

По вопросам продаж и поддержки обращайтесь:

Архангельск +7 (8182) 45-71-35	Кемерово +7 (3842) 21-56-70	Новосибирск +7 (383) 235-95-48	Сочи +7 (862) 279-22-65
Астрахань +7 (8512) 99-46-80	Киров +7 (8332) 20-58-70	Омск +7 (381) 299-16-70	Ставрополь +7 (8652) 57-76-63
Барнаул +7 (3852) 37-96-76	Краснодар +7 (861) 238-86-59	Орел +7 (4862) 22-23-86	Сургут +7 (3462) 77-96-35
Белгород +7 (4722) 20-58-80	Красноярск +7 (391) 989-82-67	Оренбург +7 (3532) 48-64-35	Тверь +7 (4822) 39-50-56
Брянск +7 (4832) 32-17-25	Курск +7 (4712) 23-80-45	Пенза +7 (8412) 23-52-98	Томск +7 (3822) 48-95-05
Владивосток +7 (4232) 49-26-85	Липецк +7 (4742) 20-01-75	Пермь +7 (342) 233-81-65	Тула +7 (4872) 44-05-30
Волгоград +7 (8442) 45-94-42	Магнитогорск +7 (3519) 51-02-81	Ростов-на-Дону +7 (863) 309-14-65	Тюмень +7 (3452) 56-94-75
Екатеринбург +7 (343) 302-14-75	Москва +7 (499) 404-24-72	Рязань +7 (4912) 77-61-95	Ульяновск +7 (8422) 42-51-95
Ижевск +7 (3412) 20-90-75	Мурманск +7 (8152) 65-52-70	Самара +7 (846) 219-28-25	Уфа +7 (347) 258-82-65
Казань +7 (843) 207-19-05	Наб.Челны +7 (8552) 91-01-32	Санкт-Петербург +7 (812) 660-57-09	Хабаровск +7 (421) 292-95-69
Калуга +7 (4842) 33-35-03	Ниж.Новгород +7 (831) 200-34-65	Саратов +7 (845) 239-86-35	Челябинск +7 (351) 277-89-65
			Ярославль +7 (4852) 67-02-35

**сайт: irvis.pro-solution.ru | эл. почта: ivs@pro-solution.ru
телефон: 8 800 511 88 70**

ОБЪЕМНЫЙ РАСХОД И ОБЪЕМ ГАЗА

Методика измерений расходомерами-счетчиками ультразвуковыми

ИРВИС-РС4-Ультра

ФР.1.29.2011.11472

Содержание

1 Область применения	4
2 Нормативные ссылки	4
3 Термины и определения	4
4 Обозначения и сокращения	6
5 Требования к показателям точности измерений	9
6 Требования к средствам измерений и вспомогательным устройствам	9
7 Метод измерений	10
8 Требования безопасности	13
9 Требования к условиям выполнения измерений	13
9.1 Условия измерений	13
9.2 Измеряемая среда	14
9.3 Установка ультразвукового преобразователя расхода	14
9.4 Измерение давления	15
9.5 Измерение температуры	15
9.6 Определение плотности газа	15
9.7 Вычислительное устройство	15
10 Подготовка и порядок выполнения измерений	16
11 Обработка результатов измерений	16
12 Контроль точности результатов измерений	16
12.1 Контроль точности результатов измерений расхода и количества газа	16
12.2 Определение погрешностей измерения расхода и количества газа	17
12.3 Расчет погрешности измерений количества газа	17
12.4 Составляющие погрешности	18
12.5 Погрешность при работе с параллельными УЗПР	19
Библиография	21
Приложение А. Коэффициенты линейного теплового расширения некоторых материалов	22
Приложение Б. Перечень ГСССД	23

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ
ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ****Объемный расход и объем газа
Методика измерений расходомерами-счетчиками ультразвуковыми
ИРВИС-РС4-Ультра****ФР.1.29.2011.11472****1 Область применения**

Настоящий документ устанавливает методику измерений расхода и количества (объема) газа с помощью расходомеров-счетчиков ультразвуковых ИРВИС-РС4-Ультра.

Методика применяется для контроля потоков и учета природного, попутного нефтяного и других однофазных газов, у которых температура образования росы по воде не превышает температуру газа (для природного газа не выше чем по ГОСТ 5542, для нефтяного газа по ГОСТ Р 8.615), при давлении не более 10 МПа, с вязкостью от 6×10^{-6} до 35×10^{-6} Па·с.

2 Нормативные ссылки

В настоящей рекомендации использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 8.563-2009. Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений.

ГОСТ 5542-87. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия.

ГОСТ 2939-63. Газы. Условия для определения объема.

ГОСТ 30319.1-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки.

ГОСТ 30319.2-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости.

ГОСТ 30319.3-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств по уровню состояния.

ГОСТ Р 8.615-2005. Измерение количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа.

ГОСТ 8.566-99. Государственная система обеспечения единства измерений. Межгосударственная система данных о физических константах и свойствах веществ и материалов. Основные положения.

ГОСТ 15528—86. Средства измерений расхода, объема или массы протекающих жидкости и газа. Термины и определения.

ГОСТ Р 8.654-2009. Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения

3 Термины и определения

В настоящей рекомендации использованы следующие термины и понятия по ГОСТ 15528 и [1] с соответствующими определениями.

3.1 Ультразвуковой преобразователь расхода - акустический преобразователь расхода, основанный на измерении времени прохождения ультразвукового импульса между электроакустическими преобразователями, установленными в корпусе.

3.2 Электроакустический преобразователь - устройство, преобразующее электрическую энергию в акустическую (энергию упругих колебаний среды) и обратно.

3.3 Первичный преобразователь расхода - элемент конструкции ультразвукового преобразователя расхода, через канал которого проходит измеряемая среда. Первичный преобразователь расхода содержит электроакустические преобразователи, средства измерения давления и температуры.

3.4 Ультразвуковой импульс - сигнал (колебания акустической волны в среде в ультразвуковом диапазоне частот), генерируемый электроакустическими преобразователями при подаче на него возбуждающего электрического сигнала ограниченной продолжительности.

3.5 Акустический канал - совокупность измеряемой среды и пары электроакустических преобразователей, передающих и принимающих ультразвуковой импульс.

3.6 Акустический луч - прямая линия, вдоль которой распространяется ультразвуковой импульс, генерируемый электроакустическим преобразователем.

3.7 Акустический путь¹ - траектория движения акустического импульса в потоке газа между электроакустическими преобразователями.

3.8 Вспомогательные устройства - технические устройства, соединенные со средствами измерений и устройствами обработки результатов измерений, предназначенные для выполнения конкретных функций, непосредственно относящихся к преобразованию, передаче или отображению результатов измерений. Например, устройства печати, памяти, адаптеры и межсетевые адаптеры.

3.9 Дополнительные устройства² - оборудование и устройства, предназначенные для подготовки потока и среды, и обеспечивающие необходимые условия проведения измерений.

3.10 Устройство подготовки потока - устройство, позволяющее уменьшить деформацию эпюры скоростей потока газа и/или устранить закрутку потока.

3.11 Вычислитель - цифровое устройство, которое преобразует выходные сигналы средств измерений, и вычисляет объем газа, приведенный к стандартным условиям.

3.12 Измерительно-вычислительный комплекс - функционально объединенная совокупность средств измерительной техники, которая преобразует выходной сигнал ультразвукового преобразователя расхода, измеряет все или некоторые необходимые параметры потока и среды, вычисляет объем газа, приведенный к стандартным условиям, обеспечивает коммуникативные функции с другими устройствами и системами.

3.13 Объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям - объемный расход газа, определенный путем пересчета объема газа при рабочих условиях, протекающего через первичный преобразователь в единицу времени, к стандартным условиям.

3.14 Количество газа - объем газа, приведенный к стандартным условиям.

¹ Примечание. Кривизна акустического пути зависит от числа Рейнольдса и числа Маха и возрастает с увеличением числа Маха и кривизны распределения скоростей потока.

² Примечание. К дополнительным устройствам относятся, например, измерительные трубопроводы, фильтры, устройства подготовки потока, байпасные линии, задвижки, регуляторы давления.

3.15 Рабочие условия - давление и температура газа, при которых выполняют измерение его расхода и/или объема.

3.16 Стандартные условия - условия, к которым приводят измеренные объемный расход и объем газа при рабочих условиях по ГОСТ 2939 (760 мм рт. ст. и плюс 20°C).

3.17 Средняя скорость газа - отношение объемного расхода газа при рабочих условиях к площади поперечного сечения канала.

3.18 Коэффициент сжимаемости газа - коэффициент, равный отношению значения фактора сжимаемости газа при рабочих условиях к значению фактора сжимаемости газа, рассчитанного при стандартных условиях.

3.19 Измерительный трубопровод - участок трубопровода с установленным на нем первичным преобразователем расхода, границы и геометрические характеристики которого, а также размещение на нем средств измерений и дополнительных устройств нормируются технической документацией расходомеров-счетчиков модельного ряда «Ирвис».

3.20 Узел измерений объемного расхода и объема газа (узел измерений) - совокупность средств измерений и обработки результатов измерений, вспомогательных и дополнительных устройств, которые предназначены для измерения, регистрации результатов измерений расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям.

3.21 Относительная погрешность измерения – отношение погрешности измерения к опорному значению измеряемой величины, выраженное в процентах.

3.22 Кривая погрешности - зависимость погрешности измерений от значений измеряемой величины, представленная в виде таблицы или функции.

4 Обозначения и сокращения

Основные сокращения, принятые в настоящей рекомендации:

СИ – средства измерений;

ПП – первичный преобразователь расхода;

ПЭП – пьезоэлектрический преобразователь;

ППД – первичный преобразователь давления;

ППТ – первичный преобразователь температуры;

УПП – устройства подготовки потока (струевыпрямители, турбулизаторы, кондиционеры потока);

УЗПР – ультразвуковой преобразователь расхода.

Основные условные обозначения, применяемые в настоящей рекомендации, приведены в таблице 1.

Таблица 1

Условное обозначение	Наименование	Размерность: М-масса L-длина T-время θ-температура	Единица физической величины
Re_f	Модифицированное число Рейнольдса	Безразмерная величина	—
ρ	Плотность газа при рабочих условиях	M / L^3	кг/м ³
$\rho_{ст}$	Плотность газа при стандартных условиях	M / L^3	кг/м ³
U	Скорость потока газа	L/T	м/с
$d_{усл}$	Условный диаметр сечения приведения	L	м
η	Динамическая вязкость газа	L^2/T	м ² /с
M	Число Маха	Безразмерная величина	—
a	Скорость звука в газе	L/T	м/с
N	Показатель адиабаты	Безразмерная величина	—
R	Газовая постоянная	$L^2 M^{-1} \theta^{-1}$	м ² /с ² К
T	Термодинамическая температура газа	θ	К
w_f	Средняя скорость движения рабочего газа в измерительном сечении	L/T	м/с
τ_1, τ_2	Время прохождения ультразвукового сигнала в прямом и обратном направлении, соответственно	T	с
L_1, L_2	Путь луча ПЭП1 и ПЭП2 в потоке	L	м
φ_2, φ_1	Углы распространения лучей от ПЭП1 и ПЭП2		град

$\Delta L_1, \Delta L_2$	Концевые поправки пути луча, связанные с погрешностью установки ПЭП	L	м
D	Диаметр эксплуатационного трубопровода	L	м
$\Delta \tau_{\text{юст}}$	Смещение времени прохождения колебаний по потоку и против потока при $w_r=0$;	T	с
$\tau_{\text{ср}}$	Среднее время прохождения колебаний при $w_r = 0$.	T	с
V_c	Объем газа, приведенный к стандартным условиям	L^3	м^3
P	Давление газа	$\text{ML}^{-1}\text{T}^{-2}$	Па
Q_{py}	расход рабочего газа при рабочих условиях,	$L^3\text{T}^{-1}$	$\text{м}^3/\text{ч}$
Q_c	Расход газа, приведенный к стандартным условиям	$L^3\text{T}^{-1}$	Норм. $\text{м}^3/\text{ч}$
K_Q	Коэффициент преобразования	Безразмерная величина	
K_t	Поправочный коэффициент на изменение размеров элементов конструкции ультразвукового преобразователя расхода, вызванных отклонением температуры от 20°C .	Безразмерная величина	
K_ε	Поправочный коэффициент, учитывающий влияние расширения газа	Безразмерная величина	
C_0	Скорость распространения ультразвукового импульса в неподвижном газе	L/T	м/с
K	Коэффициент сжимаемости газа	Безразмерная величина	—

a_t	Эффективный коэффициента линейного расширения материалов ультразвукового преобразователя расхода	θ^{-1}	1/град
L	Длина пути луча		м
δ	Погрешность измерения	%	
Δ	Абсолютная погрешность измерения или разность двух значений параметра	Единица измерения параметра	
y	Любой контролируемый параметр	Единица измерения параметра	

Индексы в условных обозначениях означают следующее:

наим – наименьшее значение величины;

наиб – наибольшее значение величины;

пер – переходное значение величины;

пред–предельное значение величины;

в – верхнее значение величины;

н– нижнее значение величины.

5 Требования к показателям точности измерений

5.1 Пределы основной относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенного к стандартным условиям, по данной методике не должны превышать значений, указанных в таблице 2.

Таблица 2

Диапазон расхода	Значение погрешности
$Q_{\text{п}} \leq Q < Q_{\text{наим}}$	не нормируется
$Q_{\text{наим}} \leq Q \leq Q_{\text{пер}}$	$\pm(1+6Q_{\text{наим}}/Q) \%$
$Q_{\text{пер}} < Q \leq Q_{\text{наиб}}$	$\pm 1 \%$
$Q_{\text{наиб}} < Q \leq Q_{\text{пред}}$	$\pm(1+4(Q - Q_{\text{наиб}})/(Q_{\text{пред}} - Q_{\text{наиб}})) \%$

где:

$Q_{\text{п}}$ – порог чувствительности расходомера-счетчика;

Q – значение измеряемого расхода.

6 Требования к средствам измерений и вспомогательным устройствам

6.1 При выполнении измерений объема и объемного расхода газа применяют следующие средства измерений и другие технические средства:

- расходомер-счетчик ультразвуковой ИРВИС-РС4-Ультра (ИРВС9100.0000.00ТУ4).
- прямые участки трубопровода, расположенные до и после расходомера-счетчика ультразвукового. Для сокращения длины предвключенного (расположенного до расходомера-счетчика ультразвукового) участка трубопровода может использоваться УПП. Размеры прямых участков, конструкция и условия применения УПП согласно ТД НПП «Ирвис».

7 Метод измерений

7.1 Принцип измерения основан на том, что время распространения акустической волны ультразвукового диапазона частот в потоке газа зависит от скорости этого потока. При распространении волны по потоку полное время распространения увеличивается, против потока – уменьшается. Расположенные в потоке газа напротив друг друга приемник и излучатель ультразвуковых колебаний (рис.1) поочередно излучают и принимают акустические колебания по потоку и против потока. Аналого-цифровая электронная схема обеспечивает управление пьезоэлектрическими преобразователями (ПЭП), прием и излучение ультразвуковых колебаний, а также фиксацию суммарного времени смещения.

Получив методом сличения с образцовым расходомером градуировочную зависимость времени смещения от скорости потока, переходят к объемному расходу газа, интегрируя который по времени, переходят к количеству (объему) газа, прошедшему через преобразователь.

7.2 Первичный преобразователь расхода (ПП) представляет собой отрезок трубопровода с проходным сечением специальной формы. В расходомере-счетчике реализована конструктивная схема с V-образным распространением луча. При этом приемники/излучатели установлены на одной стороне измерительного канала ПП, а ультразвуковые колебания, прежде чем попасть на принимающий ПЭП, отражаются от противоположной стенки канала. Конфигурация измерительного канала имеет специальную форму, которая позволяет снизить влияние дефектов профиля скорости от предыстории потока и расширить диапазон измеряемых расходов.

7.3 Структура течения и закономерности перехода от условий поверки к условиям эксплуатации определяются двумя числами гидродинамического подобия:

Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{\rho U d_{\text{усл}}}{\eta} \quad (1)$$

Число Маха:

$$M = \frac{U}{a}, \text{ где } a = \sqrt{nRT} \quad (2)$$

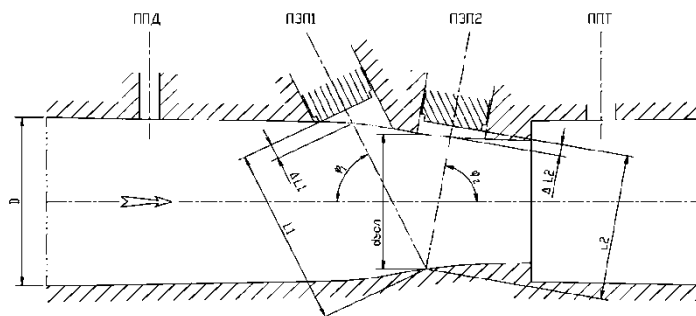


Рисунок 1. Схема размещения ПЭП, ППД и ППТ

7.4 Число Рейнольдса характеризует соотношение инерционных и вязких сил. Используется модифицированное число Рейнольдса, которое определяется по средней скорости потока в измерительном сечении и условному диаметру сечения приведения.

$$Re_f = \frac{\rho w_r d_{усл}}{\eta} \quad (3)$$

7.5 Число Маха определяет отношение скорости внешнего потока к местной скорости звука:

$$M = \frac{w_r}{a} \quad (4)$$

7.6 В расчетных соотношениях определения расхода газа по измеренному времени смещения используются данные градуировки, полученной сличением с эталонным расходомером. Учет влияния вязкости газа в градуировочной зависимости осуществляется путем использования числа Рейнольдса.

7.7 Вследствие теплового расширения конструктивных элементов ПП изменяется «площадь в свету» проходного сечения. Компенсация такого воздействия в расчетных соотношениях осуществляется введением поправочного коэффициента, учитывающего тепловое расширение конструкции ультразвукового преобразователя расхода.

7.8 Измеренное время смещения зависит от местной скорости звука. Оно будет различным в зависимости от состава и температуры среды, в которой производятся эти измерения. Переход от условий поверки, проводимой на воздухе, к условиям эксплуатации, проводимой на ином газе, осуществляется путем использования соотношения чисел Маха.

7.9 Расчетные соотношения:

7.9.1 Измеренное количество газа выражают величиной объема газа (V_c), приведенного к стандартным условиям, норм.м³.

7.9.2 При непрерывном процессе измерений абсолютного давления, температуры и расхода при рабочих условиях газа уравнение для определения объема газа при стандартных условиях принимает вид:

$$V_c = \int_{\tau} \frac{2.893 Q_{py}(P/T)}{K} d\tau, \quad (5)$$

где τ – время интегрирования.

7.9.3 Уравнение расхода среды.

7.9.3.1 Исходные соотношения:

$$L = L_1 + L_2 \quad (6)$$

$$\varphi = 0,5(\varphi_2 + \varphi_1) \quad (7)$$

$$\Delta L = \Delta L_1 + \Delta L_2 \quad (8)$$

$$\bar{d} = \frac{d_{усл}}{D} \quad (9)$$

Для V-образного хода луча:

$$w_r = \frac{L}{2 \cos \varphi} \frac{\tau_2 - \tau_1}{\left(\tau_1 - \frac{\Delta L}{a}\right) \left(\tau_2 - \frac{\Delta L}{a}\right)} \quad (10)$$

7.9.3.2 Для компенсации схемных алгоритмических и акустических смещений предварительно проводится юстировка измерительной схемы расходомера-счетчика. При $w_r=0$ выясняют:

$$\Delta\tau_{\text{юст}} = \tau_2 - \tau_1 \quad (11)$$

$$\tau_{\text{ср}} = 0.5(\varphi_2 + \varphi_1) \quad (12)$$

$$L_{\Sigma} = L + \Delta L = \tau_{\text{ср}} a \quad (13)$$

7.9.3.3 В процессе выполнения измерений реализуется уравнение расхода при рабочих условиях, приведенного к сечению $d_{\text{усл}}$:

$$Q_{\text{ру}} = 3600 w_r \frac{\pi d_{\text{усл}}^2}{4} K_Q K_t K_{\varepsilon} \quad (14)$$

7.9.3.4 Коэффициент преобразования K_Q учитывает индивидуальные особенности расходомера-счетчика и является функцией модифицированного числа Рейнольдса (1).

7.9.3.5 Поправочный коэффициент K_t , учитывающий изменение размеров элементов конструкции преобразователя расхода, вызванных отклонением температуры от 20°C , рассчитывают по формуле:

$$K_t = 1 + 3\alpha_t (t - 20) \quad (15)$$

7.9.3.6 Значения α_t , как правило, определяются на этапе утверждения типа. Значения коэффициентов теплового расширения для некоторых конструкционных материалов приведены в Приложении А. При оценке α_t принимают допущение о том, что температура конструкции ПП равна температуре рабочего газа.

7.9.3.7 Поправочный коэффициент K_{ε} влияния расширения газа, является функцией числа Маха

$$K_{\varepsilon} = 1 - 0.5(1 - \bar{d}^4) M^2 \quad (16)$$

и использует соотношения (4) и (9).

7.9.3.8 Скорость звука в потоке газа в зависимости от длины акустического пути, а также времени прохождения импульсов по направлению потока газа и против него рассчитывают по формуле

$$c_0 = \frac{L_{\Sigma} (\tau_1 + \tau_2)}{2\tau_1\tau_2} \quad (17)$$

Скорость звука используется для диагностики работы расходомера-счетчика.

7.9.3.9 Коэффициент сжимаемости газа K , выражающий числовое значение отклонения плотностей реального газа от идеального, получают расчетным путем по измеренным параметрам состояния газа. Для природного газа и продуктов его переработки коэффициент сжимаемости определяется в соответствии с ГОСТ 30319.2, для попутного нефтяного газа – в соответствии с [2], для других газов – в соответствии с нормативно-справочной документацией на эти газы.

7.9.3.10 Значения параметров, таких как плотность газа ρ при рабочих условиях, динамическая вязкость η и скорость звука a , определяют в зависимости от компонентного состава газа, измеренных давления и температуры. Для природного газа и продуктов его переработки по ГОСТ 30319.1, для других газов по документам ГСССД (см. Приложение Б), на основе данных,

аттестованных в качестве стандартных справочных данных категорий СТД или СД (см. ГОСТ 8.566), в соответствии с нормативно-справочной документацией на эти газы.

8 Требования безопасности

8.1 К проведению монтажа и выполнению измерений допускаются лица, изучившие эксплуатационную документацию на СИ и вспомогательное оборудование, прошедшие инструктаж по технике безопасности, получившие допуск к самостоятельной работе и имеющие опыт эксплуатации СИ на объектах промышленности.

8.2 Перед монтажом СИ и вспомогательного оборудования необходимо обратить внимание на их соответствие эксплуатационной документации, наличие и целостность маркировок взрывозащиты, наличие и целостность крепежных элементов, оболочек (корпусов). Монтаж СИ необходимо проводить в строгом соответствии с их схемой внешних соединений. Запрещается вносить какие-либо изменения в электрическую схему внешних соединений, а также использовать любые запасные части, не предусмотренной документацией и без согласования с изготовителем СИ.

8.3 В процессе эксплуатации, не реже одного раза в месяц, СИ и вспомогательное оборудование должны осматриваться квалифицированным персоналом. При этом необходимо обращать внимание на целостность оболочек (корпусов) СИ, наличие крепежных элементов, пломб и предупредительных надписей.

9 Требования к условиям выполнения измерений

9.1 Условия измерений

9.1.1 Измерения выполняют при следующих условиях:

- климатические условия эксплуатации применяемых средств измерений должны соответствовать требованиям, установленным в технической документации на них;
 - диапазоны изменений параметров, измеряемых применяемыми средствами измерений, должны находиться в диапазонах применения этих средств с нормированными метрологическими характеристиками;
 - параметры энергопитания средств измерений должны находиться в пределах, нормированных в их технической документации;
 - все средства измерений должны иметь свидетельства о поверке или оттиски поверительных клейм;
 - все средства измерений и вспомогательные устройства должны применяться в соответствии с требованиями действующих для них нормативных и руководящих документов по технической эксплуатации и безопасности;
 - работы по монтажу, демонтажу и восстановительному ремонту выполняют при отключенном питании и отсутствии давления рабочего газа в технологическом трубопроводе;
 - к выполнению измерений допускают лиц, изучивших соответствующие инструкции по технике безопасности.
-

9.2 Измеряемая среда

9.2.1 Измеряемой средой является однокомпонентный или многокомпонентный газ, температура которого находится в пределах от минус 40 до плюс 45°C, абсолютное давление рабочего газа – от 0,05 до 10 МПа.

9.2.2 Если измеряемой средой является смесь углеводородных газов (например, природный или нефтяной газ), то должны отсутствовать условия для образования гидратов.

Температура точки росы по влаге и температура точки росы по углеводородам должны быть ниже температуры газа.

Температура газа должна быть выше температуры конденсации газа.

9.2.3 Для многокомпонентных газов, если применяются расчетные методы теплофизических свойств газа (плотности газа при рабочих условиях, фактора и коэффициента сжимаемости), то концентрации компонентов газа не должны выходить за диапазоны, установленные для применяемых методов расчета.

9.2.4 Следует избегать наличия жидких и/или твердых включений в потоке газа.

9.3 Установка ультразвукового преобразователя расхода

9.3.1 Ультразвуковой преобразователь расхода газа устанавливается в трубопровод между двумя прямыми участками трубопроводов. Длины прямых участков после различных видов гидравлических сопротивлений, а также средний диаметр применяемых труб должны соответствовать требованиям его технической документации.

В случае отсутствия этих требований в технической документации, погрешность, вызываемая влиянием местных сопротивлений, трубами с параметрами, выходящими за пределы нормированных значений, определяется при поверке ультразвукового преобразователя расхода совместно с той конфигурацией сопротивлений и труб, в которой он будет находиться в эксплуатации.

9.3.2 Для изготовления прямых участков следует применять трубы цилиндрического сечения. Сварные трубы допускается применять в случае, если сварной шов не является спиральным.

9.3.3 Конструктивно при монтаже должна быть обеспечена соосность проходного отверстия труб и ультразвукового преобразователя расхода в соответствии с требованиями его технической документации.

9.3.4 Уплотнительные прокладки должны обеспечивать герметичность и не выступать внутрь трубопровода.

9.3.5 Длины прямых участков могут быть значительно сокращены в случае применения УПП. Конструкции УПП, а также условия их применения, должны быть экспериментально определены и приведены в технической документации.

9.3.6 Требование к изгибу прямых участков трубопроводов считается выполненным, если визуально отклонение от прямолинейности монтажной сборки прямых участков и ультразвукового преобразователя не обнаруживается.

9.3.7 При применении фильтра, его конструкция должна обеспечить степень очистки и фильтрации газа, необходимые для нормальной работы ультразвукового преобразователя.

9.3.8 Место установки ПП должно быть выбрано так, чтобы предохранить его от ударов, а также от производственной вибрации (близость прессов, молотов и т.д.).

9.4 Измерение давления

9.4.1 Абсолютное давление рабочего газа измеряется с помощью преобразователей давления любого типа, имеющих необходимые точностные характеристики и внесенные в Госреестр РФ, либо интегрированных сенсоров давления. В том и другом случаях измерители давления поверяются в составе расходомера-счетчика.

9.5 Измерение температуры

9.5.1 Температура контролируемого газа измеряется с помощью термометров любого типа, внесенных в Госреестр РФ.

9.6 Определение плотности газа

9.6.1 Определение плотности газа при рабочих и стандартных условиях производится косвенным методом по измеренным значениям давления и температуры, компонентному составу газа.

9.6.2 Расчет плотности, коэффициента сжимаемости природного газа рассчитывают по ГОСТ 30319.1 - ГОСТ 30319.3 или [3]. Если состав смеси углеводородосодержащих газов (например, нефтяной попутный газ, сухой отбензиненный газ) отличается от состава природных газов, например меньшим содержанием метана, повышенным содержанием этана, пропана, бутанов, пентанов и более тяжелых предельных углеводородов, то рекомендуется расчет плотности, коэффициента и фактора сжимаемости данных смесей газа проводить в соответствии с методиками, изложенными в [2], [4], [5].

9.6.3 Плотность однокомпонентного газа при рабочих и стандартных условиях определяют на основе данных, аттестованных в качестве стандартных справочных данных (см. раздел 7.9.3.10).

9.7 Вычислительное устройство

9.7.1 Вычислительное устройство автоматически учитывает действительные значения параметров давления, температуры и расхода. Вычислительное устройство обеспечивает ведение архивов информации по учету газа и нештатным ситуациям, имевшим место за принятый отчетный период. Вычислительное устройство также обеспечивает возможность введения и регистрации вводимых значений условно-постоянных величин³. В вычислительном устройстве предусмотрена защита от несанкционированного вмешательства в процесс измерения расхода, объема газа, форматирования и хранения архивов. Вычислительное устройство обеспечивает возможность распечатки архивной и итоговой информации на принтере непосредственно или

³ Примечание. В вычислительное устройство в виде условно-постоянных значений заносятся данные о компонентном составе газа, полученные с помощью хроматографов.

путем обмена данными через устройство приема/передачи информации (переносного устройства сбора информации, компьютера и т.п.).

10 Подготовка и порядок выполнения измерений

10.1 При подготовке к выполнению измерений проводят следующие работы:

- проверка соответствия характеристик применяемых средств измерений условиям эксплуатации;
- проверка соответствия прямых участков измерительных трубопроводов до и после ультразвукового преобразователя расхода требованиям технической документации. Проверку следует проводить один раз перед пуском в эксплуатацию или после реконструкции узла замера газа;
- проверка соответствия монтажа средств измерений требованиям технической документации;
- проверка достоверности ввода программно-исходных параметров измерений.

При обнаружении несоответствия одному из требований, это несоответствие должно быть устранено.

10.2 После проведенной проверки все средства измерений должны быть приведены в рабочее состояние, измерительный трубопровод подключен к источнику измеряемого газа, проверена герметичность соединений всех узлов и затем проведены измерения количества газа.

10.3 При выполнении измерений расхода газа выполняют следующие операции:

- приведение всех средств измерений в рабочее состояние;
- заполнение трубопровода газом;
- после установления устойчивого потока в режиме измерений, осуществляют наблюдение за информацией о значении расхода газа и других данных по команде оператора.

11 Обработка результатов измерений

11.1 При применении автоматических измерений всех контролируемых параметров обработку результатов проводят с помощью вычислительных устройств.

11.2 При выходе значений измеряемых параметров за допустимые пределы отклонений, производят корректировку на основе расчетов, произведенных по имеющимся зарегистрированным данным предыдущих измерений.

11.3 Расчет расхода и объема газа ведется в автоматическом режиме по результатам измерений параметров газа и введенных исходных данных.

11.4 Результаты измерений оформляются по форме, принятой между поставщиком и потребителем газа.

12 Контроль точности результатов измерений

12.1 Контроль точности результатов измерений расхода и количества газа

12.1.1 В процессе проведения испытаний СИ расхода и количества газа для целей утверждения типа в соответствии с [6].

12.1.2 В процессе метрологической аттестации настоящего документа в соответствии с ГОСТ 8.563.

12.1.3 В процессе метрологической аттестации алгоритмов и программ вычислений в соответствии с ГОСТ Р 8.654, [7],[8].

12.1.4 По результатам проверок расходомеров-счетчиков и их основных частей по методикам поверки, утвержденным в соответствующем порядке.

12.1.5 В процессе эксплуатации СИ подлежат поверке органами Государственной метрологической службы или юридическими лицами, аккредитованными на право поверки, в соответствии с требованиями [10].

Допускается проведение калибровки СИ, если измерения проводятся вне сферы распространения Государственной службы метрологического контроля и надзора.

12.1.6 В процессе метрологического надзора согласно [9].

12.2 Определение погрешностей измерения расхода и количества газа

12.2.1 Результат измерений количества V_c за отчетный период времени должен быть представлен в соответствии с [11].

12.2.2 Исходя из технико-экономической целесообразности, заинтересованные стороны согласовывают применение той или иной нормы погрешности определения количества газа.

12.2.3 Границу составляющей относительной погрешности измерений параметра «у» рассчитывают в процентах по следующим формулам:

- в случае нормирования у измерителя параметра «у» основной абсолютной погрешности:

$$\delta_{0y} = \frac{\Delta y}{y} 100 \quad (18)$$

- в случае нормирования у измерителя параметра «у» основной приведенной погрешности, если нормирующее значение равно диапазону измерений:

$$\delta_{0y} = \delta_0 \frac{y_B - y_H}{y} \quad (19)$$

где δ_0 - основная погрешность средства измерения (указывается в паспорте прибора);

- в случае нормирования у измерителя параметра «у» основной приведенной погрешности, если нормирующее значение равно верхнему пределу измерений:

$$\delta_{0y} = \delta_0 \frac{y_B}{y} \quad (20)$$

12.3 Расчет погрешности измерений количества газа

12.3.1 Вследствие допусков на изготовление конструкции, отклонения характеристик электронных и механических элементов, изменений в процессе сборки и других факторов, каждый ПП имеет свои собственные уникальные рабочие характеристики, которые определяются в процессе проведения поверки путем прямого сличения с образцовым расходомером и заносятся в память расходомера-счетчика.

12.3.2 Погрешность определения количества газа, приведенного к стандартным условиям, оценивают расчетным путем. При этом принимают упрощающие допущения о малости погрешностей величин, из которых формируется погрешность результата измерений, о нормальном законе распределения каждой из этих погрешностей и об их независимости друг от друга.

12.4 Составляющие погрешности

12.4.1 При определении объема газа, приведенного к стандартным условиям, в случае раздельного измерения параметров газа с вычислителем, погрешность которого задана с учетом погрешностей измерительных каналов:

$$\delta_{Vc} = \{\delta_{узпр}^2 + \delta_B^2 + \delta_K^2\}^{0.5} \quad (21)$$

12.4.2 Погрешность $\delta_{узпр}$ в общем случае определяется по формуле:

$$\delta_{узпр} = \{\delta_{K_{Q\eta}}^2 + \delta_{F_{20}}^2 + \delta_L^2 + \delta_\tau^2 + \delta_{KT}^2 + \delta_{K_\epsilon}^2\}^{0.5}, \quad (22)$$

где:

$\delta_{K_{Q\eta}}$ - погрешность определения коэффициента преобразования УЗПР;

$\delta_{F_{20}}$ - погрешность определения площади проходного сечения в сечении приведения;

δ_L - погрешность определения длины пути луча;

δ_τ - погрешность определения времени прохождения ультразвукового импульса;

δ_{KT} - погрешность определения поправочного коэффициента на изменение размеров элементов конструкции ультразвукового преобразователя расхода, вызванных отклонением температуры от 20°C.

δ_{K_ϵ} - погрешность определения поправочного коэффициента на влияние расширения газа.

При прямой градуировке УЗПР погрешности $\delta_{F_{20}}$, δ_L , δ_τ входят в погрешность определения коэффициента преобразования $\delta_{K_{Q\eta}}$, увеличивая ее. При прямой градуировке УЗПР их принимают равными нулю.

12.4.3 Погрешность $\delta_{K_{Q\eta}}$ рассчитывается по выражению:

$$\delta_{K_{Q\eta}} = \{\delta_0^2 + \Theta_{Ref}^2 \delta_{Ref}^2\}^{0.5} \quad (23)$$

где:

δ_0 – погрешность сходимости ультразвукового преобразователя расхода при градуировке и поверке. Устанавливается по технической документации ультразвукового преобразователя расхода.

Коэффициент влияния отношения чисел Рейнольдса Θ_{Ref} принимается равным 0,03%.

12.4.4 Погрешность определения числа Рейнольдса определяется по выражению:

$$\delta_{Ref} = \{\delta_{a_{усл}}^2 + \delta_0^2 + \delta_\rho^2 + \delta_\eta^2\}^{0.5} \quad (24)$$

Погрешность $\delta_{a_{усл}}$ при прямой градуировке УЗПР входит в погрешность определения коэффициента преобразования $\delta_{K_{Q\eta}}$, увеличивая ее. При прямой градуировке УЗПР ее принимают равной нулю.

12.4.5 Погрешность определения плотности при рабочих условиях δ_ρ в общем случае определяют по формуле:

$$\delta_\rho = \{\delta_{\rho c}^2 + \delta_P^2 + \delta_T^2 + \delta_K^2 + \sum \Theta_{X_i}^2 \delta_{X_i}^2\}^{0.5}, \quad (25)$$

где:

δ_{X_i} - погрешность определения компонентного состава газа;

Θ - коэффициент влияния соответствующего параметра.

Погрешность плотности при стандартных условиях $\delta_{\rho c}$ и δ_{X_i} определяют по нормативному документу, регламентирующему метод косвенных измерений.

12.4.6 В общем случае погрешность определения вязкости газа определяется по формуле:

$$\delta_{\eta} = \{\delta_{\eta_{\text{мет}}}^2 + \Theta_P^2 \delta_P^2 + \Theta_T^2 \delta_T^2 + \delta_{\rho c}^2 + \sum \Theta_{X_i}^2 \delta_{X_i}^2\}^{0.5}, \quad (26)$$

где:

$\delta_{\eta_{\text{мет}}}$ - методическая погрешность метода косвенных измерений;

Θ - коэффициент влияния соответствующего параметра.

Погрешность определения вязкости газа δ_{η} определяют по нормативному документу, регламентирующему метод косвенных измерений. В случае отсутствия справочных данных о значениях Θ при применении того или иного метода косвенных измерений вязкости для технически важных газов, природного газа по ГОСТ 5542, нефтяного попутного газа по ГОСТ Р 8.615 Θ_P принимают равным 0,1, Θ_T принимают равным 1.

12.4.7 Для УЗПР с металлическими частями проточной части погрешность δ_{KT} регламентируется настоящей методикой измерений и составляет $\pm 0,012\%$ при доверительной вероятности 0,95.

12.4.8 Погрешность измерений температуры газа в случае нормирования абсолютной погрешности измерительного преобразователя рассчитывают по формуле:

$$\delta_T = \frac{100(t_B - t_H)}{273.15 + t} \left\{ \left[\frac{\Delta y}{y_B - y_H} \right]^2 \right\}^{0.5}, \quad (27)$$

где: Δy - абсолютная погрешность измерительного преобразователя.

12.4.9 Погрешность поправочного коэффициента на влияние расширения газа $\delta_{K\epsilon}$ регламентируется настоящей методикой выполнения измерений и составляет $\pm 0,04\%$ при доверительной вероятности 0,95.

12.4.10 Погрешность расчета коэффициента сжимаемости δ_K определяется согласно методу, регламентирующему расчет. Для природного газа и продуктов его переработки погрешность коэффициента сжимаемости определяется согласно ГОСТ 30319.2, для попутного нефтяного газа согласно [2], для других газов – в соответствии с нормативно справочной документацией для этих газов.

В случае использования табличных данных погрешность принимается равной половине разряда последней значащей цифры.

12.4.11 При совместной поверке вычислителя с измерительными каналами погрешность вычислителя δ_B входит в значение основной относительной погрешности расходомера-счетчика, увеличивая ее. При прямой градуировке УЗПР ее принимают равной нулю.

12.5 Погрешность при работе с параллельными УЗПР

12.5.1 При работе ряда преобразователей расхода погрешность измерения количества газа по всем преобразователям определяется соотношением:

$$\delta = \left\{ \sum_1^n \left(\frac{V_i}{V_{\Sigma}} \delta_i \right)^2 \right\}^{0.5}, \quad (28)$$

где V_i и δ_i - измеряемый средний объем и погрешность измерений i -го комплекса;

V_{Σ} - общий измеряемый объем газа;

n – количество измерительных комплексов.

Библиография

1. РГМ 29-99. Рекомендации по межгосударственной стандартизации. Метрология. Основные термины и определения
 2. ГСССД МР 113-2003. Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263...500К при давлениях до 15 МПа
 3. Р Газпром 5.3-2009 Обеспечение единства измерений. Расчет теплофизических свойств природного газа при давлениях до 25 МПа
 4. ГСССД МР 118-2005. Методика расчета плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости умеренно сжатых газовых смесей
 5. ГСССД МР 135-2007. Расчет плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости технически важных газов и смесей при температурах от минус 40 до плюс 60°C при давлениях до 5 МПа
 6. ПР 50.2.104-09. Порядок проведения испытаний стандартных образцов или средств измерений в целях утверждения типа
 7. МИ 2955-2005. ГСИ. Типовая методика аттестации программного обеспечения средств измерений и порядок её проведения
 8. МИ 3290-2010. Рекомендация по подготовке, оформлению и рассмотрению материалов испытаний средств измерений в целях утверждения типа
 9. ПР 50.2.002-94. ГСИ. Порядок осуществления государственного метрологического надзора за выпуском, состоянием и применением средств измерений, аттестованных методиками выполнения измерений, эталонами и соблюдением метрологических правил и норм
 10. ПР 50.2.006-94. ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений
 11. МИ 1317-2004. ГСИ. Результаты и характеристики погрешности измерений. Формы представления. Способы использования при испытаниях образцов продукции и контроле их параметров
 12. Машиностроение. Энциклопедия. Т.1-2. Теоретическая механика. Термодинамика. Теплообмен. Под общ. ред. К.С.Колесникова, А.И.Леонтьева. М.: Машиностроение. 2001.– 600с.
 13. Композиционные материалы: Справочник. Под общ. ред. В.В.Васильева, Ю.М.Тарнопольского. М.: Машиностроение. 1990.– 512с.
 14. МИ 1538-86 «ГСИ Расход газа массовый. Методика выполнения измерений критическими расходомерами». Казань, 1986.– 46с
 15. Физические величины. Справочник. Под ред. И.С.Григорьева, Е.З.Мейлихова. М.: Энергоатомиздат. 1991.– 1232с.
-

Приложение А

(Обязательное)

Коэффициенты линейного теплового расширения некоторых материалов⁴

№ п/п	Материал	Диапазон температур, °С	α_t , 10^{-6} 1/град
1	Графит	от 0 до 400	-1,5
2	Алюминий	от 0 до 100	17,5
3	Медь	от -50 до 0	от 15,6 до 16,4
		от 0 до 20	от 16,4 до 16,7
		от 20 до 100	от 16,7 до 17,1
4	Железо	от 20 до 100	11,51
5	Титан	20	8,4
6	Латунь	20	от 17,0 до 22,0
7	Бронза	20	от 16,1 до 18,4
8	Деформируемые алюминиевые сплавы	20	от 20,3 до 24,7
9	Литейные алюминиевые сплавы	20	от 19,5 до 24,5
10	Титановые сплавы	от 20 до 100	от 8,0 до 9,2
7	Стали конструкционные		
	08, 10, 15, 20, 25	от 20 до 100	от 12,2 до 12,5
	30, 35, 40, 45	от 20 до 100	от 11,9 до 12,1
	50, 55, 60	от 20 до 100	от 11,0 до 11,2
11	Стали конструкционные легированные	от 20 до 100	от 10,8 до 12,8
12	Стали и сплавы коррозионно-стойкие, жаростойкие, жаропрочные, износостойкие		
	08X13, 12X13, 20X13, 30X13, 40X13, 15X25T, 15X28, 15X12ВНМФ	от 20 до 100	от 10,0 до 10,7
	ХН35ВТЮ, ХН80ТБЮ, 08X18Г8Н2Т 12X18Н9, 08X18Н9, 08X18Н10, 12X18Н9Т, 08X18Н10Т, 12X18Н10Т 14X17Н2, 08X22Н6Т	от 20 до 100	от 12,3 до 12,7
		от 20 до 100	от 16,0 до 16,6
		от 20 до 100	от 9,6 до 9,8
13	Стеклопластики	20	от 5 до 12
14	Стеклотекстолит	от 20 до 100	от 8,0 до 9,0
15	Эпоксидные смолы	от 25 до 35	от 35 до 40
16	Оргстекло	20	35,0
17	Фенолформальдегидные полимеры	20	от 25 до 60

⁴ Примечание. См. источники [12], [13], [14], [15].

Приложение Б (Справочное)

Перечень ГСССД

1. ГСССД 4-78. Плотность, энтальпия, энтропия и изобарная теплоемкость жидкого и газообразного азота при температурах 70...1500 К и давлениях 0,1...100 МПа.
2. ГСССД 8-79. Плотность, энтальпия, энтропия, и изобарная теплоемкость жидкого и газообразного воздуха при температурах 70...1500 К и давлениях 0,1...100 МПа.
3. ГСССД 18-81. Метан жидкий и газообразный. Плотность, энтальпия, энтропия и изоб. теплоемкость при температурах 100...1000 К и давлениях 0,1...100 МПа.
4. ГСССД 89-85. Азот. Коэффициенты динамической вязкости и теплопроводности при температурах 65...1000 К и давлениях от состояния разреженного газа до 200 МПа.
5. ГСССД 94-86. Метан. Коэффициенты динамической вязкости и теплопроводности при температурах 91...1000 К и давлениях от соответствующих разреженному газу до 100 МПа.
6. ГСССД 96-86. Диоксид углерода жидкий и газообразный. Плотность, фактор сжимаемости, энтальпия, энтропия, изобарная теплоемкость, скорость звука и коэффициент объемного расширения при температурах 220...1300 К и давлениях 0,1...100 МПа.
7. ГСССД 110-87. Диоксид углерода. Коэффициенты динамической вязкости и теплопроводности при температурах 220...1000 К и давлениях от соответствующих разреженному газу до 100 МПа.
8. ГСССД 147-90. Пропан жидкий и газообразный. Плотность, энтальпия, энтропия и изобарная теплоемкость в диапазоне температур 100...700 К и давлений 0,1...100 МПа.
9. ГСССД 160-93. Газ природный расчетный. Плотность, фактор сжимаемости, энтальпия, энтропия, изобарная теплоемкость, скорость звука, показатель адиабаты и коэффициент объемного расширения при температурах 250...450 К и давлениях 0,1...12 МПа.
10. ГСССД 179-96. Аргон жидкий и газообразный. Термодинамические свойства, коэффициент динамической вязкости и теплопроводности при температурах 85...1300 К и давлениях 0,1...1000 МПа.
11. ГСССД МР 113-2003. Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263...500 К при давлениях до 15 МПа.
12. ГСССД МР 118-2005. Методика расчета плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости умеренно сжатых газовых смесей.
13. ГСССД МР 135-2007. Расчет плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости технически важных газов и смесей при температурах минус 40...плюс 60°С при давлениях до 5 МПа.

По вопросам продаж и поддержки обращайтесь:

Архангельск +7 (8182) 45-71-35	Кемерово +7 (3842) 21-56-70	Новосибирск +7 (383) 235-95-48	Сочи +7 (862) 279-22-65
Астрахань +7 (8512) 99-46-80	Киров +7 (8332) 20-58-70	Омск +7 (381) 299-16-70	Ставрополь +7 (8652) 57-76-63
Барнаул +7 (3852) 37-96-76	Краснодар +7 (861) 238-86-59	Орел +7 (4862) 22-23-86	Сургут +7 (3462) 77-96-35
Белгород +7 (4722) 20-58-80	Красноярск +7 (391) 989-82-67	Оренбург +7 (3532) 48-64-35	Тверь +7 (4822) 39-50-56
Брянск +7 (4832) 32-17-25	Курск +7 (4712) 23-80-45	Пенза +7 (8412) 23-52-98	Томск +7 (3822) 48-95-05
Владивосток +7 (4232) 49-26-85	Липецк +7 (4742) 20-01-75	Пермь +7 (342) 233-81-65	Тула +7 (4872) 44-05-30
Волгоград +7 (8442) 45-94-42	Магнитогорск +7 (3519) 51-02-81	Ростов-на-Дону +7 (863) 309-14-65	Тюмень +7 (3452) 56-94-75
Екатеринбург +7 (343) 302-14-75	Москва +7 (499) 404-24-72	Рязань +7 (4912) 77-61-95	Ульяновск +7 (8422) 42-51-95
Ижевск +7 (3412) 20-90-75	Мурманск +7 (8152) 65-52-70	Самара +7 (846) 219-28-25	Уфа +7 (347) 258-82-65
Казань +7 (843) 207-19-05	Наб.Челны +7 (8552) 91-01-32	Санкт-Петербург +7 (812) 660-57-09	Хабаровск +7 (421) 292-95-69
Калуга +7 (4842) 33-35-03	Ниж.Новгород +7 (831) 200-34-65	Саратов +7 (845) 239-86-35	Челябинск +7 (351) 277-89-65
			Ярославль +7 (4852) 67-02-35