ебованиям СТБ 1624-2013.

- пределы допускаемой основной погрешности измерения уровня нефти (нефтепродуктов) уровнемером 5300; пределы допускаемой дополнительной погрешности мерения уровня нефти (нефтепродуктов) уровнемером 5300 от изменения температуры окружающей среды при эксплуатации: $\pm 0,2$ мм/°С или ± 30 ppm/°С в зависимости от того, что больше.

- пределы допускаемой основной погрешности измерения уровня нефти (нефтепродуктов) уровнемером 5400;

оделы допускаемой дополнительной погрешности измерения уровня нефти (нефтепродуктов) уровнемером 5400 от изменения температуры окружающей среды и эксплуатации: $\pm 0,05$ %/10 °С.



Таблица Б.3 – Основные технические и метрологические характеристики системы при измерении давления

Наименование характеристики	Наименование модификации/исполнения применяемого преобразователя давления измерительного					
	3051CG			3051SL	3051S_CD Ultra for Flow	2051T
диапазон измерений давления, МПа	от минус 0,006216 до 0,006216	от 0,097 до 0,248	от 0,097 до 2,068	от 0,097 до 13,789	от минус 0,098 до 0,250	от 0 до 0,206 от 0 до 1,03 от 0 до 5,52 от 0 до 27,58 от 0 до 68,94
пределы допускаемой основной приведенной погрешности системы при измерении давления в резервуаре (от диапазона измерений) ¹⁾ , %	±0,10	±0,065	±0,065	±0,065	±0,065	±0,075
пределы допускаемой основной относительной погрешности системы при измерении разности давления в резервуаре ²⁾ , %	-	-	-	-	-	-
диапазон температур нормальных условий	от 21 до 25					
диапазон температур в резервуаре, °С	от минус 30 до 121					
диапазон температур окружающей среды при эксплуатации, °С	от минус 30 до 80					
степень защиты оболочки	IP65/66/68					
диапазон измерений плотности, кг/м ³	от 650 до 1000					
пределы допускаемой абсолютной погрешности системы при измерения плотности (косвенным методом), кг/м ³	±1,0					

Замечание:
для измерений в диапазоне давлений менее 10:1
для измерений в диапазоне давлений менее 8:1 от ВПД. Для измерений в диапазоне давлений менее 200:1 от ВПД, пределы допускаемой основной погрешности составляют ±(0,04+0,0023·ВПД/ИЗ) %, где ВПД – верхний предел измерений давления, МПа; ИЗ – измеренное значение давления, МПа

Таблица Б.4 – Основные технические и метрологические характеристики системы при измерении температуры

Наименование характеристики	Наименование модификации/исполнения применяемого измерителя температуры			
	Преобразователь температуры измерительный Rosemount 644 с одноточечным датчиком температуры Rosemount 65	Измеритель температуры Rosemount 2240	Многоточечный термометр MST типа NLI	
диапазон измерений температуры, °С	от минус 50 до 400	от минус 50 до 200	от минус 20 до 90	от минус 50 до 200
пределы допускаемой погрешности системы при измерении температуры, °С	± (0,15+(0,3+0,005· t))	±0,5	±0,25	±0,5
диапазон температур в резервуаре, °С	от минус 50 до 400	от минус 50 до 200	от минус 50 до 200	от минус 50 до 200
диапазон температур окружающей среды при эксплуатации, °С	от минус 40 до 85	от минус 40 до 70	от минус 40 до 60	от минус 40 до 60
число подключаемых датчиков температуры, не более	1	16	16	16
тип датчиков температуры	Pt 100	Pt 100	Pt 100	Pt 100
замечание: значение измеряемой температуры, °С				