

9. Средства учета, измерения и автоматизации технологических процессов

В системах газоснабжения СУГ средства учета и измерения решают две основные задачи: определяют, сколько паровой и жидкой фазы было потрачено и сколько осталось. С недавних пор к ним добавилась еще одна, третья задача: дистанционная передача данных в удаленные пункты контроля и сбора информации.

Наличие достоверной информации о количественном остатке СУГ в равной степени актуально как для бытового баллона, так и для большого резервуара, поскольку своевременное пополнение запаса является важной задачей в сфере газоснабжения СУГ.

Средства учета

Особенностью учета СУГ является то, что жидкую их фазу принято учитывать в килограммах, в то время как паровую — в кубометрах на единицу времени. Соответственно, приборы, осуществляющие учет паровой фазы, называются счетчиками, а жидкой фазы — массовыми расходомерами.

Массовые расходомеры применяются в основном для измерения расхода сжиженного газа при выдаче его на ГНС и АГЗС. Они имеют высокую пропускную способность при относительно небольшой погрешности измерений. Самые точные из них — кориолисовые расходомеры. Кориолисовый расходомер состоит из датчика расхода (сенсора) и преобразователя. Сенсор напрямую измеряет расход, плотность и температуру. Преобразователь конвертирует полученную с сенсора информацию в стандартные выходные сигналы.

Счетчики газа применяются в качестве индивидуальных, групповых (подомовых) и коммерческих средств измерения паровой фазы СУГ и их смесей. Это механические устройства, действие которых основано на разных принципах: в ротационных счетчиках измерения осуществляются за счет разнонаправленного вращения роторов, в диафрагменных — за счет последовательного прохождения газа через специальные камеры — диафрагмы.

Средства измерения

Для индивидуального потребителя проблема определения остатка газа решается применением композитных баллонов, имеющих полупрозрачный корпус, позволяющий визуально определить его остаток, однако в традиционном стальном баллоне без специального прибора это сделать невозможно. В настоящее время на рынке появились компактные и вполне доступные по цене ультразвуковые индикаторы уровня жидкой фазы в стальном баллоне (см. стр. 636).

Что касается систем газоснабжения СУГ с использованием резервуаров, то здесь применяются уровнемеры, определяющие процентное соотношение

жидкой и паровой фаз СУГ в емкости. Существует большое разнообразие уровнемеров, основанных на различных принципах действия. Самые простые решения — это механические уровнемеры: ротационные и поплавковые.

Ротационные уровнемеры применяются, как правило, на емкостях газовозов, имеют примитивную конструкцию, однако обладают достаточной эффективностью в применении.

Поплавковые механические уровнемеры преобразуют вертикальное перемещение чувствительного датчика — поплавок, находящегося на поверхности жидкой фазы, в соответствующее перемещение стрелки по шкале циферблата.

Некоторые наиболее совершенные модели поплавковых уровнемеров обеспечивают снятие показаний по таким параметрам как температура жидкости, средняя плотность, масса жидкой и паровой фаз, их объем.

В отличие от поплавковых уровнемеров микроволновые датчики являются полностью электронными приборами, выдающими токовый сигнал 4...20 мА, используемый устройствами отображения и/или передачи информации. Тем не менее, поплавковые уровнемеры также имеют возможность встраивания в систему дистанционной передачи данных с помощью унифицированного токового сигнала. Показания с них при этом переводятся из механического движения стрелки в токовый сигнал с помощью электронных преобразователей, подключаемых непосредственно к шестеренному механизму уровнемеров.

Все электронные устройства, используемые на объектах хранения СУГ, должны быть выполнены по требованиям взрывозащиты «Искробезопасная электрическая цепь». Для этого в аналоговых датчиках уровня применяются барьеры искробезопасности, цифровые датчики используются в комплексе с взрывозащищенными блоками интерфейсов. Информация об измерениях попадает на контроллер, который, в свою очередь, отправляет ее по стандартным протоколам передачи данных с помощью передающих устройств на верх-

ний уровень по различным каналам связи: GSM, проводному либо радиоканалу. Также контроллер автоматизированной системы учета имеет возможность архивирования полученных данных. Система способна измерять, хранить и передавать данные по таким параметрам, как: уровень жидкой фазы СУГ в резервуаре (расстояние от дна резервуара до поверхности); средняя температура жидкой фазы СУГ; процентное заполнение объема резервуара; общий объем СУГ; масса продукта; плотность жидкой фазы СУГ; средняя температура паровой фазы СУГ; масса паровой фазы СУГ; масса жидкой фазы СУГ.



Рис. 9.1. Шкала поплавкового уровнемера



Индикатор уровня для баллонов Gaslevel

Предприятие-изготовитель:
Gaslock GmbH, Германия

Универсальный индикатор уровня газа Gaslevel® Classic предназначен для визуализации уровня газа в бытовых стальных пропановых баллонах.

Модель	Индикация	Элемент питания	Исполнение	Размеры (ШxВxГ), мм
Gaslevel® Classic	светодиод	CR2032	взрывобезопасное	30x65x16



В зоне пустоты
индикатор светится
красным светом

В заполненной зоне
индикатор светится
зеленым светом

Индикатор уровня газа Gaslevel Classic крепится в вертикальном положении при помощи магнитов в любом месте баллона.

Принцип действия прибора основан на изменении уровня отражения ультразвука на границах: сталь – жидкая фаза СУГ и сталь – паровая фаза СУГ. При перемещении индикатора уровня газа вдоль оси баллона и переходе через границу сред индицирующий светодиод меняет цвет свечения с зеленого (жидкая фаза) на красный (паровая фаза) или наоборот.



Счетчики газа бытовые СГБ G1,6, СГБ G2,5, СГБ G4

Предприятие-изготовитель:
ООО ЭПО «Сигнал», Россия

Счетчики газа серии СГБ предназначены для учета расхода паровой фазы СУГ непосредственно перед газоиспользующим оборудованием потребителя.

Наименование параметра	G1,6	G1,6-1	G2,5	G2,5-1	G4	G4-1
Рабочая среда	сжиженный газ по ГОСТ 20448-90					
Максимальный расход, м ³ /ч	2,5		4		6	
Номинальный расход, м ³ /ч	1,6		2,5		4	
Минимальный расход, м ³ /ч	0,016		0,025		0,04	
Температура измеряемой среды, °С	от -20 до +50		от -40 до +60			
Рабочее давление, кПа, не более	10					
Максимальное давление, кПа, не более	50					
Предел погрешности, %:						
от Q _{min} до 0,1 Q _{ном}	±3					
от 0,1 Q _{ном} до Q _{max}	±1,5					
Потеря давления при Q _{max} , Па	200					
Порог чувствительности, м ³ /ч, не более	0,0032		0,005		0,008	
Циклический объем, дм ³	0,7		1,2		1,2	
Емкость отсчетного устройства, м ³	99999,999					
Цена деления ролика, м ³	0,0002					
Полный ресурс, лет, не менее	20					
Межповерочный интервал, лет	10					
Габаритные размеры, мм:						
длина L	172	170	198	206	198	206
ширина B	140	140	167	167	167	167
высота H	194	183	236	210	236	210
Присоединительные размеры, мм:						
резьба штуцеров	M26x1,5 или M30x2 или G ⁷ / ₈ ; G ³ / ₄ или G1 ¹ / ₄		M33x1,5 или G1 ¹ / ₄ или G ³ / ₄		M33x1,5 или G1 ¹ / ₄ или G ³ / ₄	
расстояние между штуцерами, мм	110	—	110	—	110	—
Масса без монтажных деталей, кг	1,5	1,5	2,1	2,1	2,1	2,1

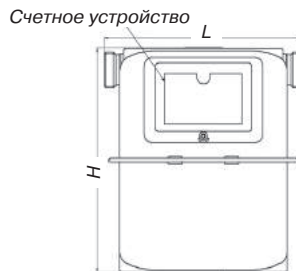


Рис. 1. Счетчики газа СГБ:
G1,6, G2,5, G4 —
вертикальный подвод газа;
G1,6-1, G2,5-1, G4-1 —
горизонтальный подвод газа



**Счетчики газа
бытовые
BK-G1,6(T)*,
BK-G2,5(T)*,
BK-G4(T)***

Предприятия-изготовители:
ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника», Россия;
Pretagas s.r.o., Словакия

Счетчики газа серии BK предназначены для учета расхода паровой фазы СУГ непосредственно перед газоиспользующим оборудованием потребителя.

Технические характеристики

Наименование параметра	BK-G1,6(T)*	BK-G2,5(T)*	BK-G4(T)*
Рабочая среда	природный газ, газовая фаза сжиженного газа		
Объем цикла, дм ³	1,2	1,2	1,2
Максимальный расход, м ³ /ч	2,5	4	6
Минимальный расход, м ³ /ч	0,016	0,025/0,016	0,04/0,016
Максимальное рабочее давление для счетчиков с корпусом из листовой стали, кПа	50	50	50
Предел погрешности, %:			
от Q _{min} до 0,1 Q _{ном}	±3	±3	±3
от 0,1 Q _{ном} до Q _{max}	±1,5	±1,5	±1,5
Потеря давления при Q _{max} , Па	<200	<200	<200
Диапазон рабочих температур, °C	от -30 до +50 / от -25 до +50		
Диапазон температур окружающей среды, °C	от -40 до +60		
Межосевое расстояние, мм	110	110	110
Размер резьбы штуцеров, дюйм	G1¼	G1¼	G1¼
Условный проход D _y	25	25	25
Габаритные размеры, мм	195 × 212 × 155	195 × 212 × 155	195 × 212 × 155
Масса, кг	1,9	1,9	1,9
Межповерочный интервал, лет	10	10	10
Средний срок службы, лет, не менее	10	24	10

* (Т) — с механической температурной коррекцией.



**Счетчики газа
диафрагменные
ВК G40 (Т)*,
ВК G65 (Т)*,
ВК G100 (Т)***

Предприятия-изготовители:
ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника», Россия;
Premagas s.r.o., Словакия

Счетчики газа диафрагменные предназначены для коллективного учета расхода газоиспользующим оборудованием паровой фазы СУГ у группы потребителей.

Технические характеристики

Наименование параметра	ВК G40	ВК G65	ВК G100
Рабочая среда	природный газ, газовая фаза сжиженного газа		
Максимальный расход, м ³ /ч	65	100	160
Минимальный расход, м ³ /ч	0,4	0,65	1
Номинальный расход, м ³ /ч	40	65	100
Максимальное рабочее давление, кПа	50	50	50
Максимальная потеря давления при Q _{max} , Па	300	300	300
Погрешность измерений, %:			
от Q _{min} до 0,1 Q _{ном}	±3	±3	±3
от 0,1 Q _{ном} до Q _{max}	±1,5	±1,5	±1,5
Температура рабочей среды, °С		от - 25 до +40	
Температура окружающей среды, °С		от - 40 до +55	
Габаритные размеры, мм	564 x 327 x 329	680 x 392 x 403	740 x 449 x 571
Масса, кг	28	29	95
Межповерочный интервал, лет	10	10	10
Средний срок службы, лет, не менее		24	

* Выпускаются в модификации ВКТ с температурной компенсацией.



Счетчики газа ротационные Delta G10-G650

Предприятие-изготовитель:
Actaris, Германия

Промышленные ротационные счетчики Delta предназначены для измерения объема, прошедшего через них при рабочих условиях в единицах объема (м^3). Для приведения величины объема к нормальным условиям используется электронный корректор. Измеряемая среда — пропан, бутан и др.

Параметры измеряемой среды:

- максимальное избыточное рабочее давление — до 10,1 МПа;
- температура — от -20 до $+60$ °С;

Счетчики предназначены для эксплуатации при температуре окружающей среды от -30 до $+60$ °С.

Счетчики типоразмеров с G10 по G650 обеспечивают измерение объемного расхода газа в диапазоне от 0,25 до 1000 $\text{м}^3/\text{ч}$ в трубопроводах с диаметром условного прохода DN от 40 до 150.

Межповерочный интервал — 5 лет.

Устройство и принцип работы

В состав счетчика входят: измерительная камера, ограниченная корпусом 1 и базовыми плитами 2, два ротора 3, вращающихся в противоположных друг относительно друга направлениях за счет зубчатых колес 4, две масляные камеры 5 и счетное устройство 6. Поток газа вращает роторы 3, которые отсекают определенную порцию газа и перемещают ее от входного к выходному патрубку. Количество оборотов роторов 3 пропорционально объему среды, прошедшей через счетчик.

Счетное устройство 6 регистрирует объем, прошедший через счетчик при рабочих условиях. В стандартном исполнении счетное устройство 6 поставляется с двумя низкочастотными датчиками импульсов LF, количество выходных импульсов которых пропорционально объему, прошедшему через счетчик.

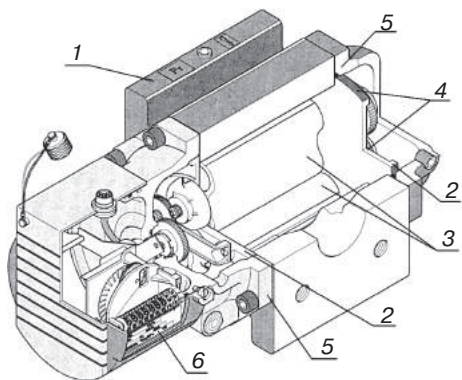


Рис. 1. Ротационный счетчик Delta G16-G650:
1 — корпус; 2 — базовые плиты; 3 — ротор;
4 — зубчатое колесо; 5 — масляная камера;
6 — счетное устройство

Технические характеристики

	DN	Материал корпуса	Q_{max} М ³ /ч	Диапазон измерения Q_{max}/Q_{min}	Потеря давления, Па	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
G10	40	Алюминий	16	1 : 20–30	270	159 × 121 × 96	2,7
G16	40	Алюминий	25	1 : 20–50	670	159 × 121 × 96	2,7
G16	50	Алюминий	25	1 : 20–50	100	311 × 171 × 182	11
G16	50	Чугун	25	1 : 20–50	100	302 × 171 × 174	19
G16	50	Сталь	25	1 : 20–30	170	290 × 240 × 150	34
G25	40	Алюминий	40	1 : 20–100	111	189 × 121 × 96	3,4
G25	50	Алюминий	40	1 : 20–100	270	311 × 171 × 182	11
G25	50	Чугун	40	1 : 20–100	270	302 × 171 × 174	19
G25	50	Сталь	40	1 : 20–65	360	290 × 240 × 150	34
G40	40	Алюминий	65	1 : 20–100	268	189 × 121 × 96	3,4
G40	50	Алюминий	65	1 : 20–160	710	311 × 171 × 182	11
G40	50	Чугун	65	1 : 20–160	710	302 × 171 × 174	19
G40	50	Сталь	65	1 : 20–100	890	290 × 240 × 150	34
G65	50	Алюминий	100	1 : 20–200	168	311 × 171 × 182	11
G65	80	Алюминий	100	1 : 20–200	560	387 × 171 × 182	15
G65	50	Чугун	100	1 : 20–200	168	302 × 171 × 174	19
G65	80	Чугун	100	1 : 20–200	560	378 × 171 × 194	25
G65	50	Сталь	100	1 : 20–160	157	290 × 240 × 150	34
G100	50	Алюминий	160	1 : 20–200	262	387 × 171 × 182	15
G100	80	Алюминий	160	1 : 20–200	140	387 × 171 × 182	15
G100	80	Чугун	160	1 : 20–200	140	378 × 171 × 194	25
G100	80	Сталь	160	1 : 20–30	193	416 × 320 × 275	84
G160	80	Алюминий	250	1 : 20–200	254	435 × 171 × 182	17
G160	80	Алюминий	250	1 : 20–160	220	409 × 241 × 235	29
G160	80	Чугун	250	1 : 20–160	220	409 × 241 × 235	41
G160	80	Сталь	250	1 : 20–50	220	416 × 320 × 275	84
G250	100	Алюминий	400	1 : 20–160	212	615 × 241 × 235	43
G250	100	Чугун	400	1 : 20–160	212	615 × 241 × 235	56
G250	150	Чугун	400	1 : 20–100	320	610 × 450 × 365	120
G400	150	Чугун	650	1 : 20–160	170	610 × 450 × 365	120
G650	150	Чугун	1000	1 : 20–200	387	610 × 450 × 365	120



Счетчики газа ротационные РСГ

Предприятие-изготовитель:
ООО ЭПО «Сигнал», Россия

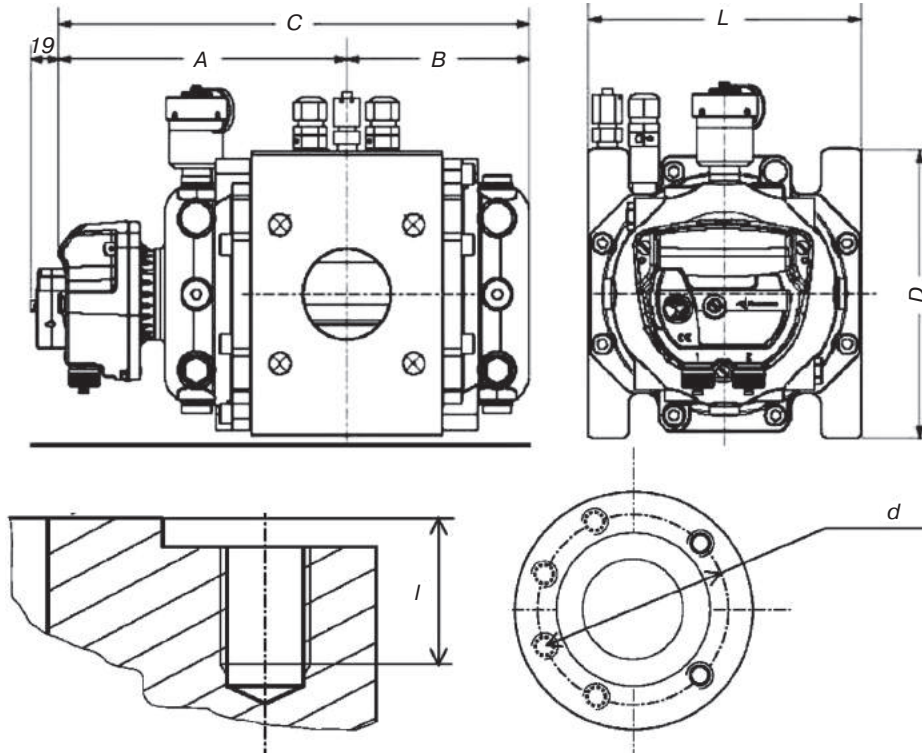
Счетчики газа предназначены для измерения рабочего объема сжиженного углеводородного газа по ГОСТ 20448-90 и других чистых, неагрессивных газов при давлении до 1,6 МПа.

Отличительные особенности: изготовление по технологии и из комплектующих компании Actaris (Германия); полный аналог счетчика Delta; материал корпуса — алюминий; установка датчиков давления и температуры в корпус счетчика; мультипозиционный монтаж.

Межповерочный интервал — 6 лет.

Технические характеристики

Типоразмер	DN, мм	$Q_{\min} \dots Q_{\max}$, м ³ /ч	Потеря давления, Па, не более,	Цена импульса, м ³ /имп.	Диапазон рабочих температур, °С	Масса, кг
G10	40	0,5...16 (1:50)	27	0,01	от -30 до +60	6
G16	40	0,5...25 (1:100)	67	0,01		6
	50	0,5...25 (1:50)	10	0,1		11
G25	40	0,5...40 (1:160)	111	0,01		6
	50	0,4...40 (1:100)	27	0,1		11
G40	40	0,5...65 (1:200)	268	0,01		6
	50	0,4...65 (1:160)	71	0,1		11
G65	50	0,5...100 (1:200)	168	0,1		11
G100	80	0,8...160 (1:200)	140	0,1		15
G160	80	1,25...250 (1:200)	220	0,1		17
G250	100	2,5...400 (1:160)	212	1	43	



Типоразмер	DN, мм	Габаритные размеры, мм					Присоединительные размеры			
		A	B	C	D	L	Кол-во отверстий на сторону, шт.	Размер резьбы	d, мм	l, мм
G10	40	126	60	186	126	171	4	M16	110	24
G16	40	126	60	186	126	171	4		110	
	50	190	121	311	182	171	4		125	
G25	40	126	60	186	126	171	4		110	
	50	190	121	311	182	171	4		125	
G40	40	126	60	186	126	171	4		110	
	50	190	121	311	182	171	4		125	
G65	50	190	121	311	182	171	4		125	
G100	80	228	159	387	182	171	8		160	
G160	80	230	179	435	182	171	8		160	
G250	100	333	282	615	235	241	8	180		

Рис. 1. Габаритно-присоединительные размеры ротационного счетчика РСГ



Расходомер LPM-102

Предприятие-изготовитель:
Liqua-Tech Co, США

Расходомер LPM-102 предназначен для измерения расхода сжиженного газа. Возможно исполнение счетчика с автоматическим компенсатором температуры.

Расходомер LPM-102 полностью совместим с расходомером Neptune 1" типа 4D-MD как по габаритным размерам, так и по запчастям.

Технические характеристики

<i>Наименование параметра</i>	<i>Значение</i>
Производительность, л/мин	12–68
Рабочее давление, МПа	2,4
Макс. показание счетчика, л	99 999
Макс. показание суммирующего устройства, л	99 999 999
Диапазон рабочих температур, °С	от – 32 до +52
Масса, кг , ориентировочно	29

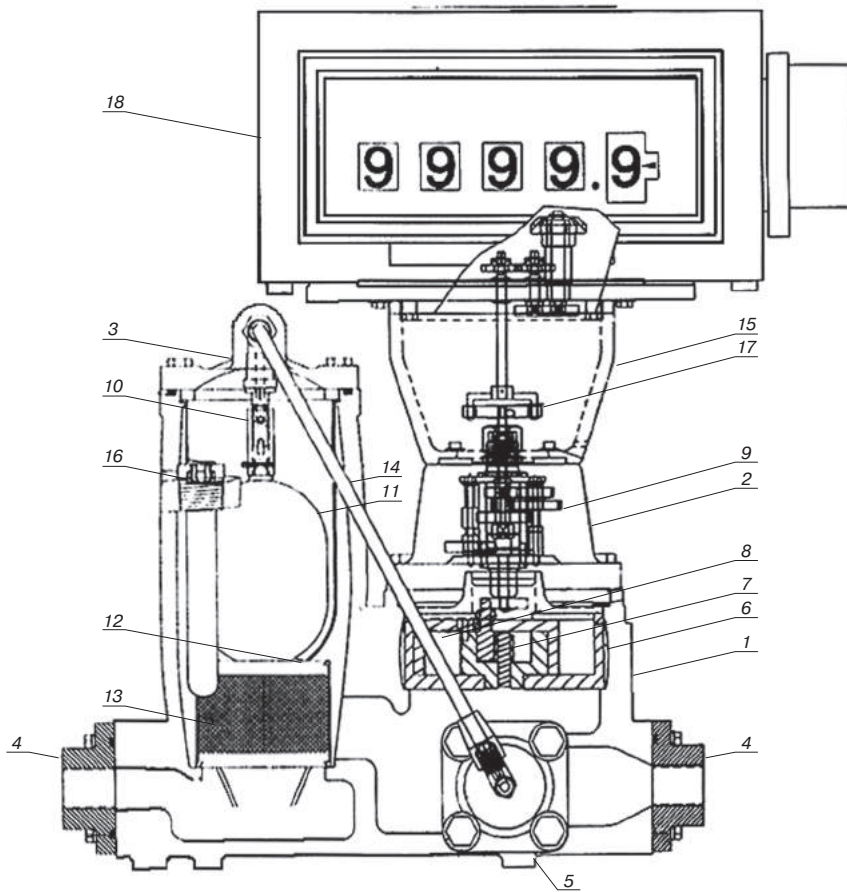
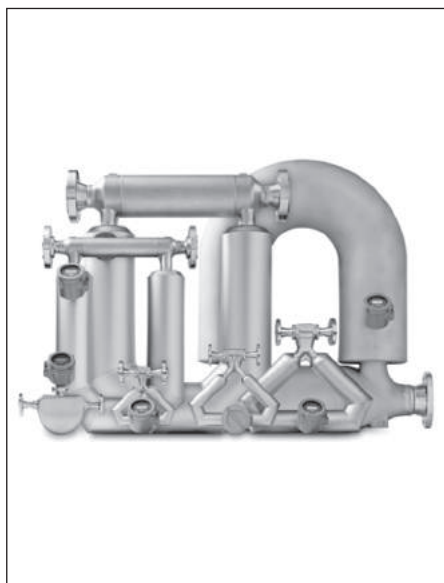


Рис. 1. Расходомер LPM 102:
1 — корпус; 2 — крышка корпуса; 3 — сепаратор паровой фазы; 4 — входной/выходной фланцы; 5 — фланец дифференциального клапана; 6 — измерительная камера; 7 — регулятор; 8 — диафрагма; 9 — зубчатая передача; 10 — клапан возврата паровой фазы; 11 — поплавок; 12 — блок фильтра; 13 — фильтрующий элемент; 14 — трубка выхода паровой фазы; 15 — корпус-переходник; 16 — колба термометра; 17 — звездочка передачи; 18 — счетчик (показывающее устройство)



Массовые расходомеры на базе сенсоров CMF

Предприятие-изготовитель:
Fisher, США

Кориолисовые расходомеры предназначены для прямого измерения массового расхода, температуры, вычисления объемного расхода различных сред, в том числе жидкой и паровой фаз СУГ. Все измерения выполняются в реальном времени. Какого-либо дополнительного оборудования для измерений не требуется.

Кориолисовый расходомер состоит из датчика расхода (сенсора) и преобразователя (рис. 1). Сенсор напрямую измеряет расход, плотность и температуру. Преобразователь конвертирует полученную с сенсора информацию в стандартные выходные сигналы.

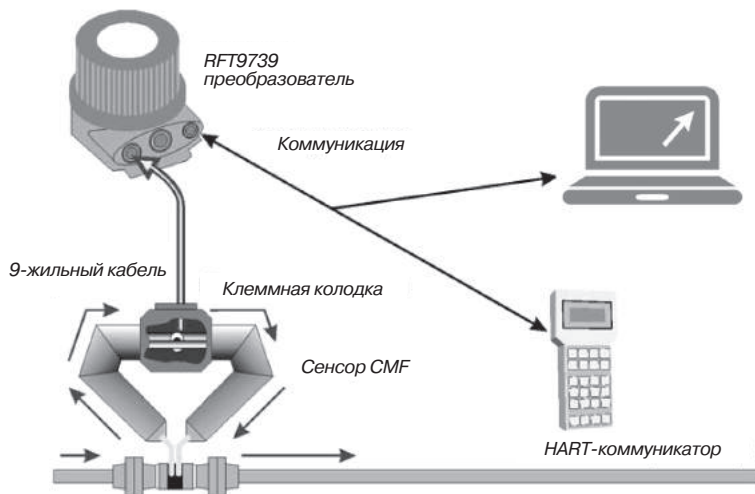


Рис. 1. Схема работы расходомера на базе сенсора CMF

Модель	Измерение расхода жидкостей		Измерение расхода газа**		Температурный диапазон, °С
	Массовый расход, кг/ч	Объемный расход*, л/ч	Массовый расход, кг/ч	Объемный расход***, нм³/ч	
CMFS010****	108	108	8	6	от -240 до 204
CMFS015****	330	330	24	18	
CMF010	108	108	8	6	
CMF025	2180	2180	110	90	
CMF050	6800	6800	300	230	
CMF100	27200	27200	1300	1000	
CMF200	87100	87100	4000	3100	
CMF300	272000	272000	13300	10300	от 0 до 343
CMF400	545500	545000	34000	26250	от -40 до 200

* Технические характеристики при измерении объемного расхода указаны для плотности технологической среды, равной 1000 кг/м³. Для жидкостей, имеющих иную плотность, объемный расход можно получить делением максимального массового расхода на плотность данной среды.

** Расход по воздуху при 20 °С и 0,68 МПа, при этом потеря давления на сенсоре — 68 кПа.

*** Нормальными условиями (нм³/ч) являются температура 0 °С и давление 1,013 бар.

**** Не допускают возможность удаленного монтажа электронного преобразователя с использованием распределительной коробки.



Уровнемеры ротационные J31, J32

*Предприятие-изготовитель:
Fisher, США*

Поворотные датчики устанавливаются на стационарных или передвижных резервуарах хранения СУГ и служат для визуального определения по специальной шкале процентного соотношения жидкой и паровой фаз. Они также используются для определения необходимого уровня жидкой фазы СУГ в процессе наполнения резервуара.

На передвижных емкостях и стационарных резервуарах большого объема для хранения СУГ датчики рекомендуется устанавливать с горизонтальным расположением погружной трубки.

Ротационный уровнемер состоит из трех основных частей (рис. 1): погружной трубки 13 с возможностью сброса давления паровой и жидкой фазы СУГ; диска со шкалой 17; ручки-индикатора 5, соединенной с погружной трубкой. Трубка имеет Г-образную форму с радиусом кривизны 121 мм. Длина погружной трубки выбирается исходя из диаметра резервуара и места установки уровнемера. Уровнемер работает путем открывания небольшого спускного отверстия, когда погружная трубка 13 находится в пространстве паровой фазы СУГ резервуара. Вращение ручки-индикатора 5 заставляет конец трубки двигаться до тех пор, пока она не коснется жидкой фазы СУГ в резервуаре. В этот момент спуск из сливного отверстия меняется с парового на жидкостный и ручка-индикатор указывает на диске со шкалой 17 процентное содержание продукта в резервуаре.

Уровнемеры присоединяются к резервуару через 1-дюймовую (25,4 мм) муфту. Рабочая температура прибора — от от -29 до 71 °С.

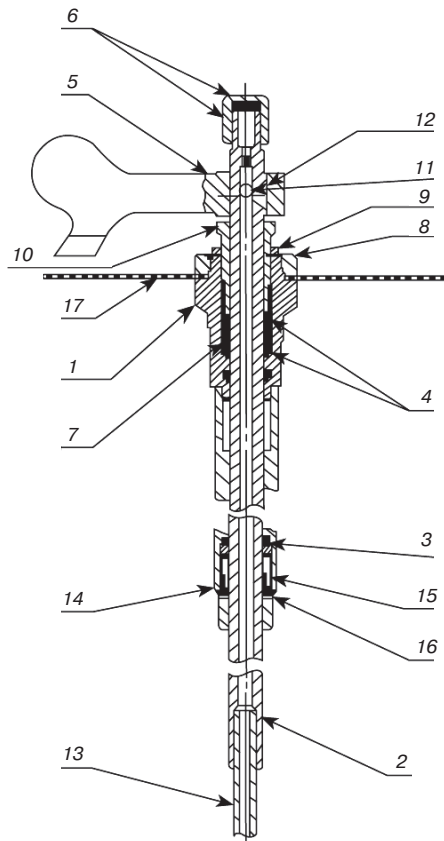
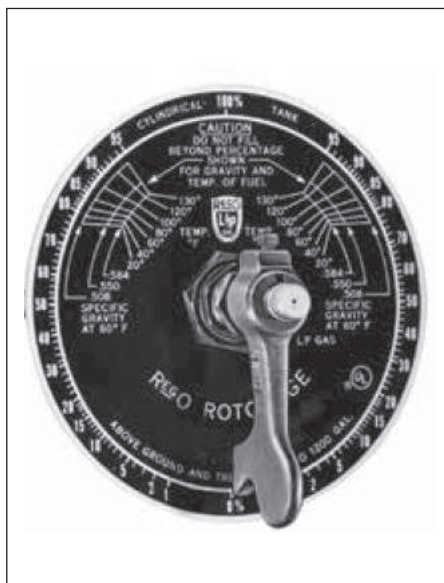


Рис. 1. Ротационный уровнемер J31 (J32):

1 — корпус уровнемера; 2 — втулка погружной трубки; 3 — уплотнительное кольцо; 4 — прокладка; 5 — ручка-индикатор; 6 — колпачок; 7 — фрикционное кольцо; 8 — гайка; 9 — контргайка; 10 — уплотнительная втулка; 11 — регулировочный винт; 12 — шпилька; 13 — погружная трубка; 14 — вкладыш; 15 — игольчатый подшипник; 16 — шайба; 17 — диск со шкалой



Уровнемеры ротационные Rotogage®, серия 9090

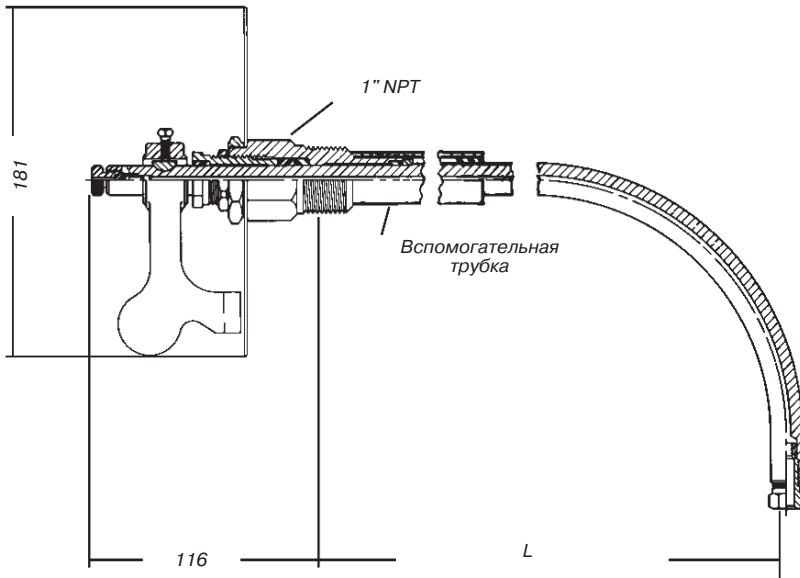
Предприятие-изготовитель:
RegO, США

Уровнемеры Rotogage® предназначены для точного определения содержания уровня СУГ в емкости. Они монтируются в стандартном муфтовом соединении 1" NPT на больших мобильных и стационарных резервуарах.

Ротационный уровнемер состоит из трех основных частей: погружной трубки с возможностью сброса давления паровой и жидкой фазы СУГ; диска со шкалой; ручки-индикатора, соединенной с погружной трубкой. Трубка имеет Г-образную форму. Длина погружной трубки выбирается исходя из диаметра резервуара и места установки уровнемера. Уровнемер работает путем открывания небольшого спускного отверстия, когда погружная трубка находится в пространстве паровой фазы СУГ резервуара. Вращение ручки-индикатора заставляет конец трубки двигаться до тех пор, пока она не коснется жидкой фазы СУГ в резервуаре. В этот момент спуск из сливного отверстия меняется с парового на жидкостный и ручка-индикатор указывает на диске со шкалой процентное содержание продукта в резервуаре.

Технические характеристики

Модель		Для емкостей внутренним диаметром, мм			
		Эллипсовидные торцевые стенки		Сферические торцевые стенки	
для мобильных или стационарных резервуаров	для стационарных резервуаров	для монтажа сбоку	для монтажа в торце	для монтажа сбоку	для монтажа в торце
9091RM24	—	780–1180	780–3500	780–1180	780–1180
9092RM36	—	1181–2730	3501–4300	1181–2730	1181–2730
9093TSM48	9093RSM48	2731–3560	4301–5300	2731–3560	2731–3560
9094TSM60	9094RSM60	3561–4070	—	3561–4070	3561–4070
9095TSM72	9095RSM72	4071–5300	—	4071–5300	4071–5300



$$\text{Длина погружной трубки, мм} = \frac{D \text{ резервуара внутр., мм}}{2} - 146$$

Модель	L, мм
9091	495
9092	711
9093	940
9094	1156
9095	1448



Уровнемер поплавковый ПМП-201 (СИ СЕНС)

Предприятие-изготовитель:
ООО НПП «Сенсор», Россия

Уровнемер ПМП-201 предназначен для измерения и контроля параметров жидких сред в системах коммерческого учета и автоматизации объектов нефтяной, газовой, химической, пищевой, коммунально-бытовой и других отраслей промышленности.

Уровнемер ПМП-201 может применяться на объектах в зонах класса 1 и класса 2 по ГОСТ Р 51330.9, а также во взрывоопасных зонах согласно 7.3 ПУЭ, где возможно образование смесей горючих газов и паров с воздухом категории IIВ по ГОСТ Р 51330.11 температурной группы Т3 включительно согласно ГОСТ Р 51330.0.

Уровнемер ПМП-201 является составной частью системы измерительной «СЕНС» и включает в себя преобразователь магнитный поплавковый ПМП-201 (далее именуемый «ПМП»), вторичные приборы: блок питания БП-9В-1А, показывающий прибор-сигнализатор МС-К-500-2 или другие приборы. Возможно использование других приборов, поддерживающих протокол СИ СЕНС.

ПМП осуществляет измерение уровня, температуры, плотности, уровня раздела сред, производит измерительные преобразования и вычисления и выдает числовые значения параметров измеряемой среды (см. таблицу).

<i>Измеряемые и вычисляемые параметры</i>			
1	Уровень жидкости, м	8	Относительное заполнение резервуара, %
2	Уровень раздела сред (уровень подтоварной воды), м	9	Плотность жидкости средняя, г/см ³
3	Температура в каждой измеренной точке, °С	10	Плотность жидкости в поверхностном слое, г/см ³
4	Температура жидкости средняя, °С	11	Процентное содержание пропана в СУГ, %
5	Температура паровой фазы СУГ, °С	12	Масса жидкости, т
6	Объем жидкости, м ³	13	Масса паровой фазы СУГ, т
7	Объем жидкости над разделом сред, м ³	14	Сумма масс жидкой и паровой фаз СУГ, т

Технические характеристики

Наименование параметра	Значение
Погрешность измерения уровня жидкости, мм	± 1
Погрешность измерения уровня раздела сред, мм	± 1
Погрешность измерения температуры*, °C: вариант 1	± 0,5 (в диапазоне –40...60); ± 1 (в диапазоне –50...–40)
вариант 2	± 0,5 (в диапазоне –20...60); ± 2 (в диапазоне –50...–20)
Погрешность измерения плотности, кг/м ³	± 1; ± 1,5; ± 2,5 (определяется вариантом исполнения)
Межповерочный интервал, лет	2
Напряжение питания, В	4...15
Потребляемая мощность, Вт, не более	0,2
Длина направляющей**, мм	500 ... 6000
Диапазон температур контролируемой/окружающей среды, °C	–50...+60
Давление измеряемой среды, МПа, не более	10 (определяется типом поплавка и крепежного элемента)
Диапазон измерения плотности, кг/м ³	500 ... 1500 (поддиапазон определяется типом поплавка плотности)
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150	УХЛ1
Степень защиты от воды и пыли по ГОСТ 14254	IP66
Устойчивость к механическим воздействиям: обычное исполнение	группа N1 по ГОСТ Р 52931
транспортное исполнение (с втулкой ВТ60)	группа М18 по ГОСТ 30631
Маркировка взрывозащиты	1ExdIIBT3
Масса, кг, ориентировочно: направляющая	1 (на 1 м длины)
фланец Д _н 80	5
корпус	1,5
Средний срок службы, лет	15

* По умолчанию в заказе применяется вариант 2.

** Ограничения по длине направляющей, величинам нижнего и верхнего неизмеряемых уровней определяются вариантом исполнения, которые приведены в руководстве по эксплуатации.

Устройство и принцип работы

Измерение уровня жидкости (рис. 1) осуществляется при помощи поплавка со встроенным магнитом, который магнитным полем воздействует на чувствительный элемент — стержень из магнитоотрицательного сплава, находящийся в направляющей ПМП.

Измерение температуры — многоточечное с применением интегральных датчиков температуры, равномерно распределенных по длине направляющей (до 8-ми точек). Для вычисления средней температуры жидкости используются показания датчиков температуры, находящихся под поверхностью жидкости, а для температуры паров — над поверхностью. Объем резервуара разбивается на 20 слоев и рассчитывается температура каждого слоя. При расчете средней температуры жидкости учитывается соотношение объемов слоев.



Рис. 1. Уровнемер ПМП-201

Измерение плотности в поверхностном слое основано на измерении расстояния между поплавком уровня жидкости и поплавком плотности. На основе измеренной плотности в верхнем слое жидкости и рассчитанных температур в 20-ти слоях ПМП производит расчет плотности в каждом слое средней плотности и средней температуры жидкости. Применительно к СУГ ПМП рассчитывает плотность паровой фазы и массовую долю пропана в смеси СУГ в процентах.

Расчет плотности выполняется ПМП, если комплектация поплавком плотности по каким-либо причинам не целесообразна:

1. Расчет плотности произвольной жидкой среды.

Плотность рассчитывается для текущей средней температуры по заданным, введенным в память ПМП исходным данным: исходной плотности, температуре, соответствующей исходной плотности и коэффициенту объемного расширения жидкости. Исходные данные для расчета плотности могут вводиться при эксплуатации в соответствии с паспортными данными продукта или результатами контрольных измерений. Если исходные данные неизвестны, то они могут быть взяты из справочной литературы.

2. Расчет плотности СУГ (пропан-бутан).

Расчет осуществляется в соответствии с ГОСТ 28656. ПМП рассчитывает плотность СУГ для текущей средней температуры по заданному компонентному составу — массовым долям пропана и бутана (%).

Расчет объема жидкости может проводиться одним из двух способов:

1. Расчет по градуировочной таблице.

Наиболее точный, может применяться для определения объема жидкости в резервуарах произвольной геометрической формы. При данном способе ПМП рассчитывает объем для измеренного уровня по градуировочной таблице резервуара — таблице соответствия между уровнем и объемом. Градуировочная таблица вводится в память ПМП при его изготовлении или при эксплуатации.

2. Расчет по формуле.

Обеспечивает определение объема жидкости в резервуарах с простыми геометрическими формами. При данном способе ПМП рассчитывает объем жидкости по математическим формулам, соответствующим следующим типам резервуаров:

— вертикальные резервуары, т.е. резервуары с неизменной по высоте площадью поперечного сечения (имеют линейную зависимость объема жидкости от уровня жидкости);

— горизонтальные цилиндрические резервуары с плоскими или эллиптическими днищами.

Варианты исполнения ПМП с измерением уровня раздела сред, кроме общего объема жидкости, определяют также объем основного продукта — объем жидкости, находящейся над разделом сред.

Расчет массы выполняется ПМП путем умножения объема на среднюю плотность. Применительно к СУГ ПМП выдает также сумму масс жидкой и паровой фаз.

Уровнемеру можно задать до восьми пороговых значений измеренных или вычисленных параметров (уровня, температуры, объема, массы, процентного заполнения и др.), при достижении которых (возникновении события) передаются команды управления на вторичные приборы, которые осуществляют подачу световых, звуковых сигналов, переключение контактов релейных блоков для управления исполнительными механизмами (насосами, электромагнитными клапанами, электрическими нагревателями).

При настройке ПМП устанавливается направление срабатывания: на превышение или понижение, и гистерезис. Гистерезис — величина отклонения параметра от порогового значения в сторону увеличения для нижнего порога и в сторону уменьшения для верхнего порога, в пределах которого не будет происходить сброс установленного события, и возврат к пороговому значению параметра не вызовет повторного срабатывания. Настройка величины гистерезиса позволяет устанавливать такой режим управления, при котором обеспечивается устойчивость систем автоматики при естественных колебаниях контролируемых величин.

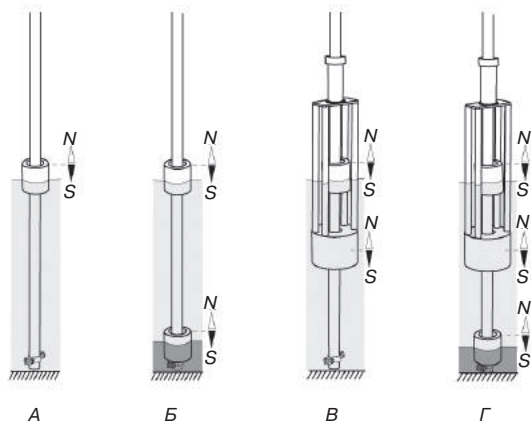


Рис. 2. Комплектация поплавками: А — поплавком уровня; Б — поплавками уровня и раздела сред; В — поплавком плотности; Г — поплавком плотности и раздела сред



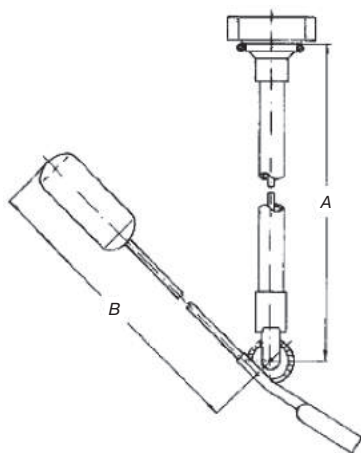
Рис. 3. Демонтаж чувствительного элемента



Уровнемеры поплавковые

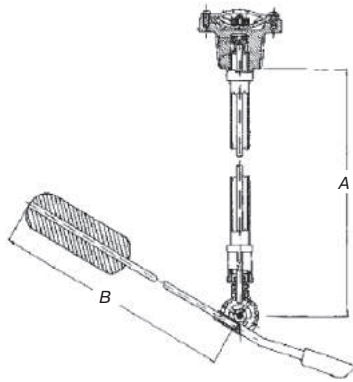
Предприятие-изготовитель:
Cavagna group, Италия

Уровнемер изготовлен из латуни или цинкового сплава. Возможно изготовление в металлической оболочке. Материал уплотнительного кольца — нержавеющей сталь. Возможна поставка уровнемеров, разработанных по техническим условиям заказчика.



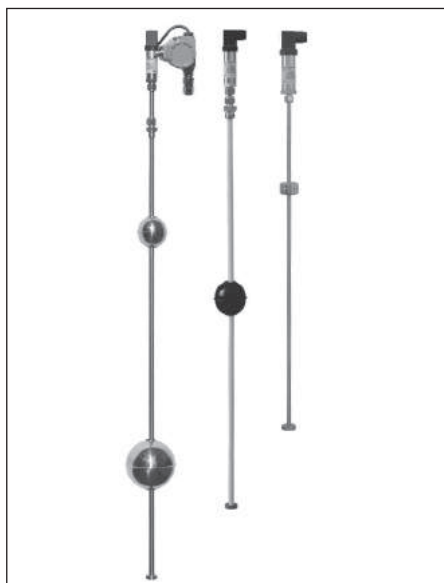
Поплавковые уровнемеры с 4-мя винтами

Код изделия	Резервуар			Размер, мм	
	Ø, мм	Тип	Объем, л	A	B
2069.U.	610	горизонт.	454	338	285
2070.U.	762	горизонт.	946/1211	412	360
2071.U.	940	горизонт.	1893	510	438
2072.U.	1041	горизонт.	3785	553	477
2073.U.	1219	горизонт.	—	612	535



Поплавковые уровнемеры с винтовой резьбой 1"					
Код изделия	Резервуар			Размер, мм	
	Ø, мм	Тип	Объем, л	А	В
2069.U.1"	610	горизонт.	454	338	285
2070.U.1"	762	горизонт.	946/1211	412	360
2071.U.1"	940	горизонт.	1893	510	438
2072.U.1"	1041	горизонт.	3785	553	477
2073.U.1"	1219	горизонт.	—	612	535
2075.U.1"	762	вертикал.	—	640	430

Поплавковые уровнемеры с винтовой резьбой 1¼"					
Код изделия	Резервуар			Размер, мм	
	Ø, мм	Тип	Объем, л	А	В
2069.U.1¼"	610	горизонт.	454	338	285
2070.U.1¼"	762	горизонт.	946/1211	412	360
2071.U.1¼"	940	горизонт.	1893	510	438
2072.U.1¼"	1041	горизонт.	3785	553	477
2073.U.1¼"	1219	горизонт.	—	612	535
2075.U.1¼"	762	вертикал.	—	640	430



Уровнемер ПЛП1000У-ЕХ

*Предприятие-изготовитель:
ООО ОКБ «Вектор», Россия*

Датчики уровня ПЛП1000 имеют металлический (жесткий) измерительный элемент. Предназначены для высокоточного непрерывного измерения уровня жидких продуктов и измерения уровня раздела сред многофазных жидкостей в различных технологических емкостях и резервуарах высотой до 4 метров.

Принцип работы датчиков ПЛП1000 основан на магнитострикционном эффекте и измерении интервала времени, за который магнитострикционный импульс, сформированный в месте расположения поплавка (поплавок) с постоянным магнитом, достигает акустического преобразователя, находящегося в головной части датчика.

Поплавок (поплавки) перемещается вместе с уровнем (межфазным уровнем) жидкости по металлической трубе, являющейся измерительным элементом датчика и обеспечивает непрерывное измерение высоты уровня независимо от физических и химических свойств среды, таких как образование пены или пузырей, токопроводимости, вибрации, температуры, давления в указанных пределах.

По типу выходного интерфейса датчики уровня делятся на аналоговые 4-20 мА с поддержкой HART-протокола и цифровые с интерфейсом RS-485 (MODBUS RTU).

Для обеспечения взрывозащиты аналоговых датчиков уровня применяются барьеры искробезопасности, цифровые датчики используются в комплексе с блоками интерфейсов взрывозащищенными (БИВ). Блоки БИВ могут крепиться как на корпусе ПЛП, так и на расстоянии до 20 м от ПЛП.

Наименование параметра	ПЛП1000Н-EX	ПЛП1000U-EX
Выходной сигнал	4...20 мА (HART)	RS-485 MODBUS RTU
Предел измерения, м	0,1...4	0,1...4
Верхний неизмеряемый уровень, мм	50	50
Нижний неизмеряемый уровень, мм	50	50
Предел основной погрешности	0,2 % (± 1 мм)	0,2 % (± 1 мм)
Разрешающая способность	0,05 % (0,1 мм)	0,05 % (0,1 мм)
Максимальное рабочее избыточное давление среды, МПа	5	5
Температура окружающей среды, °С	от -45 до +85	от -45 до +85
Скорость отслеживания перемещения, мм/с	10	70
Количество поплавков на измерительном элементе, шт	до 5	до 5
Маркировка взрывозащиты	0ExiaII BT5	Exd[ia]II BT5
Материал корпуса	сталь AISI.304	сталь AISI.304
Материал измерительного элемента	сталь AISI.316L	сталь AISI.316L
Степень защиты	IP65	IP65
Диапазон напряжения питания, В	12...36	12...36
Потребляемая мощность, Вт, не более	1	1

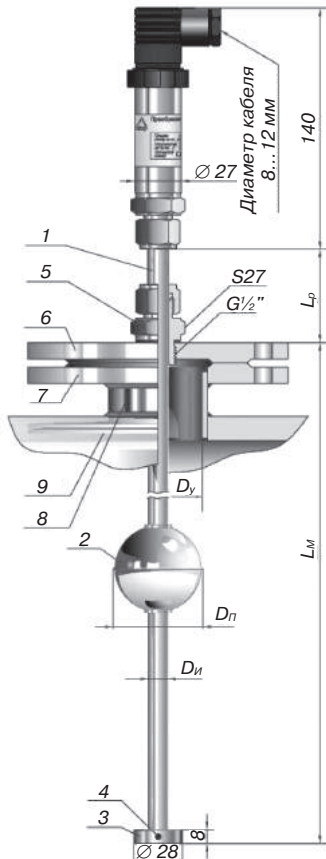
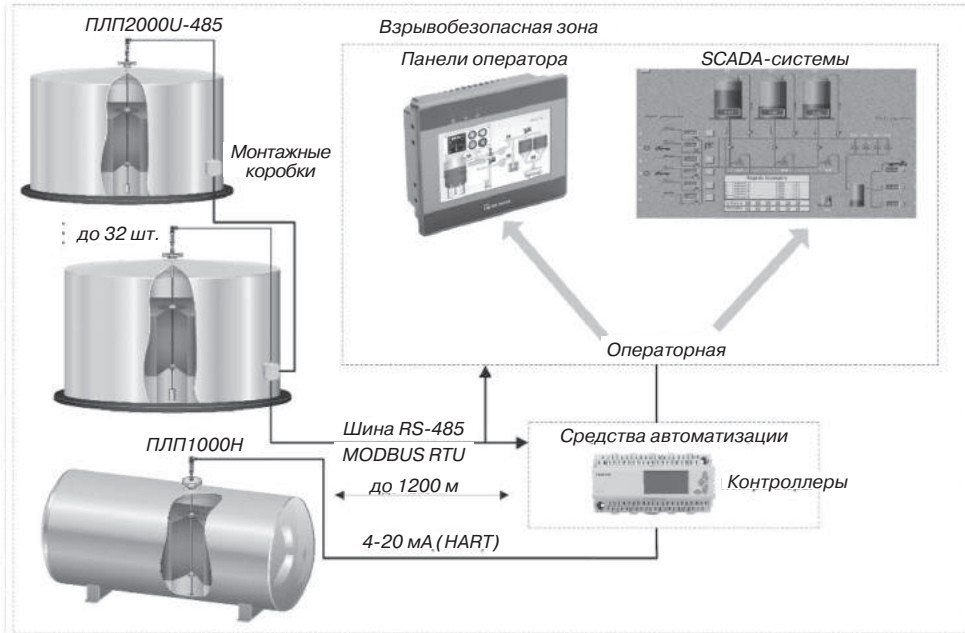


Рис. 1. Монтажный чертеж ПЛП1000:

- 1 — датчик уровня ПЛП1000;
- 2 — поплавок (до 3 шт. на один ПЛП);
- 3 — фиксатор;
- 4 — винт стопорный (3 шт.);
- 5 — штуцер установочный;
- 6 — крышка фланца;
- 7 — фланец;
- 8 — патрубок;
- 9 — резервуар;
- L_M — длина ПЛП монтажная;
- L_p — длина ПЛП регулировочная;
- $D_{и}$ — диаметр измерительного элемента;
- $D_{п}$ — диаметр поплавка;
- D_y — условный проход патрубка

Передача данных по проводному каналу



Передача данных по радиоканалу в комплекте с БИБ2-UART/ISM868 и БИС-ISM868/RS485

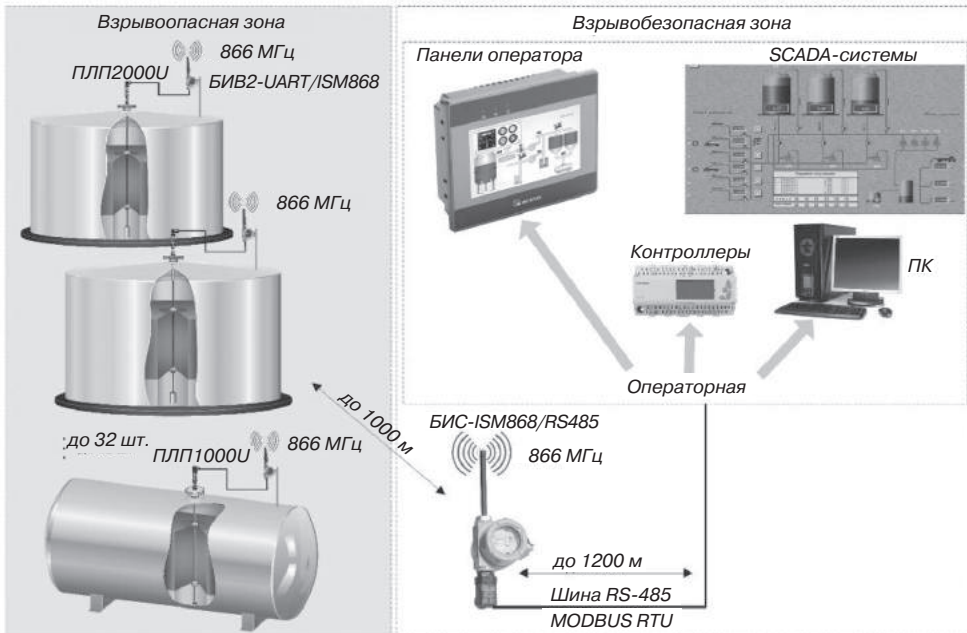


Рис.2. Варианты применения ПЛП1000



Уровнемер поплавковый, серия 6200

Предприятие-изготовитель:
Rochester Gauges Inc., США

Уровнемеры серии 6200 широко используются для измерения сжиженных газов, таких как пропан, бутан и т.д. Уровнемеры серии 6200 используются для резервуаров диаметром до 2000 мм и внутренним давлением до 2,5 МПа. Уровнемер может быть оснащен датчиком прямого считывания или телеметрическим датчиком.

Уровнемеры серии 6200 могут быть установлены следующим образом (рис. 1): вертикально сверху — 1; горизонтально в конце резервуара — 2; горизонтально сбоку резервуара — 3; под углом — 4.

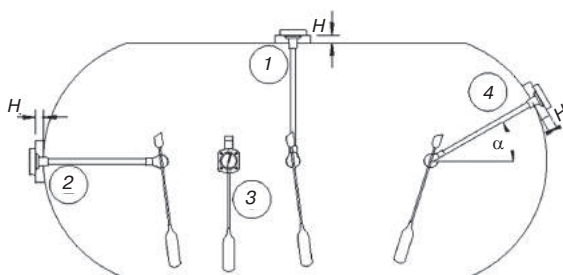
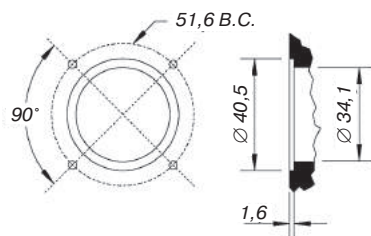
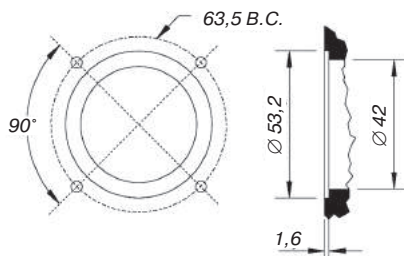


Рис. 1. Возможное положение уровнемера Rochester на резервуаре: 1 — сверху; 2 — с торца; 3 — сбоку; 4 — под углом (выше горизонтали — положительный угол, ниже горизонтали — отрицательный угол)



Junior
4 винта 1/4"–28*7/8" или M6/25 мм
на 51,6 мм площадку крепления



Senior
4 винта 5/16"–24*7/8" или M8/25 мм
на 63,5 мм площадку крепления

Рис. 2. Схема установки уровнемера Rochester на резервуаре



**Уровнемеры
поплавковые
Magnetel™,
серии: 6300, M6300**

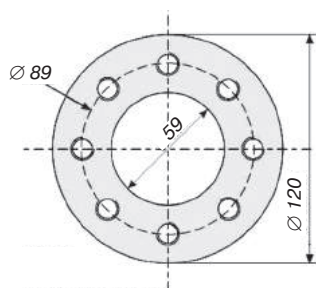
*Предприятие-изготовитель:
Rochester Gauges Inc., США*

Уровнемеры серии 6300 Magnetel™ используются для указания уровня сжиженного газа на резервуарах с диаметром до 5000 мм и давлением до 2,5 МПа.

Уровнемеры серии M6300 Magnetel™ разработаны для установки на грузовиках, прицепах, контейнерах. В конструкции используется специальный пружинный стальной амортизатор, который гасит вибрацию, возникающую при движении.

Рабочая температура — от -20 до +65 °С.

Код изделия	Положение установки на резервуаре	Диаметр шкалы, мм
6336	сверху	100
6339	сбоку, с торца, под углом	100
6342	сбоку, с торца, под углом	200
6360	сверху	200



Фланец	Крепежный элемент	Диаметр оси крепежных отверстий, мм
Rochester Standard	1/2" - 13UNC или M12	89
ASA 300 Lbs R.F.3"	M20	168
DIN DN 80 PN 25	M16	160

Рис. 1. Фланец Rochester Standard



**Уровнемер
поплавковый
Eliminator™,
серия P6293**

*Предприятие-изготовитель:
Rochester Gauges Inc., США*

Уровнемеры серии P6293 устанавливаются в 1" NPT присоединительную муфту на стационарных или передвижных резервуарах с торца или сбоку и оснащены 100 мм циферблатом. Используются на резервуарах диаметром до 2200 мм.



**Уровнемер
поплавковый,
серия 7384**

*Предприятие-изготовитель:
Rochester Gauges Inc., США*

Уровнемеры серии 7384 устанавливаются на топливных резервуарах автотопогрузчиков. Присоединение — 3/4" MNPT.



Уровнемер поплачковый, серия 7200

*Предприятие-изготовитель:
Rochester Gauges Inc., США*

Уровнемеры серии 7200 погружного типа устанавливаются в 1¼" NPT муфту на стационарных или передвижных резервуарах с давлением до 2,5 МПа и оснащены циферблатом диаметром 40 мм.

Модель 7281 предназначена для вертикальной установки в верхней части горизонтального резервуара вместимостью до 190 кг СУГ, в то время как 7284 позволяет устанавливать датчик с торца, сбоку или под углом.

Рабочая температура — от -40 до +70 °С.



Уровнемер поплачковый, серия 8900

*Предприятие-изготовитель:
Rochester Gauges Inc., США*

Уровнемеры серии 8900 устанавливаются в 1" NPT присоединительную муфту на стационарных или передвижных резервуарах сверху (модель 8981), с торца или сбоку (модель 8984).

Рабочая температура — от -40 до +70 °С.

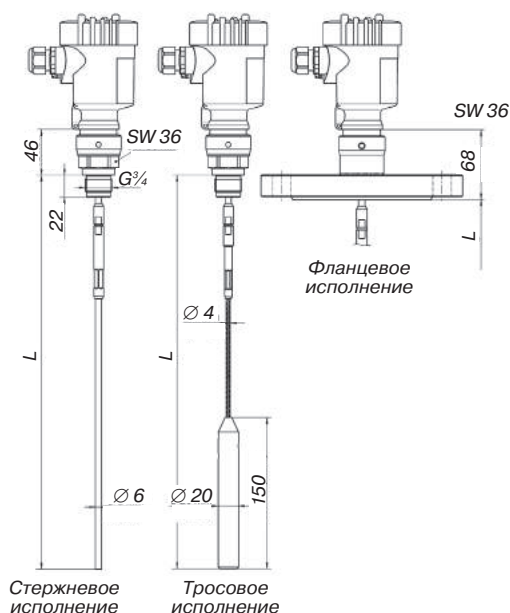


Уровнемер МИКРОВОЛНОВЫЙ Vegaflex 61

Предприятие-изготовитель:
VEGA Grieshaber KG, Германия

Диапазон измерения исполнений, м: стержневое тросовое Точность измерения, мм Присоединение: резьбовое фланцевое Температура рабочая, °C Давление измеряемой среды, МПа, не более	до 4 до 32 ± 3 G¾; ¾ NPT DN 25; 1" -40 ... +150 -0,1 ... +4
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------

Уровнемер Vegaflex 61 предназначен для измерения уровня жидкостей и легких сыпучих продуктов в любой отрасли промышленности. Vegaflex 61 обеспечивает точные и надежные результаты измерения независимо от условий процесса, таких как пыль, пар, налипание продукта и конденсат. Выпускается в двух вариантах исполнения: со сменным тросом (Ø 2 мм, Ø 4 мм) и со сменным стержнем (Ø 6 мм).



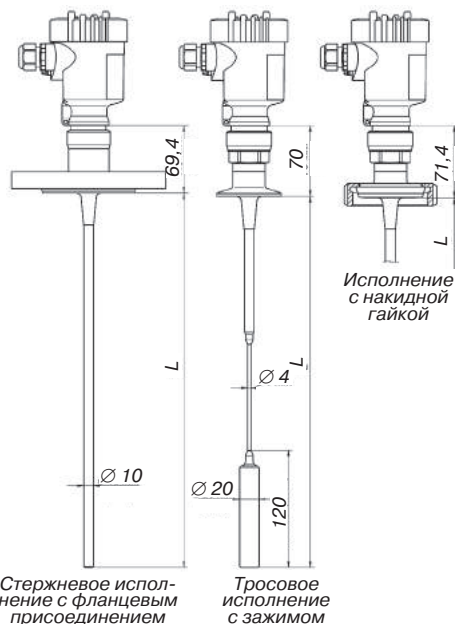


Уровнемер МИКРОВОЛНОВЫЙ Vegaflex 63

Предприятие-изготовитель:
VEGA Grieshaber KG, Германия

Диапазон измерения исполнений, м:	до 4 до 32
стержневое	
тросовое	± 3
Точность измерения, мм	
Присоединение:	DN 50; 2"
фланцевое	от 1"
зажимное	
Температура рабочая, °C	-40 ... +150
Давление измеряемой среды, МПа, не более	-0,05 ... +1,6

Уровнемер Vegaflex 63 предназначен для измерения уровня жидкостей в любых отраслях промышленности. Благодаря цельной гладкой поверхности и высокостойкому пластиковому покрытию уровнемер может применяться в агрессивных и коррозионных жидкостях. Vegaflex 63 обеспечивает точные и надежные результаты измерения независимо от условий процесса, таких как пар, налипание продукта и конденсат.



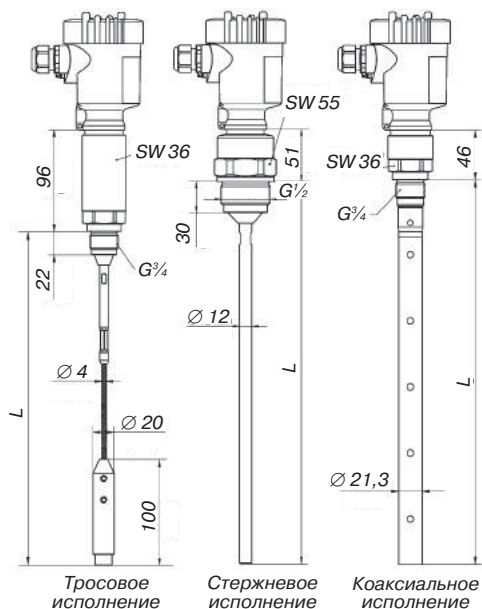


Уровнемер МИКРОВОЛНОВЫЙ Vegaflex 81

Предприятие-изготовитель:
VEGA Grieshaber KG, Германия

Диапазон измерения исполнений, м: стержневое коаксиальное тросовое Точность измерения, мм Присоединение: резьбовое фланцевое Температура рабочая, °C Давление измеряемой среды, МПа, не более	до 6 до 6 до 75 ± 2 G¾; ¾ NPT DN 25; 1" -40 ... +200 -60 ... +150 для летучих веществ -0,1 ... +4
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Уровнемер Vegaflex 81 предназначен для измерений жидкостей. Уровнемер обеспечивает точность измерений уровня раздела фаз при любых условиях применения, включая пар, налипание, пенообразование или конденсат.





Уровнемер ДИСТАНЦИОННЫЙ

*Предприятие-изготовитель:
Rochester Gauges Inc., США*

Дистанционный уровнемер состоит из приемника и индикатора с датчиком Холла, монтируемого непосредственно на резервуар СУГ, и позволяет контролировать уровень сжиженного газа в резервуаре дистанционно.

На двухразрядном ЖК-дисплее прибор отображает степень наполненности газгольдера в процентах и коды ошибок и предупреждений:

— 2 цифры горят постоянно: уровень газа в резервуаре в текущий момент времени;

— 2 цифры мигают: предупреждение о низком уровне газа (10–20%);

— буквы LL: необходима заправка газгольдера (уровень газа — менее 10%);

— буквы OO: неисправность системы (плохое соединение, замыкание в цепи);

— буквы PF: необходима замена элементов питания.

Приемник монтируется в котельной или другом помещении и соединяется с индикатором трехжильным проводом. Дальность передачи данных при использовании экранированного провода — 300 м, неэкранированного — 100 м.

Габаритные размеры приемника — 120x80x35 мм.



Модульный приемник CSU

Предприятие-изготовитель:
Rochester Gauges Inc., США

Модульный приемник CSU подключается к датчикам Rochester (взрывозащищенный преобразователь напряжения или датчик Холла) и осуществляет дистанционное считывание уровня СУГ в резервуаре. Объем сжиженного газа отображается в процентном соотношении на дисплее в виде 2 цифр. Приемник включает в себя систему управления во время наполнения и/или опорожнения резервуара.

Технические характеристики

Корпус: IP 20 IP 54	DIN-рейка 35 мм корпус с прозрачной крышкой
Электропитание	AC230В, 50/60Гц AC115В, 50/60Гц DC24V
Беспотенциальные реле инвертора	4
Аналоговые выходы 4...20 мА	1
Цифровой выход	RS-232 RS-485
Подключение к ПК	USB 2.0



Системы измерительные «Струна»

*Предприятие-изготовитель:
ЗАО НТФ «Новинтех», Россия*

Системы измерительные «Струна» предназначены для измерения уровня, температуры, плотности, давления, вычисления объема, массы светлых нефтепродуктов и сжиженного газа (СУГ) в одностенных и двустенных резервуарах, повышения уровня пожарной и экологической безопасности, автоматизации процессов учета СУГ на АГЗС.

Системы «Струна» могут использоваться практически со всеми известными системами отпуска нефтепродуктов и легко интегрируются в комплексы АСУ ТП предприятий, системы сбора и обработки информации.

Системы могут применяться на предприятиях химической промышленности, а также в качестве эталонных средств измерений II разряда согласно Государственной поверочной схеме для средств измерений уровня жидкости по ГОСТ 8.477-82 при градуировке резервуаров.

Система соответствует требованиям, предъявляемым к особо взрывобезопасному электрооборудованию подгруппы IIВ с видом взрывозащиты «Искробезопасная электрическая цепь уровня «ia» согласно ГОСТ Р 51330.0-99 и ГОСТ Р 51330.10-99.

Технические характеристики

Наименование параметра	Значение
Диапазон измерений уровня (без плотномера), мм	от 120 до 4000
Диапазон измерений уровня (с поверхностным плотномером), мм	от 200 до 4000
Диапазон измерений уровня (с погружным плотномером), мм	от 120 до 18000
Диапазон измерений уровня (для градуировки резервуаров), мм	от 10 до 4000 от 10 до 9000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности в диапазоне до 4 метров, мм	± 1,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности в диапазоне свыше 4 метров, мм	±2,0
Разрешающая способность, мм	0,1
Температурный диапазон эксплуатации ППП, °С	от -40 до + 55
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±0,5
Диапазоны измерений плотности кг/м ³ , в т.ч.: 1 диапазон (сжиженный газ)	от 499 до 599
Пределы допустимой абсолютной погрешности измерений плотности (поверхностный), кг/м ³	±1,5
Пределы допустимой абсолютной погрешности измерений плотности (погружной), кг/м ³	± 1,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (по ГОСТ 8.595 - 2004): массы продукта до 120 т, % (максимум)	± 0,65 (*± 0,3 типовая)
массы нпродукта от 120 т и более, % (максимум)	±0,5
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6
Пределы доп. приведенной погрешности измерений давления, %	± 1,0
Количество контролируемых резервуаров (одной центральной частью)	до 16
Длина кабеля от каждого резервуара до операторской, м, не более	1200
Параметры каналов управления в устройстве управления (УУ): силовые цепи (оптосемистор)	~220V (от 0,1 до 0,5 А)
силовые цепи (сухой контакт)	~220V (0,01 до 0,1А)
маломощные релейные цепи (сухой контакт)	=27В (от 0,01 до 0,5 А)
Питание системы	220V ±18% 50Гц, 0,6А



Автоматизированная система учета количества сжиженного газа в резервуаре

Предприятие-изготовитель:
ООО «СервисСофт», Россия

Телеметрическая система предназначена для дистанционного мониторинга количества и качества газа в резервуаре СУГ. Применяется как для бытового использования, так и для монтажа на АГЗС и удаленных объектах СУГ.

Состав системы:

- уровнемер, преобразователь магнитный поплавковый — система измерительная «СЕНС»;
- контроллер телеметрический «ССофт:Сигнал» П-А-СИ v.LPG;
- Internet-сервис «ССофт:SmartService» с сервером приема и обработки данных.

Изменяемые параметры: уровень сжиженного газа в резервуаре (расстояние от дна резервуара до поверхности жидкости); средняя температура жидкой фазы СУГ; процентное заполнение объема резервуара; общий объем СУГ; масса продукта; плотность жидкой фазы СУГ; средняя температура паровой фазы СУГ; масса паровой фазы СУГ; масса жидкой фазы СУГ.

Технические характеристики

<i>Оборудование телеметрии</i>	
Энергопотребление в «спящем» режиме, мА	100
Энергопотребление в режиме передачи данных, мА	70
Напряжение питания датчиков и внешних устройств, В, не более	5
Аналоговые входы 0.4...2В	10
Аналоговые входы 4...20 мА	5
Дискретные входы, шт.	1
Цифровой вход	RS-485
Степень защиты	IP66
Рабочий диапазон температуры окружающей среды, °С	от -40 до +60
Срок службы, лет, не менее	10
Масса, кг, не более	2
Габаритные размеры, мм	213x213x104,5

Устройство и принцип работы

Телеметрический контроллер снимает показания с датчиков с частотой 1 раз в минуту и заносит во внутренний архив. Большую часть времени контроллер находится в «спящем» режиме, что обеспечивает сверхнизкое энергопотребление и продолжительную автономную работу. Ежедневно телеметрический контроллер устанавливает беспроводное GPRS-соединение для передачи архива в центр обработки данных. Этот архив помещается в базу данных сервера для длительного хранения и последующего отображения. Клиенты могут просматривать показания системы в Web-интерфейсе Интернет-сервиса «ССофт:SmartService» за любой период, тем самым определять текущее заполнение газгольдера и прогнозировать потребность в сжиженных углеводородах в ближайшем будущем. Также при достижении критического уровня заполнения на сотовые телефоны клиентов будет отправлено SMS-уведомление о скором истощении запасов газа. Данный программно-аппаратный комплекс позволяет клиентам и службе доставки сжиженного газа получать оперативную информацию о потребности в поставках газа, что позволяет оптимизировать маршруты доставок, избегать случаев истощения запасов газа у клиентов.

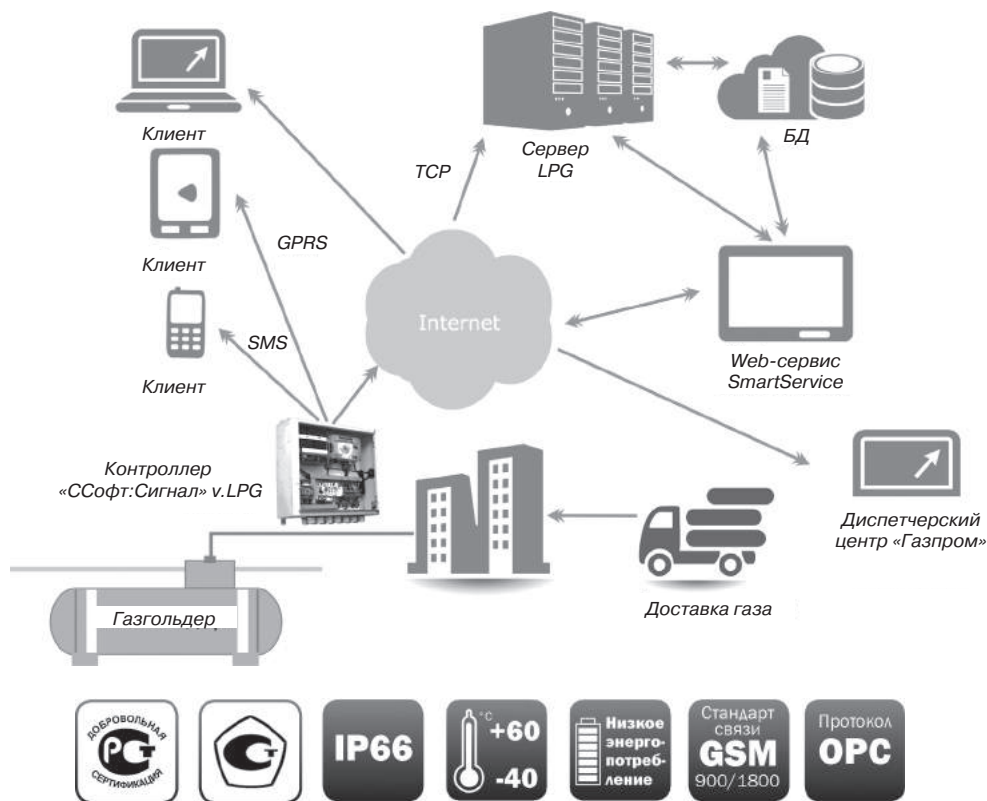


Рис. 1. Схема работы системы учета количества сжиженного газа в резервуаре