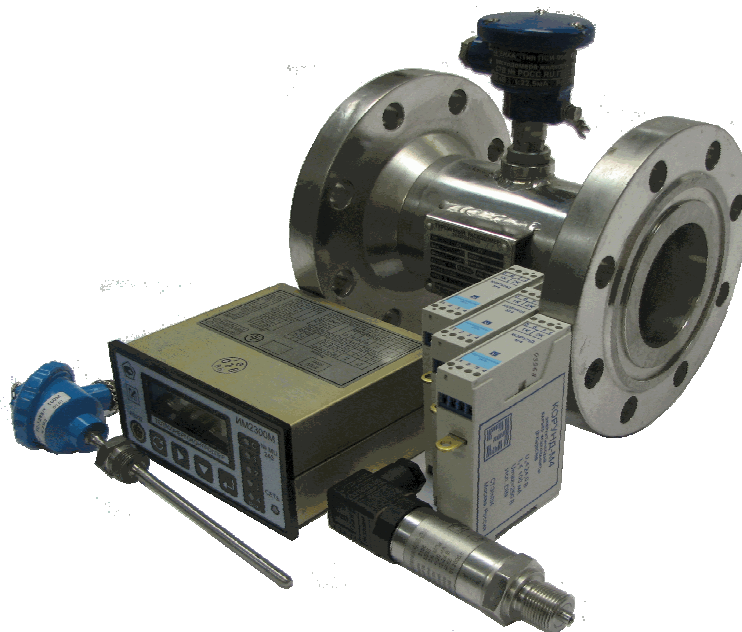




РАСХОДОМЕРЫ ЖИДКОСТИ **ТУРБИННЫЕ ТИПОВ РТФ И РНФ**

Руководство по эксплуатации

По вопросам продаж и поддержки обращайтесь:

Архангельск (8182)63-90-72
 Астана +7(7172)727-132
 Астрахань (8512)99-46-04
 Барнаул (3852)73-04-60
 Белгород (4722)40-23-64
 Брянск (4832)59-03-52
 Владивосток (423)249-28-31
 Волгоград (844)278-03-48
 Вологда (8172)26-41-59
 Воронеж (473)204-51-73
 Екатеринбург (343)384-55-89
 Иваново (4932)77-34-06
 Ижевск (3412)26-03-58
 Иркутск (395) 279-98-46
 Киргизия (996)312-96-26-47

Казань (843)206-01-48
 Калининград (4012)72-03-81
 Калуга (4842)92-23-67
 Кемерово (3842)65-04-62
 Киров (8332)68-02-04
 Краснодар (861)203-40-90
 Красноярск (391)204-63-61
 Курск (4712)77-13-04
 Липецк (4742)52-20-81
 Магнитогорск (3519)55-03-13
 Москва (495)268-04-70
 Мурманск (8152)59-64-93
 Набережные Челны (8552)20-53-41
 Нижний Новгород (831)429-08-12
 Казахстан (772)734-952-31

Новокузнецк (3843)20-46-81
 Новосибирск (383)227-86-73
 Омск (3812)21-46-40
 Орел (4862)44-53-42
 Оренбург (3532)37-68-04
 Пенза (8412)22-31-16
 Пермь (342)205-81-47
 Ростов-на-Дону (863)308-18-15
 Рязань (4912)46-61-64
 Самара (846)206-03-16
 Санкт-Петербург (812)309-46-40
 Саратов (845)249-38-78
 Севастополь (8692)22-31-93
 Симферополь (3652)67-13-56
 Таджикистан (992)427-82-92-69

Смоленск (4812)29-41-54
 Сочи (862)225-72-31
 Ставрополь (8652)20-65-13
 Сургут (3462)77-98-35
 Тверь (4822)63-31-35
 Томск (3822)98-41-53
 Тула (4872)74-02-29
 Тюмень (3452)66-21-18
 Ульяновск (8422)24-23-59
 Уфа (347)229-48-12
 Хабаровск (4212)92-98-04
 Челябинск (351)202-03-61
 Череповец (8202)49-02-64
 Ярославль (4852)69-52-93

ВВЕДЕНИЕ

Настоящее руководство по эксплуатации (РЭ) предназначено для ознакомления с устройством, принципом действия, правилами монтажа, эксплуатации и обслуживания турбинных расходомеров жидкости типов PTF и PNF.

Расходомеры могут эксплуатироваться как во взрывоопасных, так и во взрывобезопасных зонах помещений и наружных установок.

При эксплуатации во взрывоопасных зонах расходомеры комплектуются составными частями, имеющими взрывобезопасное исполнение с видом взрывозащиты «Искробезопасная электрическая цепь» по ГОСТ Р 51330.0, ГОСТ Р 51330.10. При использовании вторичных преобразователей, не имеющих элементов взрывозащиты, подключение их к искробезопасным цепям первичных преобразователей осуществляется с использованием серийно выпускаемых барьеров искрозащиты.

Каждая из составных частей расходомера во взрывозащищенном исполнении должна иметь действующий Сертификат соответствия, выданный Органом по сертификации взрывозащищенного электрооборудования.

В настоящем РЭ приведены сведения о комплексах расходомеров PTF и PNF и, входящих в их состав турбинных преобразователей расхода в комплекте с преобразователями сигналов индукционными типа ПСИ-90-1 (или 2), или ПСИ-90Ф-1 (или 2), или ПСИ-90Н-1 (или 2).

Для изучения принципа действия устройства, технических характеристик, правил монтажа, наладки, эксплуатации и обслуживания других составных частей расходомера необходимо руководствоваться, кроме настоящего РЭ, эксплуатационной документацией на каждую из составных частей.

1 НАЗНАЧЕНИЕ И СОСТАВ РАСХОДОМЕРА.

1.1 Расходомеры предназначены для измерения объемного расхода и объема в рабочих условиях, в зависимости от применяемого типа вторичного преобразователя - объема, приведенного к стандартным условиям, плотности, массы жидкостей, в том числе пищевых, протекающих в закрытых трубопроводах.

Кроме этого, расходомеры, укомплектованные первичными преобразователями температуры, давления, плотномером и соответствующим вторичным преобразователем позволяют выполнять измерения характеристик жидкости: температуры, давления, плотности.

1.2 Характеристики измеряемых жидкостей:

1.2.1 Кинематическая вязкость до $20 \cdot \text{мм}^2/\text{с}$ для расходомеров типа PTF; до $50 \text{ мм}^2/\text{с}$ для расходомеров типа PNF; до $200 \text{ мм}^2/\text{с}$ – для мультивязкостного ТПР типа PTF-Н;

1.2.2 Температура от минус 50°C до $+150^\circ\text{C}$; нижний предел рабочих температур измеряемой жидкости от минус 50°C до 0°C ограничивается допустимыми рабочими температурами сталей, применяемых для фланцев турбинного преобразователя расхода;

1.2.3 Диапазоны измеряемых расходов от $0,5$ до $1400 \text{ м}^3/\text{ч}$ в зависимости от типа-размера турбинного преобразователя расхода – в соответствии с таблицами 9, 9.1;

1.2.4 Статическое давление в соответствии с таблицей 2;

1.2.5 Свободные газовая или паровая фазы отсутствуют;

1.2.6 Коррозионное воздействие измеряемой жидкости на составные части расходомера должно быть согласовано с предприятием-изготовителем.

1.3 По виду энергии носителя сигналов связи расходомеры относятся к электрическим.

1.4 По метрологическим свойствам расходомеры относятся к средствам измерения с межповерочным интервалом 1 год.

1.5 В состав расходомера входят:

1.5.1 Турбинный преобразователь расхода (в дальнейшем – ТПР) типа PTF или PNF или PTF Н в количестве, определяемом числом каналов измерения расхода;

1.5.2 Преобразователь сигналов индукционный ПСИ-90 (в дальнейшем – ПСИ) в составе ТПР – по 1 шт. на каждый ТПР (2 шт. - по спец.заказу):

- ПСИ-90-1- для ТПР типа РТФ всех типоразмеров и РТФ 50 (80)Н с формированием выходного биполярного сигнала ЭДС самоиндукции;
- ПСИ-90-2- то же для ТПР типа РНФ и РТФ 100 (150)Н;
- ПСИ-90Ф-1- для ТПР типа РТФ всех типоразмеров и РТФ 50 (80)Н с формированием последовательности импульсов напряжения или тока прямоугольной формы;
- ПСИ-90Ф-2- то же для ТПР типа РНФ и РТФ 100 (150)Н;
- ПСИ-90Н-1- для ТПР типа РТФ всех типоразмеров и РТФ 50 (80)Н с формированием нормированного импульсного сигнала напряжения или тока прямоугольной формы с ценой импульса от 0,1 до 10000 дм³/имп;
- ПСИ-90Н-2- то же для ТПР типа РНФ и РТФ 100 (150)Н;

1.5.3 Вторичный преобразователь (может отсутствовать), в качестве которого используется один из ниже перечисленных:

- Преобразователи универсальные ПУР 90 – для измерения расхода и объема жидкости при рабочих условиях;
- Вторичный прибор ИМ2300, обеспечивающий измерение и вычисление объемного расхода, объема при рабочих условиях и приведенного к стандартной температуре, плотности, массы, массового расхода, температуры и давления жидкости по 1...3 каналам измерения;
- Другие вторичные преобразователи, соответствующие требованиям совместимости входных и выходных сигналов составных частей расходомера.

1.5.4 Термопреобразователи – при измерении температуры, объема жидкости, приведенного к стандартной температуре или вычислении массы жидкости:

- Термопреобразователи сопротивления по ГОСТ 6651, тип и номинальная статическая характеристика (НСХ) которых определяются требованиями ТУ на соответствующие вторичные преобразователи;
- Термопреобразователи с унифицированным токовым выходным сигналом 0...5 мА, или 0...20 мА, или 4...20 мА (для взрывозащищенного исполнения – 4...20 мА) номинальный диапазон которых определяется требованиями к соответствующему вторичному преобразователю.

1.5.5 Измерительные преобразователи давления – при необходимости измерения давления измеряемой жидкости (поставляется по требованию заказчика) с унифицированным токовым выходным сигналом 0...5 мА или 0...20 мА, или 4...20 мА, номинальный диапазон которых определяется требованиями к соответствующему вторичному преобразователю.

15.6 Плотномеры или измерительные преобразователи (датчики) плотности с унифицированными аналоговыми, частотными, интерфейсными выходными сигналами, определяемыми типом применяемого вторичного преобразователя.

1.5.7 Серийно выпускаемые барьеры искрозащиты с видом взрывозащиты «Искробезопасная электрическая цепь» с маркировкой взрывозащиты [Exib]ПС, или [Exib]ПВ, [Exia]ПВ, [Exia]ПС – для сопряжения первичных измерительных преобразователей, эксплуатируемых во взрывоопасных зонах со вторичными преобразователями, не имеющими элементов взрывозащиты; барьеры искрозащиты должны устанавливаться вне взрывоопасных зон помещений и наружных установок, использование барьеров с маркировкой [Exib]ПВ и [Exia]ПВ при измерениях в зонах с взрывоопасными смесями категории ПС не допускается.

1.5.8 Перечень рекомендуемых составных частей расходомера с видом взрывозащиты «Искробезопасная электрическая цепь» в каналах измерения расхода и объема приведены в таблице 1.

Таблица 1

Исполнение ПСИ	Барьеры искрозащиты (безопасности), применяемые в комплекте с ПСИ	Применяемые вторичные преобразователи
ПСИ-90-1-Ех-, ПСИ-90-2-Ех- 1ExibIICT5	Пассивные барьеры:	Преобразователи общепромышленного исполнения:
	– Корунд-М2 (М21) – [Exib] ПС/ПВ; – Корунд-М3 (М31,М4) – [Exia] ПС/ПВ; – ТСС Ex2A(8A) – [Exia] ПС; РИФ-П1111(-П1141)- [Exia]ПС/ПВ РИФ-П2112(-П2142)- [Exia]ПС/ПВ	– ПУР90-01...-03; – другие – по согласованию с заказчиком и выполнением требований по совместимости входных сигналов
ПСИ-90Ф-1-Ех-, ПСИ-90Ф-2-Ех- 1ExibIICT5	– Корунд-М21 – [Exib] ПС/ПВ; – Корунд-М4 – [Exib] ПС/ПВ; – ТСС Ex2A(8A) – [Exia] ПС; – РИФ-П1182(-П1192)- [Exia]ПС/ПВ;	– ПУР90-07...-09; – ИМ 2300; – другие – по согласованию с заказчиком и выполнением требований по совместимости входных и выходных сигналов.

1.5.9 Перечень рекомендуемых составных частей расходомера с видом взрывозащиты «Искробезопасная электрическая цепь» в каналах измерения температуры приведены в таблице 2.

Таблица 2

Применяемые термопреобразователи	Барьеры искрозащиты (безопасности), применяемые в комплекте с термопреобразователями	Применяемые вторичные преобразователи
1	2	3
Термопреобразователи сопротивления ТСП, ТСМ (простое электрооборудование, эксплуатируемое во взрывоопасной зоне)	Пассивные барьеры:	Преобразователи общепромышленного исполнения:
	– Корунд-М2 (М21) – [Exib] ПС/ПВ; – Корунд-М3 (М31,М4) – [Exia] ПС/ПВ; – ТСС Ex2A (8A)- [Exia] ПС; – РИФ-П1112(-П1142)- [Exia]ПС/ПВ;	– вторичный прибор ИМ2300 – другие – по согласованию с заказчиком и выполнением требований по совместимости входных и выходных сигналов с использованием каналов для термосопротивления
	измерительный преобразователь модульный	То же, с использованием каналов для унифицированных

Применяемые термопреобразователи	Барьеры искрозащиты (безопасности), применяемые в комплекте с термопреобразователями	Применяемые вторичные преобразователи
1	2	3
	ИПМ 0399Ех/М0(МЗ)-[Exia] ПСХ	токовых сигналов
Термопреобразователи взрывозащищенные с унифицированным токовым выходным сигналом 4...20мА – ТСМУ (ТСПУ, ТХАУ, ТХКУ) – 205 Ех - Exia ПСТ6Х – ТПУ 0304Ех - Exia ПСТ6Х;	Активные барьеры: – Корунд-М11-[Exib] ПС/ПВ с источником питания постоянного тока общепромышленного исполнения 36В не менее 25мА на 1 канал; – РИФ-А2-[Exia] ПС/ПВ с источником питания постоянного тока общепромышленного исполнения 36В, не менее 25мА на 1 канал; – измерительный преобразователь модульный ИПМ 0399Ех/М0(МЗ)-[Exia] ПСХ;	То же

1.5.10 Перечень рекомендуемых составных частей расходомера с видом взрывозащиты «Искробезопасная электрическая цепь» в каналах измерения давления и плотности приведены в таблице 3.

Таблица 3

Применяемые преобразователи (датчики)	Барьеры искрозащиты (безопасности), применяемые в комплекте с преобразователями (датчиками)	Применяемые вторичные преобразователи
1	2	3
Датчики давления взрывозащищенные: – 415-Ех- ExiaПСТ5Х;	– Корунд М11-[Exib] ПС/ПВ с источником питания постоянного тока общепромышленного исполнения 36В, не менее 25мА на 1 канал;	– вторичный прибор ИМ2300; – другие – по согласованию с заказчиком и выполнением требований по совместимости входных и выходных сигналов;
– 415-Ех- ExiaПСТ5Х; – Метран-55-Ех- ExiaПСТ5Х Преобразователи давления измерительные: – АИР-10Ех- ExiaПСТ6Х – АИР-20Ех- ExiaПСТ6Х	- РИФ-А2-[Exia] ПС/ПВ с источником питания постоянного тока общепромышленного исполнения 36(24)В, не менее 25мА на 1 канал. Пассивные барьеры: - РИФ-П1181 (-П1182, -П1191, -П1192)-[Exia]ПС/ПВ - Корунд-М4-[Exia]ПС/ПВ – ТСС Ех2А (8А)- [Exia] ПС	

Применяемые преобразователи (датчики)	Барьеры искрозащиты (безопасности), применяемые в комплекте с преобразователями (датчиками)	Применяемые вторичные преобразователи
1	2	3
– 415-Ех- ЕхIаIICT5X;	- Корунд-М21-[Exib]ПС/ПВ	
Плотномер ПЛОТ-3М-0ЕхIаIIВТ5	в комплекте с БАСТИОН или БАСТИОН-4	– вторичный прибор ИМ2300; – другие – с возможностью измерения плотности с унифицированным токовым выходным сигналом

1.5.11 Составные части расходомера, приведенные в таблицах 1...3, соответствуют следующим ТУ предприятий – изготовителей:

1.5.11.1 Преобразователи сигналов индукционные ПСИ-90-1(2), ПСИ-90Ф-1(2) – ТУ 107-06 (ООО «ЕНХА», г. Белгород).

1.5.11.2 Вторичные преобразователи:

- вторичный прибор ИМ2300– ИМ 23.00.00.001 ТУ (ОКБ «Маяк», г. Пермь);
- преобразователь унифицированный ПУР90 – ТУ 87.5002-91 (ОЗ «Кобальт», п. Плещеницы, Беларусь);
- другие вторичные преобразователи – ТУ предприятия-изготовителя.

1.5.11.3 Термопреобразователи сопротивления ТСП, ТСМ – ГОСТ6651 и ТУ предприятия – изготовителя.

1.5.11.4 Термопреобразователи взрывозащищенные с унифицированным токовым выходным сигналом 4...20мА:

- ТСМУ (ТСПУ, ТХАУ, ТХКУ) – 205Ех – ТУ 4227-003-13282997-01; ТПУ 0304Ех – ТУ 4227-062-13282997-04 (ООО НПП «Элемер», п. Менделеево Московской обл.).

1.5.11.5 Преобразователи измерительные (датчики) давления взрывозащищенные с унифицированным токовым выходным сигналом 4...20мА:

- 415- Ех – 4.15.00.000 ТУ (ООО НПП «Пьезоэлектрик», г. Ростов-на-Дону);
- АИР-20-Ех – ТУ 4212-064-13282997-05; АИР-10-Ех – ТУ 4212-029-13282997-09 (ООО НПП «Элемер», г. Москва);
- Метран-55-Ех – ТУ 4212-009-12580824-2002 (ЗАО ПГ «Метран», г. Челябинск).

1.5.11.6 Плотномер ПЛОТ-3М в комплекте с барьером искрозащитным БАСТИОН или БАСТИОН-4 – АУТП.414122.006 ТУ (ЗАО «Авиатех», г. Арзамас Нижегородской обл.)

1.5.11.7 Барьеры искрозащиты (безопасности):

- Корунд-Мхх – ТУ 4217-003-29301297-07 (АОЗТ СТЭНЛИ, г. Москва);
- РИФ-А, РИФ-П – ТУ 4217-055-00226253-2006; (ООО «Теплоприбор Юнит», г. Челябинск);
- ТСС Ех 2А (8А) – ТУ 4218-006-54801736-2006 (ЗАО ПК «Промконтроллер», г. Москва);
- измерительный преобразователь модульный ИПМ 0399Ех/М0(М3) – ТУ 4227-026-13282997-07 (ООО НПП «Элемер», г. Москва).

1.5.12 Количество применяемых барьеров искрозащиты (безопасности) определяется из расчета:

1.5.12.1 двухканальные пассивные барьеры в комплекте с:

- ПСИ-90-1(2)-Ех – 1 барьер на 1...2 канала измерения;

- ПСИ-90Ф-1(2)-Ех – 1 барьер на 1 канал измерения;
- термопреобразователями сопротивления – 1 барьер на 1 канал измерения;
- термопреобразователями и преобразователями давления с унифицированным токовым выходным сигналом – 1 барьер на 1...2 канала измерения;

1.5.12.2 активные барьеры – 1 барьер на 1 канал измерения.

1.5.13 Первичные и вторичные преобразователи для выполнения измерений вне взрывоопасных зон могут выбираться из рекомендованных в таблицах 1, 2, 3 без обеспечения взрывозащиты или других, обеспечивающих их совместимость по входным и выходным сигналам.

1.5.14 Выбор применяемых составных частей расходомера осуществляется, исходя из функциональных требований, предъявляемых заказчиком, и экономической целесообразности поставляемого комплекта расходомера.

1.6 Комплектность поставки соответствует паспорту расходомера.

Документация расходомера с обеспечением взрывозащиты, поставляемая заказчику, должна содержать копию Сертификата соответствия с приложением и дополнением, выданного Центром сертификации взрывозащищенного электрооборудования.

1.7 По устойчивости к воздействию температуры и влажности окружающего воздуха ТПР относится к группе исполнения ДЗ по ГОСТ 12997, но для работы при температуре от минус 40 °С и относительной влажности 98 % при 35 °С, при этом нижнее значение рабочей температуры от минус 40 °С до 0 °С ограничивается предельной рабочей температурой марок сталей, применяемых для изготовления фланцев

Климатическое исполнение остальных составных частей расходомера соответствует их эксплуатационной документации.

Термопреобразователи, измерительные преобразователи избыточного давления, плотномер, барьеры искрозащиты, вторичные преобразователи выбираются с видом климатического исполнения, соответствующим воздействиям климатических факторов внешней среды на месте эксплуатации.

1.8 По защищенности от воздействия окружающей среды ПСИ-90 в составе ТПР соответствуют следующим исполнением по ГОСТ 12997:

1.8.1 ПСИ-90-1(2), ПСИ-90Ф-1(2), ПСИ-90Н-1(2) – обыкновенное со степенью защиты, обеспечиваемой корпусом, IP54 по ГОСТ 14254;

1.8.2 ПСИ-90-1(2)-Ех, ПСИ-90Ф-1(2)-Ех – взрывозащищенные по ГОСТ 51330.0, ГОСТ 51330.10 с видом взрывозащиты «Искробезопасная электрическая цепь» уровня ib (взрывобезопасное электрооборудование), подгруппой взрывозащищенного электрооборудования ПС, температурным классом Т5 и маркировкой взрывозащиты 1ExibIICT5.

1.8.3 ТПР, укомплектованные взрывозащищенными ПСИ, могут эксплуатироваться во взрывоопасных зонах классов 1 и 2 по ГОСТ 51330.9 помещений и наружных установок, в которых вероятно образование взрывоопасных смесей категории IIA, IIB, IIC и групп T1, T2, T3, T4, T5.

При использовании связанного электрооборудования подгрупп IIA, IIB, эксплуатация ТПР допускается во взрывоопасных зонах с взрывоопасными смесями:

- для подгруппы IIA – только категории IIA;
- для подгруппы IIB – только категории IIA и IIB.

1.9 Исполнения остальных составных частей расходомера, условия их эксплуатации – в соответствии с их эксплуатационной документацией.

1.10 Расходомеры типа РТФ и РНФ могут использоваться в качестве рабочих эталонов при измерении расхода в поверочных установках для градуировки и поверки расходомеров-счетчиков жидкости.

1.11 ТПР типа РТФ и РНФ допускается применять в составе других измерительных комплексов в качестве первичных измерительных преобразователей расхода (например, в составе счетчиков тепловой энергии)

1.12 Пример обозначения расходомера при заказе и в документации другой продукции, в которой он может быть применен:

Расходомер жидкости турбинный РТФ (или РNF) А.Б.В.Г.Д ТУ 38.45910240-05, где: РТФ или РNF- тип расходомера в соответствии с таблицей 4;

А – шифр, состоящий из трех цифр и обозначающий диаметр условного прохода ТПР в мм в соответствии с таблицей 4;

Б – шифр, состоящий из трех или четырех цифр и обозначающий в соответствии с таблицей 5:

- первая цифра- вид соединения ТПР с трубопроводом или исполнение уплотнительных поверхностей фланцев по ГОСТ 12815;
- остальные цифры- условное давление ТПР в кгс/см² ;

В- шифр, состоящий из одной цифры или одной цифры и одной буквы и обозначающий в соответствии с таблицей 6:

- цифра- количество ПСИ на ТПР;
- буква Ф или Н - наличие в комплекте поставки ПСИ-90Ф-1 (2) или ПСИ-90Н-1 (2) соответственно;

Г- шифр, состоящий из знака – цифры и обозначающий в соответствии с таблицей 7:

- - первый знак - исполнение расходомера по взрывозащите (0-обыкновенное; Ex- взрывозащищенное с видом взрывозащиты «Искробезопасная электрическая цепь»);

- - цифра- условное обозначение типа вторичного преобразователя (прибора);
- Д- шифр, состоящий из одной цифры и обозначающий вид калибровки и поверки ТПР в соответствии с таблицей 8.

Для расходомера, укомплектованного мультивязкостным ТПР:

Расходомер жидкости турбинный РТФ АН.Б.В.Г.Д ТУ 38.45910240-05,

где: шифры А, Б, В, Г, Д – в соответствии с таблицами 4, 5, 6, 7, 8 соответственно;

Н – условное обозначение мультивязкостного ТПР (с геликоидальным ротором)

Пример обозначения ТПР при заказе и в документации другой продукции, в которой он может быть применен:

Турбинный преобразователь расхода РТФ (или РNF) А.Б.В.Г.Д ТУ 38.45910240-05;

где: РТФ или РNF - тип турбинного преобразователя расхода в соответствии с таблицей 4;

шифры А, Б, В, Г, Д – в соответствии с таблицами 4, 5, 6, 7, 8 соответственно; Для мультивязкостного ТПР:

Турбинный преобразователь расхода РТФ АН.Б.В.Г.Д ТУ 38.45910240-05;

где: шифры А, Б, В, Г, Д – в соответствии с таблицами 4, 5, 6, 7, 8 соответственно;

Н – условное обозначение мультивязкостного ТПР (с геликоидальным ротором)

1.13 Исполнения расходомеров по типам и диаметрам условного прохода ТПР (шифр А) соответствуют таблице 4.

Таблица 4

Тип расходомера	Шифр А	Обозначение мультивязкостного ТПР	Код ОКП	Диаметр условного прохода ТПР, Ду, мм
PTF	015		43 1822	15
PTF	020		43 1822 0204	20
PTF	025		43 1822	25
PTF	040		43 1822 0205	40
PTF	050		43 1822 0206	50
PTF	080		43 1822 0207	80
PNF	100		43 1822 0209	100
PNF	150		43 1822 0211	150
PNF	200		43 1822 0212	200
PTF	050	Н	43 1822	50
PTF	080	Н	43 1822	80
PTF	100	Н	43 1822	100
PTF	150	Н	43 1822	150

1.14 Исполнения расходомеров по виду соединения ТПР с трубопроводом и условному давлению (шифр Б) соответствуют таблице 5.

Первая цифра – поверхность уплотнения. Остальные цифры – условное давление.

Таблица 5

Шифр Б		Соединение с трубопроводом		Условное давление Ру, МПа	
		Вид соединения	Поверхность уплотнения		
040*		Установка между фланцами трубопровода	Плоская	4,0	
0200**			Сферическая (линзовое уплотнение)	20,0	
116	125	Фланцевое по ГОСТ 12815 в части присоединительных размеров и размеров уплотнительных поверхностей	Плоская, исполнение 1 по ГОСТ 12815	1,6	2,5
140	163			4,0	6,3
340***	363		Впадина, исполнение 3 по ГОСТ 12815	4,0	6,3
540***	563		Паз, исполнение 5 по ГОСТ 12815	4,0	6,3
940***	963		Паз, исполнение 9 по ГОСТ 12815	4,0	6,3

Примечания:

*Соединение под шифром 040 выполняется только для ТПР типа PTF 015, PTF 020, PTF 025. Допускается по требованию заказчика исполнение расходомеров с шифрами Б: 016, 025, 063.

** Соединение под шифром 0200 выполняется только для ТПР типа PTF 015, PTF 020, PTF 025.

*** Допускается по требованию заказчика исполнение расходомеров с шифрами Б: 316, 325, 516, 525, 916, 925.

1.15 Исполнения расходомеров по типу и количеству ПСИ (шифр В) соответствуют таблице 6.

Таблица 6

Шифр В	Преобразователь сигналов индукционный ПСИ	
	Тип	Количество на один ТПР
1	ПСИ-90	1
2		2
1Ф	ПСИ-90Ф	1
2Ф		2
1Н	ПСИ-90Н	1
2Н		2

1.16 Исполнения расходомеров по типу вторичного преобразователя и наличию взрывозащиты (шифр Г) соответствуют таблице 7.

Таблица 7

Шифр Г	Тип вторичного преобразователя (прибора)		Исполнение расходомера по наличию взрывозащиты, вид и маркировка взрывозащиты
0-0	Поставка ТПР без вторичного преобразователя		Обыкновенное
0-1	ПУР 90		
0-4	ИМ 2300		
0-6	Другие (тип указать при заказе)		
Ex-0	Поставка ТПР без вторичного преобразователя		Искробезопасная электрическая цепь ExibIICТ5
Ex-1	ПУР90	Обыкновенное	Взрывозащита с применением барьеров искрозащиты вида «Искробезопасная электрическая цепь» [Exib]IIC/IIB или [Exia]IIC/IIB
Ex-4	ИМ2300		
Ex-6	Другие (тип указать при заказе)		Вариант взрывозащиты согласовать с ООО «ЕНХА»

1.17 Исполнения по виду калибровки и поверки ТПР (шифр Д) соответствуют таблице 8.

Таблица 8

Шифр Д	Калибровка и поверка турбинного преобразователя расхода
1	Определение среднего коэффициента преобразования <i>K_{ср}</i> для всего диапазона измерения расхода, в том числе для суженного
2	По специальному требованию*

* Установление градуировочной зависимости коэффициента преобразования от расхода

$K = f(Q)$ (в частности, при использовании расходомеров или ТПР типов РТФ и РНФ в качестве рабочих эталонов в поверочных установках и (или) при программировании в микропроцессорных вторичных преобразователях аппроксимированной градуировочной характеристики ТПР) или зависимости коэффициента преобразования от десятичного логарифма отношения расхода к кинематической вязкости измеряемой среды $K = \lg(Q/V)$

2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

2.1 Диапазоны измерения, коэффициенты преобразования ТПР, пределы допускаемой относительной погрешности измерения объема и объемного расхода жидкости ТПР приведены в таблице 9.

Таблица 9

Исполнение ТПР	Пределы измерения расхода, м³/ч			Средний коэффициент преобразова- ния Кср** имп/м³	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объёма и объёмного расхода жидкости***, %					
	Наи- мень- ший изме- ряемый Qmin	Номинальный диапазон			Макси- мальный измеряе- мый Qmax*	при длинах прямых участков трубопрово- дов, п×Ду		в диапазоне расходов		
		0,1× Qном	Qном			перед ТПР, не менее	после ТПР не менее	от Qmin до 0,1 Qном	от 0,1 Qном до Qmax	от Qmin до Qmax
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
PTF 015	0,5	0,5	5	6	990000	20Ду	5Ду		±1	
PTF 020	0,6	1,1	11	15	510000	20Ду	5Ду	±1,5	±0,5	
						3,25Ду	3,25Ду			±2
PTF 025	0,8	1,6	16	20	240000	20Ду	5Ду	±1,5	±0,5	
						2,6Ду	2,6Ду			±2
PTF 040	1,5	4,0	40	45	62000	20Ду	5Ду	±1,5	±0,25	
						2,5Ду	2,5Ду			±2
PTF 050	2,8	7,1	71	75	36000	20Ду, или 10Ду со струевып- рямителем	5Ду	±1,5	±0,25	
						2,5Ду	2,5Ду			±2
PTF 080	6,0	15,5	155	160	10500	20Ду, или 10Ду со струевып- рямителем	5Ду	±1,5	±0,25	
						2,5Ду	2,5Ду			±2
PNF 100	13	28	280	340	4500	20Ду, или 10Ду со струевып- рямителем	5Ду	±1,5	±0,25	
						2,5Ду	2,5Ду			±2
PNF 150	32	70	700	820	5000	20Ду, или 10Ду со струевып- рямителем	5Ду	±1,5	±0,25	
						2,5Ду	2,5Ду			±2
PNF 200	56	120	1200	1400	1500	20Ду, или 10Ду со струевып- рямителем	5Ду	±1,5	±0,25	
						2,5Ду	2,5Ду			±2

Примечания:

*От Q_{ном} до Q_{max} – кратковременно допустимый диапазон расходов.

**К_{ср} ТПР может отличаться от приведенного на ± 20 % .

***Указанные пределы допускаемой относительной погрешности измерения объема и объемного расхода обеспечиваются для воды и жидкостей, кинематическая вязкость которых находится в пределах от 0,5 до 2 мм²/с. Для жидкостей, кинематическая вязкость которых превышает 2 мм²/с указанные значения погрешностей обеспечиваются в более узком диапазоне измеряемых расходов. Этот диапазон определяется при градуировке и поверке ТПР на жидкостях, вязкость которых отличается не более чем на 2 мм²/с от вязкости измеряемой жидкости при рабочих условиях.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода жидкости при аппроксимации градуировочной характеристики ТПР функцией $K=f(Q)$ в диапазоне расходов от 0,1Q_{ном} до Q_{ном}:

±0,25 % для ТПР типа PTF 015

±0,15 % для остальных типоразмеров ТПР.

2.2 Пределы допускаемой относительной погрешности измерения объёма мульти-вязкостного ТПР типа РТФ ХН (Х-Ду ТПР) в зависимости от диапазона расхода для различных значений кинематической вязкости измеряемых жидкостей при длинах прямых участков трубопроводов не менее: перед ТПР – 20Ду или 10Ду со струевыпрямителем; после ТПР – 5Ду приведены в таблице 9.1

Таблица 9.1

Диа-пазон вяз-кости	Зна-чение по-греш-ности	Тип ТПР									
		РТФ 050Н			РТФ 080Н			РТФ 100Н		РТФ 150Н	
		модификации			модификации			модификации		модификации	
		1	2	3	1	2	3	1	2	1	2
сСт	%	м³/ч	м³/ч	м³/ч	м³/ч	м³/ч	м³/ч	м³/ч	м³/ч	м³/ч	м³/ч
0.6-2	± 0,15	4-30	6-50	9-70	7-70	11-110	14-140	20-200	30-300	40-400	60-600
	± 0,25	3-30	5-50	7-70	6-70	10-110	13-140	15-200	25-300	35-400	50-600
2-8	± 0,15	3.8-30	6.3-50	8.8-70	7-70	11-110	14-140	20-200	30-300	40-400	60-600
	± 0,25	3.4-30	5.6-50	7.8-70	6-70	10-110	12-140	15-200	25-300	35-400	50-600
8-15	± 0,15	6-30	10-50	14-70	10-70	16-110	20-140	30-200	45-300	60-400	85-600
	± 0,25	5-30	8.5-50	12-70	9-70	14-110	18-140	25-200	35-300	50-400	70-600
16-28	± 0,15	6-30	10-50	14-70	10-70	16-110	20-140	30-200	45-300	60-400	85-600
	± 0,25	5-30	8.5-50	12-70	9-70	14-110	18-140	25-200	35-300	50-400	70-600
29-42	± 0,15	7.5-30	12.5-50	18-70	12-70	18-110	24-140	30-200	45-300	60-400	85-600
	± 0,25	6-30	10-50	14-70	10-70	16-110	20-140	25-200	35-300	50-400	70-600
43-65	± 0,15	10-30	16-50	24-70	14-70	22-110	28-140	40-200	60-300	80-400	120-600
	± 0,25	8.5-30	12-50	13-70	12-70	18-110	24-140	30-200	45-300	60-400	85-600
66-90	± 0,15				18-70	28-110	35-140	50-200	75-300	100-400	150-600
	± 0,25	8-30	15-50	20-70	14-70	22-110	28-140	35-200	50-300	70-400	100-600
91-140	± 0,15				24-70	36-110	48-140	67-200	100-300	133-400	180-600
	± 0,25				18-70	28-110	35-140	40-200	60-300	80-400	120-600
141-200	± 0,15							80-200	120-300	160-400	240-600
	± 0,25							60-200	90-300	120-400	180-600

2.3 Метрологические характеристики комплекта расходомера определяются расчетным путем в соответствии с требованиями заказчика на основании метрологических характеристик составных частей комплекта.

2.3.1 Пределы допускаемой относительной погрешности измерения $\delta V(Q)$ объема и объемного расхода в рабочих условиях комплекта расходомера определяются по формуле:

$$\delta_{V(Q)} = \pm \sqrt{\delta_{ТПР}^2 + \delta_{ВПР-V(Q)}^2}, \quad \% \quad (2.1)$$

где: $\delta_{ТПР}$ - предел допускаемой относительной погрешности измерения объема и объемного расхода жидкости ТПР в соответствии с паспортом ТПР или расходомера;

$\delta_{ВПР-V(Q)}$ -предел допускаемой относительной погрешности вычисления объема или объемного расхода вторичным преобразователем в соответствии с паспортом на конкретный тип преобразователя, %.

2.3.2 Пределы допускаемой относительной погрешности δ_{Vc} измерения объема жидкости, приведенного к стандартной температуре комплекта расходомера определяются по формуле:

$$\delta_{vc} = \pm \sqrt{\delta_{ТПР}^2 + \delta_{ВПП-V}^2 + (\theta_{Kt} \delta_{Ktn})^2 + (\theta_{Kt} \delta_{ВПП-Kt})^2 + (\theta_t \delta_{ТП})^2 + (\theta_t \delta_{ВПП-t})^2}, \quad \% \quad (2.2)$$

где: $\delta_{ТПР}$, $\delta_{ВПП-V}$ – то же, что в формуле (2.1)

θ_{Kt} – коэффициент влияния погрешности программируемого коэффициента объемного расширения жидкости, определяемый по формуле (2.3);

δ_{Ktn} – предел относительной погрешности определения программируемого значения коэффициента объемного расширения жидкости, рассчитываемый по формуле (2.4), %;

$\delta_{ВПП-Kt}$ – предел относительной погрешности вычисления значения K_t вторичным преобразователем – в соответствии с паспортом на конкретный тип преобразователя, %

θ_t – коэффициент влияния погрешности измерения температуры, определяемый по формуле (2.3);

$\delta_{ТП}$ – предел относительной погрешности преобразования термопреобразователя, %; для термопреобразователя сопротивления $\delta_{ТП} = \delta_{ТПС}$, определяется по формуле (2.5); для преобразователя с унифицированным токовым выходным сигналом $\delta_{ТП} = \delta_{ТПТ}$, определяется по формуле (2.7).

$\delta_{ВПП-t}$ – предел относительной погрешности преобразования (вычисления) температуры вторичным преобразователем – в соответствии с паспортом на конкретный тип преобразователя, %;

2.3.3 Величины θ_{Kt} и θ_t определяются по формуле:

$$\theta_{Kt} = \theta_t = \left| -\frac{K_{tn} \Delta t_{max}}{1 + K_{tn} \Delta t_{max}} \right|, \quad (2.3)$$

Для значений $K_{tn} \leq 20 \times 10^{-4} \text{ град.}^{-1}$; $\Delta t \leq 100 \text{ }^\circ\text{C}$ величина $\theta_{Kt} = \theta_t \leq 0,17$

где: K_{tn} – значение программируемого коэффициента объемного расширения жидкости, град.⁻¹;

$\Delta t_{max} = |t - t_c|$ – абсолютное значение максимальной величины разности между температурой измеряемой жидкости в рабочих условиях t и стандартной температурой t_c , $^\circ\text{C}$;

2.3.4 Значение δ_{Ktn} определяется по формуле:

$$\delta_{Ktn} = \frac{\Delta K_{tmax}}{K_{tn}} \times 100 \%, \quad (2.4)$$

где: ΔK_{tmax} – максимальное значение абсолютной погрешности определения программируемого коэффициента объемного расширения жидкости в диапазоне рабочих температур, $^\circ\text{C}^{-1}$;

K_{tn} – то же, что в формуле (2.3);

2.3.5 Значение $\delta_{ТП} = \delta_{ТПС}$ для термопреобразователя сопротивления определяется по формуле:

$$\delta_{ТПС} = \frac{\Delta R_t}{R_{tmin}} \times 100 \%, \quad (2.5)$$

Где, в соответствии с ГОСТ 6651:

ΔR_t – допуск сопротивления для соответствующего класса термопреобразователя;

$R_{tmin} = W_{tmin} R_0$, Ом (2.6)

Где: W_{tmin} – отношение сопротивления термопреобразователя R_{tmin} при минимальной температуре в рабочих условиях к сопротивлению термопреобразователя R_0 при $t = 0 \text{ }^\circ\text{C}$ для соответствующей НСХ;

2.3.6 Значение $\delta_{ТП} = \delta_{ТПТ}$ для термопреобразователя с унифицированным токовым выходным сигналом определяется по формуле:

$$\delta_{ТПТ} = \gamma \frac{I_{t\theta} - I_{t\theta}}{I_{tmin}}, \quad \% \quad (2.7)$$

Где: γ – паспортное значение предела приведенной погрешности преобразования термопреобразователя, %;

$I_{тв}, I_{тн}$ – верхний и нижний пределы выходного токового сигнала термопреобразователя, мА;

$I_{мин}$ – значение токового выходного сигнала термопреобразователя, соответствующее минимальной температуре жидкости в рабочих условиях, мА.

2.3.7 Пределы допускаемой относительной погрешности измерения (вычисления) массы жидкости определяются по формулам:

- при использовании в комплекте поточного плотномера жидкости:

$$\delta_M = \pm \sqrt{\delta_V^2 + \delta_{ВПР-М}^2 + \delta_{ПР}^2}, \quad \% \quad (2.8)$$

где: δ_V – предел допускаемой относительной погрешности измерения объема жидкости в рабочих условиях, %, вычисленный в соответствии с формулой (2.1);

$\delta_{ВПР-М}$ – предел допускаемой относительной погрешности вычисления массы вторичным преобразователем – в соответствии с паспортом на конкретный преобразователь, %;

$\delta_{ПР}$ – предел допускаемой относительной погрешности преобразования поточного плотномера – в соответствии с паспортом применяемого плотномера, %.

- без использования поточного плотномера при измерении объема жидкости в рабочих условиях и программировании во вторичном преобразователе зависимости

$$\rho = f(t) = \frac{\rho_c}{1 + K_{тн} \Delta t},$$

где: ρ – плотность жидкости в зависимости от её температуры в рабочих условиях, т/м³;

ρ_c – плотность жидкости при стандартной температуре, т/м³;

$K_{тн}$ – то же, что в формуле (2.3);

$\Delta t = t - t_c$ – значение разности между температурой измеряемой жидкости в рабочих условиях и стандартной температурой t_c , °C:

$$\delta_M = \pm \sqrt{\delta_V^2 + \delta_{ВПР-М}^2 + \delta_{pc}^2 + (\theta_{Kt} \delta_{Ktn})^2 + (\theta_{Kt} \delta_{ВПР-Kt})^2 + (\theta_t \delta_{ТП})^2 + (\theta_t \delta_{ВПР-t})^2}, \% \quad (2.9)$$

где: δ_V – то же, что в формуле (2.1);

$\delta_{ВПР-М}$ – то же, что в формуле (2.8);

δ_{pc} – предел относительной погрешности определения программируемого значения плотности жидкости при стандартных условиях, %;

$\theta_{Kt}, \delta_{Ktn}, \theta_t$ – то же, что в формуле (2.3);

$\delta_{ВПР-Kt}, \delta_{ТП}, \delta_{ВПР-t}$ – то же, что в формуле (2.2).

- без использования поточного плотномера при измерении объема жидкости, приведенного к стандартной температуре:

$$\delta_M = \pm \sqrt{\delta_{Vc}^2 + \delta_{ВПР-М}^2 + \delta_{pc}^2}, \quad \% \quad (2.10)$$

где: δ_{Vc} – предел допускаемой относительной погрешности измерения объема жидкости, приведенного к стандартной температуре, определяемый по формуле (2.2);

$\delta_{ВПР-М}$ – то же, что в формуле (2.8);

δ_{pc} – то же, что в формуле (2.9).

2.4 Длина и масса ТПР соответствуют значениям, приведенным в таблице 10.

Таблица 10

Исполнение ТПР	Действительный входной диаметр ТПР, мм	Длина ТПР, мм	Ру до 4,0 МПа Масса ТПР, кг, не более	Ру 6,3 МПа Масса ТПР, кг, не более
PTF 015	15,8	50	1,6	1,6
PTF 020	19	80	1,8	1,8
PTF 025	24	80	2,5	2,5
PTF 040	34	210	8,5	13,0
PTF 050, PTF 050H	45,3	210	9,0	15,0
PTF 080, PTF 080H	68	210	17,0	22,5
PNF 100, PTF 100H	102,2	273	26,0	35,0
PNF 150, PTF 150H	154,2	299	44,5	68,5
PNF 200	202,7	406	75,5	128,5

Габаритные и присоединительные размеры фланцев ТПР и их уплотнительных поверхностей соответствуют ГОСТ 12815 и таблице 5 настоящего РЭ. Допускается изменять исполнение фланцев и длину ТПР по согласованию с заказчиком

2.5 Электрическое питание расходомера.

2.5.1 Электрическое питание ПСИ-90Ф-1(2), ПСИ-90Н-1(2) и их выходных цепей осуществляется от общего внешнего или отдельных внешних источников питания (автономных или встроенных во вторичный преобразователь) постоянного тока с номинальным напряжением:

- цепи питания – от 10 до 26,4В; ток нагрузки источника питания не менее 2,5мА;
- выходной цепи – не более 26,4В; выходной ток высокого уровня не более 20мА.

Остальные требования к электрическому питанию ПСИ-90Ф-1(2) – в соответствии с их эксплуатационной документацией.

2.5.2 Электрическое питание термопреобразователей с унифицированным токовым выходным сигналом, измерительных преобразователей давления, плотномера осуществляется от источников питания, соответствующих техническим данным на применяемые в комплекте расходомера преобразователи.

2.5.3 Электрическое питание вторичных преобразователей осуществляется от сети переменного тока напряжением (220^{+22}_{-33}) В с частотой (50 ± 1) Гц. Допускается питание вторичных преобразователей от автономных источников питания постоянного тока с напряжением, соответствующим техническим данным на применяемый в комплекте расходомера вторичный преобразователь.

2.5.4 Потребляемая мощность комплектом расходомера определяется как сумма потребляемых мощностей всех составных частей комплекта.

2.6 Амплитуда биполярного частотно-импульсного сигнала на выходе ПСИ-90-1(2) находится в пределах от 0,02В до 1В при работе на нагрузку с активным сопротивлением не менее 5000 Ом в диапазоне частот от 30 до 3000 Гц.

2.7 Выходные сигналы ПСИ-90Ф-1(2), ПСИ-90Н-1(2) имеют следующие характеристики:

- вид сигнала- однополярный прямоугольный импульсный;
- частота следования импульсов равна частоте индуктированного сигнала в диапазоне от 30 до 3000 Гц для ПСИ-90Ф;
- цена нормированного выходного импульса от 0,1 до 10000 дм³/имп для ПСИ-90Н;

- выходной ток высокого уровня не более 20 мА при выходном напряжении низкого уровня не более 0,1 В;
- выходной ток низкого уровня не более 1 мА при выходном напряжении высокого уровня не менее 0,9 от напряжения питания выходной цепи.

2.8 Вторичные преобразователи воспринимают входные электрические сигналы:

- при использовании ТПР в комплекте с ПСИ-90-1(2) – в соответствии с п.2.6 или при использовании ТПР в комплекте с ПСИ-90Ф-1(2), ПСИ-90Н-1(2) – в соответствии с п.2.7;
- при использовании комплекта расходомера с каналом измерения температуры измеряемой жидкости: от термопреобразователя сопротивления – сигнал изменения активного сопротивления в зависимости от температуры измеряемой жидкости или от термопреобразователя с унифицированным токовым выходным сигналом – токовый сигнал 0...5 мА или 0...20 мА, или 4...20 мА;
- при использовании комплекта расходомера с каналом измерения плотности измеряемой жидкости – в соответствии с эксплуатационной документацией плотномера и вторичного преобразователя;
- при использовании комплекта расходомера с каналом измерения давления измеряемой жидкости – унифицированный токовый сигнал 0...5 мА или 0...20 мА, или 4...20 мА- от измерительного преобразователя давления.

2.9 Составные части расходомеров стойки к воздействию температуры и влажности окружающего воздуха:

- ТПР в комплекте с ПСИ – от минус 40 °С до + 50 °С, относительной влажности 95 % при 35 °С и более низких температурах без конденсации влаги; нижнее значение температуры от минус 40 °С до 0 °С ограничивается предельной рабочей температурой марок сталей, применяемых для изготовления фланцев ТПР;
- климатическое исполнение остальных составных частей комплекта расходомера выбирается в соответствии с конкретными условиями эксплуатации на объекте заказчика и соответствует эксплуатационной документации на составную часть.

2.10 Расходомеры выдерживают воздействие внешних магнитных полей любого направления напряженностью не более 40 А/м, образованных переменным током с частотой питающей сети.

2.11 Длина электрических линий связи от ПСИ, смонтированного на ТПР, до вторичного преобразователя, если нет ограничений в эксплуатационной документации на вторичные преобразователи или барьеры искрозащиты, не более:

- для ПСИ-90-1(2) – 200 м;
- для ПСИ-90Ф-1(2), ПСИ-90Н-1(2) – 2000м.

2.12 ТПР герметичны в диапазоне рабочих давлений, меньших или равных P_y .

2.13 ТПР в комплекте с ПСИ стойки к воздействию на них на месте эксплуатации синусоидальных вибраций частотой от 5 до 25 Гц и амплитудой смещения не более 0,1 мм.

2.14 Показатели надежности расходомеров:

- средняя наработка на отказ не менее 10000 ч; за отказ принимается несоответствие метрологических характеристик расходомера требованиям настоящего РЭ, а также отказы его составных частей;
- средний срок службы расходомера не менее 8 лет; предельным состоянием расходомера считается экономическая нецелесообразность его ремонта и дальнейшей эксплуатации.

2.15 Технические данные составных частей расходомера – в соответствии с их эксплуатационной документацией.

3 УСТРОЙСТВО И РАБОТА РАСХОДОМЕРОВ И ИХ СОСТАВНЫХ ЧАСТЕЙ.

3.1 Турбинные преобразователи расхода жидкости (ТПР) изготавливаются типов РТФ, РNF, РТФ Н отличающихся конструкцией внутренних узлов и роторов (турбинок).

Принцип действия ТПР основан на бесконтактном преобразовании скорости вращения ротора, пропорциональной объемному расходу жидкости, в электрический сигнал с частотой, пропорциональной скорости вращения.

Преобразование осуществляется преобразователем сигналов индукционным ПСИ-90 и основано на явлении возникновения переменной ЭДС самоиндукции в катушке индуктивности, находящейся в постоянном магнитном поле, при изменении магнитной индукции этого поля. Торцевой сердечник катушки расположен с минимально возможным магнитным зазором по отношению к наружному диаметру ротора. Изменение магнитного поля происходит при пересечении его силовых линий лопатками ротора, изготовленными из магнитной стали, а при изготовлении ротора из немагнитных материалов – ферромагнитными стержнями, равномерно расположенными по окружности образующей ротора.

Сигнал с ПСИ-90 подается на соответствующий вход вторичного преобразователя, осуществляющего преобразование сигнала к виду, удобному для последующей его обработки, вычисление значений измеренных расхода, объема, температуры, давления, плотности и массы, индикацию измеряемых величин на цифровом индикаторе или дисплее.

Преобразователи сигналов ПСИ-90Ф и ПСИ-90Н имеют встроенный формирователь сигналов, обеспечивающий усиление сигнала ЭДС самоиндукции и формирование прямоугольных импульсов напряжения или тока с частотой, равной частоте индуктированного сигнала ПСИ-90Ф или импульсов с нормированной ценой по расходу для ПСИ-90Н. Питание ПСИ-90Ф и ПСИ-90Н осуществляется от внешнего или встроенного во вторичный прибор источника постоянного напряжения.

3.2 Устройство и принцип работы ТПР типа РТФ и РNF (см. Приложение А).

ТПР состоит из следующих основных частей:

- корпуса;
- узла ротора (турбинки)
- держателей оси с дефлекторами;
- подшипников.

Принятые конструктивные решения обеспечивают уравнивание ротора ТПР типа РТФ и РNF в осевом направлении в пределах измеряемых расходов жидкости, что исключает дополнительное трение о торцевые поверхности деталей подшипникового узла и обеспечивает значительное повышение точности и стабильности измерений. Это достигается за счет сужения потока жидкости входным дефлектором, резкого увеличения скорости потока и уменьшения статического давления на входе в ротор с последующим расширением на заднем дефлекторе на выходе из ротора, снижения его скорости и повышением статического давления. Давление за ротором становится выше, чем на входе в него, разность этих давлений, изменяющаяся в диапазоне расходов, противоположно направлена по отношению к изменяющемуся динамическому напору потока, компенсируя его изменение.

В мультивязкостных ТПР типа РТФ Н с целью обеспечения постоянства коэффициента преобразования ТПР в широком диапазоне значений вязкости измеряемой жидкости применены следующие конструктивные решения (см. Приложение Б):

- ТПР типа РТФ Н не имеет дефлекторов, что обеспечивает снижение гидравлического сопротивления потока на его сужении и расширении.
- Ротор имеет значительную длину при малом количестве лопастей (2...4 шт.), что обеспечивает его достаточный вращающий момент при снижении гидравлического трения жидкости о рабочие поверхности ротора.
- Рабочие поверхности ротора выполнены в форме геликоиды.
- Ротор имеет два узла подшипников скольжения, разнесенных к его концам.

- Т.к. в ТПР с геликоидальным ротором отсутствует его уравнивание в осевом направлении, подшипниковый узел, кроме радиального подшипника, имеет упорный подшипник, который для уменьшения силы трения за счет действия динамического давления потока образует с подшипником ротора пару «сферическая поверхность-плоскость».

Корпус ТПР типа РТФ 015, РТФ 020, РТФ 025 выполнен в виде гладкого патрубка с торцевыми уплотняющими поверхностями для зажима между двумя фланцами трубопровода, а для ТПР остальных типоразмеров в виде отрезка трубы с фланцами по ГОСТ 12815.

Корпус ТПР, ось, ротор ТПР типа РНФ, держатели оси с дефлекторами изготавливаются из немагнитной коррозионностойкой стали 12Х18Н10Т (или других марок), приварные фланцы – из углеродистой стали (марки - в зависимости от нижнего значения температуры при рабочих условиях) или по спецзаказу - из коррозионностойкой стали.

Ротор ТПР типа РТФ и РТФ Н изготавливается из магнитной коррозионностойкой стали 14Х17Н2 (или аналогичной других марок).

Подшипники скольжения изготовлены из твердого сплава карбида вольфрама или карбида титана. Скользящие поверхности подшипников выполнены с высокой точностью и чистотой обработки, поэтому могут работать без дополнительной смазки, используя смазывающую способность измеряемой жидкости.

3.3 Отличительной конструктивной особенностью турбинных преобразователей расхода жидкости типа РНФ является наличие двух держателей оси, двух дефлекторов, кольца, приваренного к лопаткам ротора по наружному диаметру. С помощью кольца обеспечивается компенсация влияния изменения вязкости измеряемых жидкостей на погрешность измерения расхода и объема, а с помощью ферромагнитных стержней, запрессованных в кольцо – изменение магнитного поля катушки индуктивности ПСИ.

3.4 ПСИ представляет собой катушку индуктивности на каркасе с ферромагнитным сердечником и постоянным магнитом. Для ограничения амплитуды ЭДС самоиндукции параллельно катушке включены встречно шунтирующие диоды. Элементы конструкции помещены в патрубок из немагнитного металла, залиты изоляционным герметиком и представляют неразборную неремонтируемую конструкцию. Присоединительная резьба для установки на ТПР – М18×1. Соединительная плата для внешних подключений в ПСИ-90-1(2) и формирователь сигналов с клеммными блоками в ПСИ-90Ф-1(2) ПСИ-90Н-1(2) расположены в корпусе ПСИ, имеющем уплотняемый кабельный ввод. Степень защиты корпуса от воздействия пыли и влаги IP54 по ГОСТ 14254.

3.5 Устройство, работа, функциональные возможности вторичных преобразователей, применяемых в комплекте расходомера – в соответствии с их эксплуатационной документацией.

4 ОБЕСПЕЧЕНИЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОСТИ.

4.1 Взрывозащищенность комплекса расходомера обеспечивается применением его составных частей, эксплуатируемых во взрывоопасных зонах, с видом взрывозащиты «Искробезопасная электрическая цепь» уровня ib или ia в соответствии с ГОСТ Р 51330.0, ГОСТ 51330.10.

4.2 Подгруппа взрывозащищенных составных частей, температурный класс, соответствующая маркировка взрывозащиты выбирается, исходя из конкретных условий эксплуатации в соответствии с требованиями заказчика.

4.3 Составные части расходомера могут эксплуатироваться во взрывоопасных зонах классов 1 и 2 по ГОСТ 51330.9 помещений и наружных установок; при необходимости допускается эксплуатация отдельных составных частей с уровнем взрывозащиты ia в комплекте с соответствующим связанным электрооборудованием (барьеры искрозащиты, вторичные преобразователи и др.) в зонах класса 0 по ГОСТ 51330.9.

4.4 Термопреобразователи сопротивления общепромышленного исполнения, относящиеся к простому электрооборудованию по ГОСТ 51330.10, без маркировки взрывозащиты допускается эксплуатировать только в зонах класса 1 и 2.

4.5 Типы рекомендуемых первичных измерительных преобразователей в комплекте с соответствующим связанным электрооборудованием (барьеры искрозащиты (безопасности), вторичные преобразователи) с маркировкой взрывозащиты выбираются из таблиц 1, 2, 3.

4.6 Связанное электрооборудование, подключаемое непосредственно к взрывозащищенным первичным преобразователям с видом взрывозащиты «Искробезопасная электрическая цепь» должно иметь искробезопасные входные электрические цепи с маркировкой [Exia]IIB (или IIC), или [Exib]IIB (или IIC), при этом использование связанного электрооборудования подгруппы IIB для измерения во взрывоопасных зонах с категорией смесей IIC не допускается.

4.7 Вторичные преобразователи и другие устройства, не имеющие элементов взрывозащиты, должны подключаться к устройствам, эксплуатируемым во взрывоопасной зоне, только с использованием соответствующих барьеров искрозащиты.

4.8 Электрооборудование по п. п. 4.6, 4.7 должно устанавливаться за пределами взрывоопасной зоны.

4.9 Искробезопасность электрических цепей расходомера обеспечивается:

- ограничением напряжения и тока в электрических цепях до искробезопасных значений;
- выполнением конструкции в соответствии с ГОСТ Р 51330.0, ГОСТ Р 1330.10;
- выполнением маркировки взрывозащиты составных частей расходомера;
- пломбированием оболочек искробезопасных цепей с целью исключения несанкционированного доступа к ним.

4.10 Обеспечение искробезопасности электрических цепей составных частей расходомера – в соответствии с их эксплуатационной документацией.

4.11 К монтажу и эксплуатации расходомеров должны допускаться лица, изучившие настоящее РЭ, эксплуатационную документацию на составные части расходомера и имеющие соответствующее разрешение на монтаж и эксплуатацию взрывозащищенного электрооборудования.

4.12 Взрывоопасность расходомера при его монтаже и эксплуатации обеспечиваются:

- выполнением требований ГОСТ Р 51330.13 для электрооборудования с видом взрывозащиты «Искробезопасная электрическая цепь», «Правил устройства электроустановок (ПУЭ)», «Правил технической эксплуатации электроустановок (ПТЭ)», «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок (ПТБ)», если их требования не противоречат ГОСТ Р 51330.10, ГОСТ Р 51330.13;

- надежным соединением зажимов защитного заземления составных частей расходомера с системой уравнивания потенциалов;
- выполнением требований по предельным значениям параметров внешних электрических линий связи с учетом предельных внутренних параметров электрических цепей составных частей расходомера в соответствии с эксплуатационной документацией составных частей;
- выполнением требований по сопротивлению и электрической прочности изоляции токоведущих частей;
- надежностью разъемных соединений;
- регулярными внешними осмотрами, проверками и техническим обслуживанием в соответствии с ГОСТ Р 51330.16;

4.13 При внешнем осмотре необходимо проверить:

- исправность электрических линий связи и разъемных соединений;
- исправность защитного заземления (зануления);
- наличие и исправность пломб;
- наличие маркировки взрывозащиты и защитного заземления.

4.14 Требования обеспечения взрывозащищенности при монтаже и эксплуатации составных частей расходомера – в соответствии с их эксплуатационной документацией.

4.15 Ремонт и проверка взрывозащищенных составных частей расходомера должна проводиться на их предприятиях-изготовителях в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51330.18.

5 УКАЗАНИЕ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ.

5.1 По способу защиты человека от поражения электрическим током составные части расходомера относятся к классу 01 по ГОСТ 12.2.007.0.

5.2 Все составные части расходомера должны быть надежно заземлены медным проводом, в соответствии с требованиями эксплуатационной документации на составные части расходомера.

5.3 Сопротивление защитного заземления (зануления) должно быть не более 4 Ом.

5.4 Электрическое сопротивление изоляции между зажимом заземления и зажимами для подключения внешних электрических цепей должно быть:

- ПСИ - не менее 40 Мом при температуре окружающего воздуха $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$ и относительной влажности до 80 % при испытательном напряжении 250 В, не менее 20 Мом - при температуре окружающего воздуха $+50^\circ\text{C}$ и относительной влажности до 65 %.
- остальных составных частей – в соответствии с их эксплуатационной документацией.

5.5 Электрическая изоляция между зажимом заземления и зажимами для подключения внешних цепей должна выдерживать действие испытательного напряжения:

- ПСИ- 500В практически синусоидальной формы в течение 1 минуты при температуре окружающего воздуха $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$ и относительной влажности до 80 %;
- остальных составных частей – в соответствии с их эксплуатационной документацией.

5.6 К монтажу, демонтажу, эксплуатации и техническому обслуживанию расходомеров должны допускаться лица, изучившие настоящее РЭ и эксплуатационную документацию на составные части расходомера.

5.7 Все работы, связанные с монтажом, демонтажом, устранением неисправностей должны производиться при отключенном электропитании.

5.8 При монтаже, эксплуатации и обслуживании расходомеров, необходимо руководствоваться требованиями ПУЭ, ПТЭ и ПТБ при эксплуатации электроустановок потребителей напряжением до 1000В, с обеспечением взрывозащиты – п. п. 4.11, 4.12.

5.9 Расходомеры допускается эксплуатировать на трубопроводах, в которых рабочее давление не превышает P_u турбинного преобразователя расхода.

5.10 Не допускается производить демонтаж и ремонт ТПР, находящегося под давлением.

5.11 При монтаже и эксплуатации расходомеров необходимо соблюдать соответствующие правила и нормы, действующие в отрасли промышленности, эксплуатирующей расходомер, обеспечивающие безопасное ведение работ.

6 ПОДГОТОВКА К МОНТАЖУ И МОНТАЖ.

6.1 Подготовка к монтажу.

6.1.1 Погрузку-выгрузку расходомеров осуществлять с соблюдением предупредительных надписей, указанных на ящиках, и правил техники безопасности.

6.1.2 При получении ящиков с расходомером установить сохранность тары. В случае её повреждения или вскрытия составить акт и предъявить рекламацию транспортной организации.

6.1.3 Ящики вскрывать только в помещении, в зимнее время – после выдержки их в течение 24 ч. при температуре $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$. Вскрыть ящик со стороны крышки в соответствии с маркировкой транспортной тары, вскрытие и распаковывание производить осторожно, исключив возможность повреждения содержимого.

6.1.4 Запрещается поднимать ТПР за ПСИ, прикладывать усилия любого направления к корпусу ПСИ.

6.1.5 После распаковывания внешним осмотром проверить отсутствие механических повреждений расходомеров и комплектность поставки согласно упаковочному листу.

При обнаружении повреждений или некомплектности составить акт для предъявления рекламации предприятию-изготовителю.

6.1.6 При внешнем осмотре составных частей расходомера необходимо обратить особое внимание на:

- отсутствие механических повреждений корпусов;
- наличие всех крепежных элементов;
- наличие и качество заводской маркировки и маркировки взрывозащиты (при наличии);
- наличие и исправность заземляющих устройств и пломб.

6.1.7 При осмотре вторичного преобразователя необходимо дополнительно проверить:

- наличие предохранителей;
- отсутствие механических повреждений цифрового табло (дисплея) и клавиатуры (при наличии)

6.1.8 Вынуть документацию и ознакомиться с устройством, принципом работы, правилами монтажа, эксплуатации и обслуживания в соответствии с настоящим РЭ.

6.2 Монтаж.

6.2.1 К монтажу, обслуживанию и эксплуатации расходомеров должны допускаться лица, имеющие соответствующую квалификацию и прошедшие проверку знаний в соответствии с настоящим РЭ.

6.2.2 Турбинный преобразователь расхода должен устанавливаться горизонтально, направление стрелки на его фирменной табличке должно соответствовать направлению потока измеряемой жидкости. Положение ПСИ относительно вертикальной оси трубопровода не регламентируется. Принципиальная схема монтажа ТПР – в соответствии с Приложением В. Для предотвращения увеличения погрешности измерений за счет искажения профиля потока измеряемой жидкости после местных сопротивлений на трубопроводе (колена, разветвление, резкое сужение, расширение, запорная арматура и т.п.), с целью обеспечения нормированной погрешности измерения, перед ТПР монтируется прямой участок трубопровода длиной не менее 20 Ду, или не менее 10 Ду со струевыпрямителем, поставляемым по требованию заказчика в комплекте с ТПР (кроме РТФ 015,020,025,040). После ТПР монтируется прямой участок трубопровода не менее 5 Ду (Ду - диаметр условного прохода ТПР).

6.2.3 В исключительных случаях, при недостатке места для монтажа прямых участков трубопроводов, их длина может быть уменьшена до значений, соответствующих таблице 9, но при этом погрешность преобразования ТПР возрастает до значений, приведенных в таблице 9, для укороченных длин прямых участков.

6.2.4 Действительное значение внутреннего диаметра трубопровода, присоединяемого непосредственно к ТПР или его струевыпрямителю должно быть в пределах, соответствующих таблице 11.

Таблица 11

Типоразмер ТПР	Внутренний диаметр трубопровода, мм	
	min	max
PTF 015	15	16,5
PTF 020	19	22
PTF 025	24	28
PTF 040	38	43
PTF 050, PTF 050H	49	54
PTF 080, PTF 080H	76	82
PNF 100, PTF 100H	98	106
PNF 150, PTF 150H	148	158
PNF 200	198	208

При отклонении внутреннего диаметра на большую величину должен быть выполнен конический переход к диаметру, соответствующему таблице 11, с углом конуса не более 10°.

6.2.5 Во избежание возникновения искажений потока и, как следствие, увеличение погрешности измерения, необходимо следить, чтобы потеки металла в сварочных швах, уплотнительные прокладки не выступали внутрь трубопровода.

6.2.6 При возможности появления в измеряемой жидкости механических примесей более 1 % с диаметром частиц 0,5 мм и более, в линию перед нормированным прямым участком необходимо смонтировать механический сетчатый фильтр.

Рекомендуемые сетки для фильтров – в соответствии с таблицей 12.

Таблица 12

Типоразмер ТПР	Размер отверстия в сетке (мм)
PTF-015, PTF-020, PTF-025	0,35
PTF-040, PTF-050, PTF-080, PNF-100, PNF-150, PNF-200, PTF-050H, PTF-080H, PTF-100H, PTF-150H,	1,0

При возможности появления в измеряемой жидкости свободного газа перед фильтром или на его месте (при отсутствии механических примесей) необходимо установить сепаратор газа.

6.2.7 При монтаже ТПР на трубопроводах, критичных к падению давления, необходимо учитывать падение давления жидкости на ТПР, соответствующее таблице 13, а также падение давления на местных гидравлических сопротивлениях (запорная и другая арматура, расширение, сужение, повороты потока и др.), необходимость которых вызвана монтажом ТПР.

Таблица 13

Исполнение ТПР	Падение давления в ТПР, МПа, не более
PTF 015	0,08
PTF 020	0,075
PTF 025	0,075
PTF 040	0,05
PTF 050, PTF 050H	0,05
PTF 080, PTF 080H	0,05
PNF 100, PTF 100H	0,065
PNF 150, PTF 150H	0,04
PNF 200	0,035

6.2.8 Падение давления в ТПР должно определяться на жидкостях с вязкостью $(1\pm 0,2)\text{мм}^2/\text{с}$ (вода) и в зависимости от измеряемого расхода, определяется по формуле (6.1):

$$P_{\text{изм}} = P_{\text{max}} \left(\frac{Q_{\text{изм}}}{Q_{\text{ном}}} \right)^2, \quad (6.1)$$

где: $P_{\text{изм}}$ – падение давления в ТПР для измеряемого расхода жидкости, МПа;
 P_{max} – падение давления в ТПР в соответствии с таблицей 13 для верхнего предела измерения номинального расхода;
 $Q_{\text{изм}}$ – измеряемый расход жидкости, $\text{м}^3/\text{ч}$;
 $Q_{\text{ном}}$ – верхний предел измерения номинального расхода, $\text{м}^3/\text{ч}$, в соответствии с таблицей 9.

6.2.9 Для исключения влияния кавитации на погрешность измерения, давление P за турбинным преобразователем должно быть не менее значения, определяемого по формуле (6.2):

$$P = 2P_{\text{изм}} + 1,3P_v, \quad (6.2)$$

где: $P_{\text{изм}}$ – в соответствии с формулой (6.1), МПа;
 P_v – давление паров в измеряемой жидкости, МПа.

6.2.10 В месте установки ТПР недопустимы вибрации с частотой более 25 Гц и амплитудой более 0,1 мм. При наличии вибраций, превышающих указанные значения, трубопровод в месте установки ТПР должен быть надежно закреплен, что обеспечит длительную, надежную эксплуатацию ТПР с нормируемой погрешностью.

6.2.11 При наличии в месте эксплуатации ТПР магнитных полей промышленной частоты напряженностью более 40 А/м, ТПР с ПСИ необходимо поместить в защитный экран из магнитомягкой стали.

6.2.12 При использовании в комплекте расходомера канала измерения температуры, монтаж термопреобразователя на трубопроводе должен производиться на расстоянии не менее 4 Ду от ТПР в соответствии с нормами и правилами установки термопреобразователей на трубопроводах и эксплуатационной документацией применяемого термопреобразователя.

6.2.13 Монтаж вторичных преобразователей осуществляется в соответствии с их эксплуатационной документацией и настоящим РЭ. Схема подключения входных цепей вторичных преобразователей в соответствии с Приложением Г.

6.2.14 Требования к устройству информационных электрических линий связи от первичных измерительных преобразователей – в соответствии с их эксплуатационной документацией.

6.2.15 Прокладка информационных линий связи должна осуществляться отдельно от цепей сетевого питания.

6.2.16 Диаметр кабельного ввода ПСИ-8,5 мм.

6.2.17 Составные части расходомера, подлежащие заземлению (занулению), заземляются (зануляются) в соответствии с требованиями их эксплуатационной документации.

6.2.18 По окончании монтажа проверить:

- правильность и надежность подключения электрических цепей;
- наличие и надежность заземления;
- произвести пломбирование составных частей расходомера для предотвращения несанкционированного вмешательства в его работу в соответствии с п. 11.

7 ПОРЯДОК РАБОТЫ.

7.1 Подготовка к работе.

7.1.1 Исходное положение запорной и регулирующей арматуры и вторичного преобразователя:

- главная запорная арматура до и после ТПР – закрыта;
- запорная арматура до и после ТПР и регулирующая арматура – закрыта;
- вторичный преобразователь выключен.

7.1.2 Перед пуском в работу комплекта расходомера необходимо:

- провести гидравлические испытания смонтированного участка трубопровода с ТПР в соответствии с нормативно-технической документацией, действующей в отрасли, эксплуатирующей расходомер;
- в случае обнаружения негерметичностей фланцевых соединений, сварных швов, сальниковых уплотнений – устранить их;
- при необходимости провести повторные испытания;
- снять испытательное давление; закрыть запорную и регулирующую арматуру, если в процессе испытаний она открывалась.

7.1.3 Пуск в работу:

- включить и подготовить к работе вторичный преобразователь в соответствии с его эксплуатационной документацией;
- включить режим вторичного преобразователя на измерение текущего расхода;
- плавно открыть главную запорную арматуру;
- плавно открыть запорную арматуру до ТПР, затем после ТПР;
- плавно открывая регулирующую арматуру, постоянно наблюдать за измеряемым расходом, который не должен превышать 0,5 максимально допустимого значения для данного типоразмера ТПР;

ВНИМАНИЕ! Резкое повышение давления и расхода, гидравлические удары в измерительном трубопроводе могут вывести из строя ТПР.

- заполнить систему жидкостью, удалить из нее свободные пары и газы;
- отрегулировать с помощью регулирующей арматуры рабочий расход жидкости;
- в процессе работы не допускать работу расходомера на максимально допустимых расходах;
- при периодических измерениях желательно на время перерывов между измерениями оставлять трубопровод и ТПР заполненными жидкостью;
- при работе расходомера на застывающих и кристаллизующихся жидкостях перерывы в измерении со снижением рабочей температуры жидкости не допускаются; если перерывы в работе неизбежны, необходимо измерительный трубопровод и ТПР освободить от измеряемой жидкости, промыть их соответствующим растворителем, оставив растворитель в трубопроводе и ТПР. Если растворитель оставлять в трубопроводе и ТПР недопустимо, его надо слить, а трубопровод и ТПР просушить газом, нейтральным по отношению к измеряемой жидкости и растворителю. При продувке скорость вращения турбинки не должна превышать значения, соответствующего измерению расхода, равному 0,5 максимально допустимого;
- для уменьшения коррозионного воздействия на детали ТПР при перерывах в работе в его внутренней полости должны находиться либо только жидкость, либо только газ.

7.1.4 Работа с комплектом расходомера заключается в следующем:

- снятие показаний измеренных величин: объемного расхода, объема, приведенного к стандартным условиям, массы жидкости и др. - в зависимости от типа применяемого вторичного преобразователя;

- выполнение условий работы расходомера в заданном диапазоне расходов;
- систематическое наблюдение за индикацией нештатных ситуаций с целью их своевременного обнаружения и устранения;
- регистрация измеренных величин с помощью принтера, работа в режиме обмена с персональным компьютером, выполнение функций дозирования заданного объема – в зависимости от наличия сервисных функций в примененном вторичном преобразователе.

7.1.5 Порядок работы с вторичным преобразователем – в соответствии с его эксплуатационной документацией.

7.1.6 В процессе работы комплект расходомера должен подвергаться техническому обслуживанию в соответствии с п.8.

8 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ.

8.1 Расходомер требует своевременного и тщательного обслуживания, обеспечивающего его длительную и безотказную работу.

8.2 Техническое обслуживание подразделяется на плановое и внеплановое.

8.3 К плановому техническому обслуживанию относятся следующие его виды:

- профилактический осмотр;
- проверка технического состояния;
- метрологическая поверка.

8.4 Профилактический осмотр проводится обслуживающим персоналом предприятия, эксплуатирующего расходомер, и включает следующие виды работ:

- визуальный осмотр комплекта расходомера, проверка наличия и исправности пломб;
- проверка отсутствия механических повреждений корпусов составных частей расходомера;
- проверка исправности внешних электрических проводок и цепей заземления (зануления);
- проверка герметичности фланцевых соединений и сальниковых уплотнений запорной и регулирующей арматуры;
- проверка работоспособности расходомера в соответствии с п. п.7.1.4, 7.1.5;
- удаление пыли и влаги с корпуса вторичного преобразователя.

Периодичность профилактических осмотров зависит от условий эксплуатации расходомера, но не должна быть реже одного раза в две недели.

8.5 Проверка технического состояния расходомера проводится специалистами сервисных организаций, имеющих лицензию соответствующих государственных органов РФ на выполнение следующих видов работ, проводимых при этом виде технического обслуживания:

- работы, соответствующие п.8.4;
- проверка напряжений источников питания постоянного тока, применяемых для питания составных частей расходомера;
- очистка и промывка электрических контактов разъёмных и разборных электрических соединений;
- измерение электрического сопротивления и электрической прочности изоляции составных частей расходомера.

Периодичность проверок технического состояния – 1 раз в год; работы по п.8.5 целесообразно совмещать с поверкой расходомера.

8.6 Поверка расходомера проводится территориальными органами Госстандарта РФ или иными организациями, имеющими соответствующую аккредитацию, на эталонных средствах измерения, обеспечивающих необходимую при поверке точность (например, метрологическая база ООО «ЕНХА», г. Белгород, РФ)

Периодичность поверки расходомера – 1 раз в год.

8.7 При обнаружении недостатков по п.п.8.4, 8.5 лица, проводившие техническое обслуживание, сообщают о них в соответствующие службы предприятия, эксплуатирующего расходомер, для принятия решений по устранению недостатков.

8.8 Внеплановое обслуживание расходомера включает все работы по устранению недостатков, обнаруженных в процессе технического обслуживания, как с заменой, так и без замены вышедших из строя составных частей, при необходимости – с последующей поверкой и опломбированием.

8.9 Техническое обслуживание составных частей расходомера – в соответствии с их эксплуатационной документацией.

9 ПОВЕРКА РАСХОДОМЕРА.

9.1 Поверка комплекта расходомера производится поэлементно с поверкой каждой его составной части, являющейся средством измерения и подлежащей поверке.

9.2 Расходомеры подлежат поверке:

- а) при выпуске из производства;
- б) по истечении срока межповерочного интервала;
- в) при нарушении правил транспортирования, хранения и эксплуатации, повлиявших на метрологические характеристики изделия;
- г) после ремонта, повлиявшего на метрологические характеристики изделия.

9.3 Межповерочный интервал составных частей расходомера устанавливается требованиями технических условий на соответствующую составную часть.

9.4 Межповерочный интервал ТПР – 1 год.

9.5 Поверка осуществляется на основании методик поверки, согласованных в установленном порядке с организациями, аккредитованными Госстандартом РФ.

9.6 Поверка ТПР осуществляется проливным методом с использованием:

- а) поверочной трубопоршневой установки в соответствии с методикой, изложенной в инструкции «Расходомеры жидкости турбинные типов РТФ и РНФ. Инструкция по поверке.», согласованной с ВНИИР; или
- б) расходомерной установки на базе эталонных турбинных преобразователей расхода РТФ и РНФ в соответствии с инструкцией, разработанной ВНИИМС «Расходомеры жидкости турбинные типов РТФ и РНФ. Методика поверки. 2004г.».

9.7 Порядок проведения поверки расходомеров жидкости – рабочих эталонов – в соответствии с инструкцией, разработанной ВНИИМС, «Расходомеры жидкости турбинные типов РТФ и РНФ. Рабочие эталоны. Методика поверки. 2004г.».

9.8 Методика поверки термопреобразователей сопротивления – в соответствии с ГОСТ 8.461.

9.9 Поверка вторичных преобразователей производится методом имитации выходных сигналов от первичных преобразователей с помощью соответствующих средств измерения электрических величин в соответствии с методиками поверки, изложенными в эксплуатационной документации вторичных преобразователей.

9.10 Поверка остальных составных частей расходомера – в соответствии с методиками поверки, изложенными в их эксплуатационной документации.

9.11 Определение погрешностей измерения расходомера – в соответствии с п.2.3.

10 ХАРАКТЕРНЫЕ НЕИСПРАВНОСТИ И МЕТОДЫ ИХ УСТРАНЕНИЯ.

10.1 Описание характерных неисправностей расходомера и методов их устранения соответствуют таблице 14.

Таблица 14

Наименование неисправностей, внешнее проявление и дополнительные признаки	Вероятная причина	Метод устранения	Примечание
1	2	3	4
1 При включении вторичного преобразователя отсутствует индикация расхода и изменение показаний объема при заведомом наличии расхода в диапазоне рабочих расходов ТПР.	1.1 Перегорел предохранитель, неисправен кабель сетевого питания. 1.2 Неисправна линия связи от ПСИ. 1.3 Неисправен ПСИ. 1.4 Заторможен ротор из-за загрязнений. 1.5 Заторможен ротор из-за поломки подшипников.	Проверить исправность предохранителя, кабеля питания. Устранить неисправность. Проверить и устранить неисправность линии связи. Проверить и заменить ПСИ. Демонтировать ТПР, проверить, разобрать, прочистить и промыть. Демонтировать, разобрать ТПР, проверить и заменить дефектные детали.	Отсутствует индикация включения сетевого питания. Устранение неисправностей по п.1.3..1.5 проводятся специалистами специализированных сервисных организаций. После устранения неисправностей по п.п.1.4, 1.5 требуется внеплановая поверка ТПР и вторичного преобразователя.
2 Наличие показаний расхода и изменение показаний объема при заведомом отсутствии расхода через ТПР.	2.1 Не заземлены ПСИ, экран кабеля от ПСИ или трубопровод измеряемой жидкости. 2.2 ПСИ и линия связи от ПСИ находятся в зоне действия переменных магнитных полей напряженностью более 40 А/м. 2.3 Негерметична запорная арматура на трубопроводе.	Проверить и устранить неисправность заземления. ТПР вместе с ПСИ поместить в защитный экран из магнитомягкой стали, линию связи проложить в стальной заземленной трубе. Заменить арматуру на исправную.	Решение согласовать со специалистами специализированных сервисных организаций.
3 Показания расхода заведомо больше фактического.	3.1 Появление паровой или газовой фазы в измеряемой жидкости. 3.2 Возникновение кавитации. 3.3 Вязкость измеряемой жидкости значительно выше вязкости, указанной	Устранить причину образования газовой или паровой фазы или смонтировать перед расходомером сепаратор газа (пара), выполнить условие отсутствия кавитации. Использовать расходомер на жидкостях с вязкостью, соот-	При необходимости использования расходомера для измерения на жидкостях с вязкостью, отличной от указанной в паспорте, требуется его перекалибровка и внеплановая

Наименование неисправностей, внешнее проявление и дополнительные признаки	Вероятная причина	Метод устранения	Примечание
1	2	3	4
	в паспорте расходомера.	ветствующей паспортным данным расходомера.	поверка.
4 Показания расхода заведомо меньше фактического.	4.1 Изношены вращающиеся части ТПР. 4.2 Неправильно смонтирован ПСИ на ТПР. 4.3 Вязкость измеряемой жидкости значительно ниже вязкости, указанной в паспорте расходомера.	Демонтировать расходомер, очистить, проверить, заменить изношенные детали. Довернуть датчик до упора, зафиксировать контргайкой. Использовать расходомер на жидкостях с вязкостью, соответствующей паспортным данным расходомера.	Устранение неисправностей по п.4.1,4.2 проводятся специалистами специализированных сервисных организаций. После устранения неисправностей по п.4.1,4.2 требуется внеплановая поверка. При необходимости использования расходомера для измерения на жидкостях с вязкостью, отличной от указанной в паспорте, требуется его перекалибровка и вне-плановая поверка.
5 Показания расхода нестабильны, погрешность значительно превышает нормированную.	5.1 Не выполнены условия монтажа ТПР на трубопроводе (выступают внутрь прокладки, недостаточна длина прямых участков перед турбиной).	Проверить и устранить несоответствие монтажа ТПР требованиям настоящего РЭ.	

10.2 При возникновении неисправностей, не отраженных в таблице 14, следует обращаться на предприятие-изготовитель или в специализированную сервисную организацию.

10.3 Описание неисправностей и методов их устранения на составные части расходомера – в соответствии с их эксплуатационной документацией.

11 МАРКИРОВКА И ПЛОМБИРОВАНИЕ.

11.1 На корпусе ТПР крепится табличка, на которой нанесены:

- товарный знак и наименование предприятия-изготовителя;
- сокращенное или полное наименование расходомера или ТПР и его тип, обозначение ТУ;
- диаметр условного прохода ТПР;
- условное давление ТПР;
- пределы измерения расхода;
- заводской номер;
- год изготовления;
- знак утверждения типа средства измерения;
- знак, указывающий направление потока жидкости.

11.2 Маркировка составных частей расходомера в соответствии с их эксплуатационной документацией.

11.3 При использовании комплекта расходомера для выполнения измерений во взрывоопасных зонах, его составные части во взрывозащищенном исполнении имеют маркировку взрывозащиты в соответствии с ГОСТ Р 51330.0 и ГОСТ Р 51330.10.

11.4 Контактные электрические соединения составных частей расходомера для подключения внешних электрических цепей измерительных преобразователей имеют маркировку номеров контактов или сокращенного (условного) обозначения цепи, а зажимы заземления – маркировку знака заземления.

11.5 Пломбирование ПСИ к корпусу ТПР осуществляется при выпуске из производства твердой металлической или пластмассовой пломбой.

11.6 Пломбирование крышки ПСИ производится при сдаче в эксплуатацию смонтированного расходомера стальной проволокой, пропущенной в отверстие специального винта крепления крышки, концы которой скреплены твердой металлической или пластмассовой пломбой.

11.7 Пломбирование остальных составных частей расходомера – в соответствии с их эксплуатационной документацией.

11.8 Право распломбирования составных частей расходомера имеют представители организаций, их опломбировавших.

12 УПАКОВКА.

12.1 Расходомеры упаковываются в закрытых вентилируемых помещениях при температуре окружающего воздуха от 15 до 40 °С и относительной влажности до 80 % при отсутствии в окружающей среде агрессивных примесей.

12.2 Комплект расходомера упаковывается в деревянный ящик, выложенный внутри битумированной бумагой и имеющий распорки, перегородки, отсеки и другие приспособления, предотвращающие перемещение и повреждение составных частей расходомера и документации.

12.3 Допускается транспортирование составных частей расходомера в отдельной таре без размещения их в общем ящике.

12.4 Требования к упаковке составных частей расходомера – в соответствии с их эксплуатационной документацией.

12.5 В каждый ящик вкладывается упаковочный лист, содержащий следующие сведения:

- общее количество упаковочных мест и номер места;
- наименование и количество составных частей расходомера, упакованных в данный ящик;
- дата упаковки;
- подпись ответственного за упаковку, подпись и штамп представителя ОТК.

12.6 Маркировка транспортной тары содержит:

- полное или условное наименование грузополучателя и его адрес;
- полное или условное наименование грузоотправителя, наименование пункта отправления;
- манипуляционные знаки: «Осторожно, хрупкое!»; «Боится сырости»; «Верх, не кантовать».

13 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ.

13.1 Транспортирование расходомеров может осуществляться следующими видами транспорта:

- автомобильным – на расстояние до 1000 км по дорогам с асфальтовым и бетонным покрытием без ограничения скорости или на расстояние до 250 км по булыжным и грунтовым дорогам со скоростью до 40 км/ч;
- железнодорожным, воздушным (в отапливаемых герметизированных отсеках), речным, морским, а также в сочетании их между собой и автомобильным транспортом.

13.2 Транспортирование расходомеров в упаковке должно осуществляться с обеспечением защиты от дождя и снега при температуре от минус 50 °С до + 50 °С и относительной влажности воздуха не более 88 % при температуре 15 °С (морским транспортом – в трюмах транспортных средств с влажностью не более 98 % при 35 °С).

13.3 Размещение и крепление упакованных расходомеров в транспортных средствах должны обеспечивать их устойчивое положение, исключать возможность ударов о другие транспортируемые изделия и стенки транспортных средств.

14 ПРАВИЛА ХРАНЕНИЯ.

14.1 Расходомеры, как в заводской упаковке, так и без нее должны храниться в сухих отапливаемых, не запыленных, вентилируемых помещениях при температуре окружающего воздуха от 5 до 40 °С и относительной влажности не более 80 % при 25 °С.

ТПР в заводской упаковке допускается хранить при воздействии тех же климатических факторов, что и при транспортировании.

14.2 Помещение для хранения не должно содержать паров и газов, разрушающих защитные покрытия составных частей расходомеров.

14.3 Предельный суммарный срок транспортирования и хранения расходомеров – 6 месяцев со дня их отправления.

14.4 Дополнительные требования к хранению составных частей расходомера – в соответствии с их эксплуатационной документацией.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Устройство и принцип работы турбинного преобразователя расхода

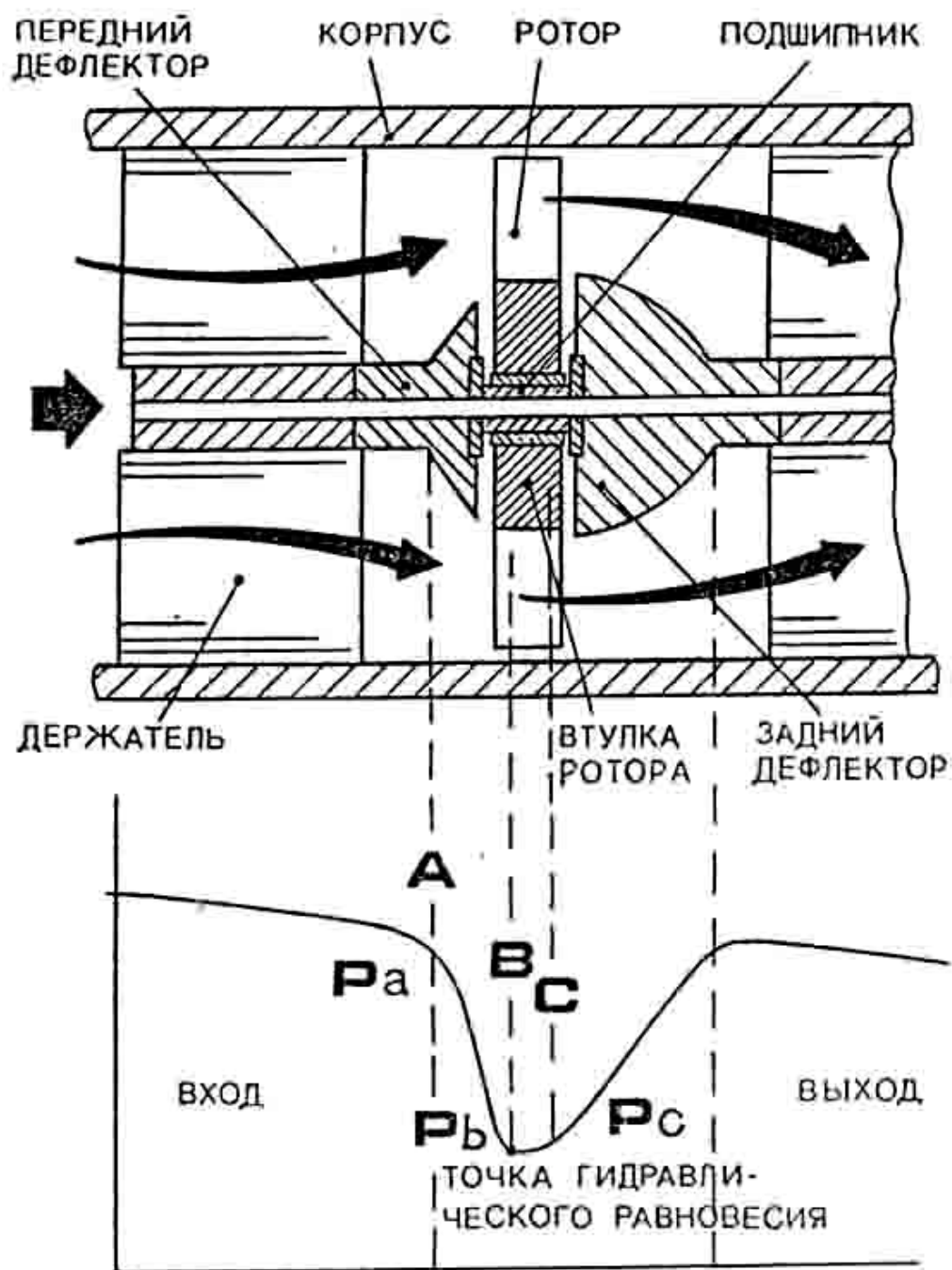
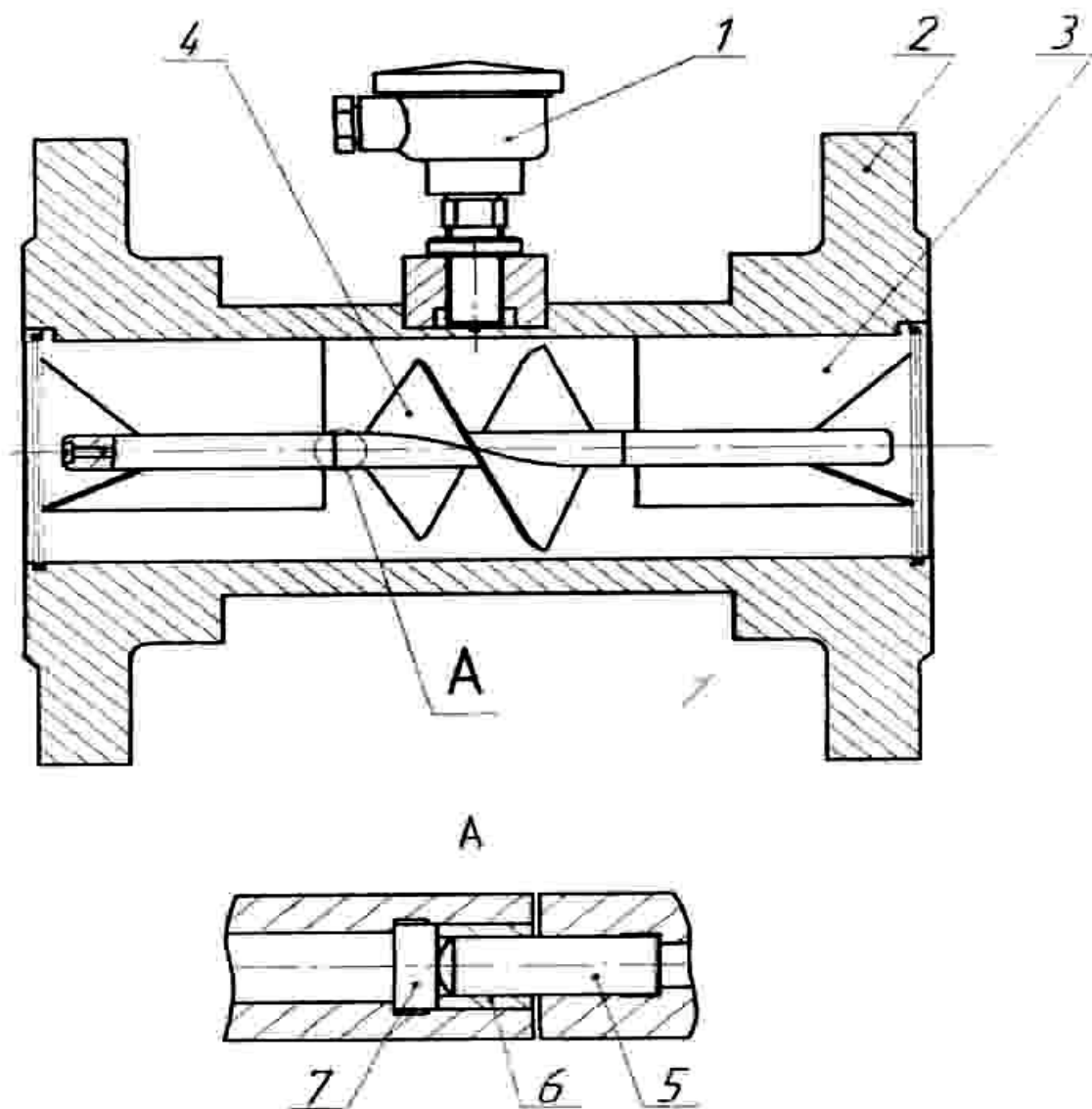


ДИАГРАММА ИЗМЕНЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

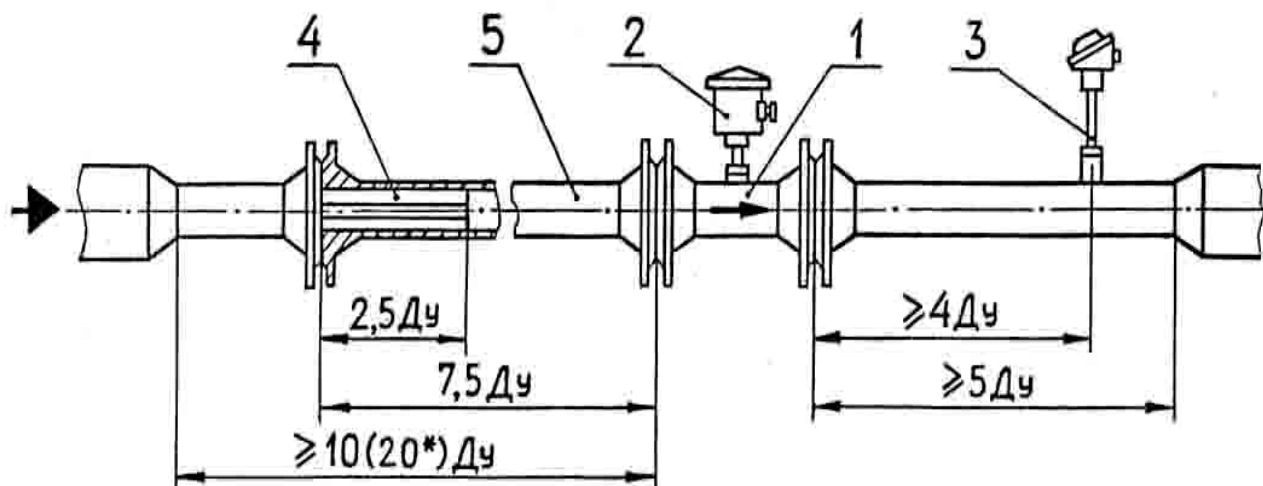
Устройство мультивязкостного турбинного преобразователя расхода



1. преобразователь сигналов индукционный (ПСИ);
2. корпус;
3. держатель;
4. ротор;
5. подшипник ротора;
6. радиальный подшипник;
7. упорный подшипник

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Принципиальная схема монтажа турбинного преобразователя расхода со струевыпрямителем



1. турбинный преобразователь расхода (ТПР);
2. преобразователь сигналов индукционный (ПСИ);
3. термопреобразователь сопротивления или с токовым выходом;
4. струевыпрямитель;
5. труба струевыпрямителя

* - для ТПР типа РТФ 015, РТФ 020, РТФ 025, РТФ 040, а также для остальных типоразмеров при использовании ТПР без струевыпрямителя

По вопросам продаж и поддержки обращайтесь:

Архангельск (8182)63-90-72
Астана +7(7172)727-132
Астрахань (8512)99-46-04
Барнаул (3852)73-04-60
Белгород (4722)40-23-64
Брянск (4832)59-03-52
Владивосток (423)249-28-31
Волгоград (844)278-03-48
Вологда (8172)26-41-59
Воронеж (473)204-51-73
Екатеринбург (343)384-55-89
Иваново (4932)77-34-06
Ижевск (3412)26-03-58
Иркутск (395) 279-98-46
Киргизия (996)312-96-26-47

Казань (843)206-01-48
Калининград (4012)72-03-81
Калуга (4842)92-23-67
Кемерово (3842)65-04-62
Киров (8332)68-02-04
Краснодар (861)203-40-90
Красноярск (391)204-63-61
Курск (4712)77-13-04
Липецк (4742)52-20-81
Магнитогорск (3519)55-03-13
Москва (495)268-04-70
Мурманск (8152)59-64-93
Набережные Челны (8552)20-53-41
Нижний Новгород (831)429-08-12
Казахстан (772)734-952-31

Новокузнецк (3843)20-46-81
Новосибирск (383)227-86-73
Омск (3812)21-46-40
Орел (4862)44-53-42
Оренбург (3532)37-68-04
Пенза (8412)22-31-16
Пермь (342)205-81-47
Ростов-на-Дону (863)308-18-15
Рязань (4912)46-61-64
Самара (846)206-03-16
Санкт-Петербург (812)309-46-40
Саратов (845)249-38-78
Севастополь (8692)22-31-93
Симферополь (3652)67-13-56
Таджикистан (992)427-82-92-69

Смоленск (4812)29-41-54
Сочи (862)225-72-31
Ставрополь (8652)20-65-13
Сургут (3462)77-98-35
Тверь (4822)63-31-35
Томск (3822)98-41-53
Тула (4872)74-02-29
Тюмень (3452)66-21-18
Ульяновск (8422)24-23-59
Уфа (347)229-48-12
Хабаровск (4212)92-98-04
Челябинск (351)202-03-61
Череповец (8202)49-02-64
Ярославль (4852)69-52-93