ЗАКАЗАТЬ

ООО НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
ИРВИС

74731-19

Расходомеры-счетчики ультразвуковые ИРВИС-Ультра

Руководство по эксплуатации
ИРВС 9100.0000.00 РЭ7



ИРВИС-Ультра-Пп-16

Содержание

1 Введение 4
1.1 Общие сведения 4
1.2 Область действия документа 5
1.3 Сокращения, используемые в документе 5
1.4 Знаки, применяемые в документе 6
2 Инструкции по безопасности 7
3 Описание и работа 8
3.1 Назначение 8
3.2 Состав изделия 9
3.3 Характеристики 17
3.4 Работа 23
3.5 Маркирование и пломбирование 29
3.6 Упаковка 30
4 Использование по назначению 31
4.1 Эксплуатационные ограничения 31
4.2 Подготовка к использованию 31
4.3 Порядок использования 35
5 Техническое обслуживание и текущий ремонт 57
5.1 Меры безопасности 57
5.2 Техническое обслуживание и ремонт 57
5.3 Возможные неисправности и методы их устранения 59
5.4 Поверка 61
6 Транспортирование и хранение 62
7 Методики измерений 63
Приложение А 65
Приложение А1 73
Приложение Б 79
Приложение В 83
Приложение Г 87
Приложение Д 101
Приложение Е 111
Приложение Ж 115
Приложение И 117
Приложение К 119
Лист регистрации изменений 123

1 Введение

1.1 Общие сведения

1.1.1 Настоящее руководство[1] по эксплуатации предназначено для ознакомления с устройством, принципом работы и монтажом расходомеров-счетчиков ультразвуковых ИРВИС-Ультра (далее – расходомеры-счетчики).

1.1.2 Для удобства использования электронной версии данного документа в нем введены автоматические ссылки, выделенные синим цветом. Для перехода по ссылке необходимо навести на нее указатель мыши и нажать левую кнопку. Возврат к месту чтения осуществляется нажатием комбинации клавиш Alt + «стрелка влево».

1.1.3 Для просмотра электронной версии данного документа рекомендуется использовать программное обеспечение Adobe Acrobat Reader.

При изучении расходомеров-счетчиков следует дополнительно пользоваться следующими документами[2]:

– Расходомеры-счетчики ультразвуковые ИРВИС-Ультра. Паспорт. ИРВС 9100.0000.00 ПС7;

– НПП ИРВИС. Инструкция по эксплуатации комплекта «Диспетчеризация ногами» с ПО «РиКом». И9100-109.

– НПП ИРВИС. ИРВИС-РС4-Ультра. Инструкция по вводу состава и плотности газа. И1002-251.

– НПП ИРВИС. ИРВИС-РС4-Ультра. Инструкция по подключению солнечной батареи. И1002-252.

– НПП ИРВИС. ИРВИС-РС4-Ультра. Инструкция по выбору измеряемой среды и метода расчета. И1002-254.

– НПП ИРВИС. ИРВИС-РС4-Ультра. Варианты комплектации для реверсивных расходов. Инструкция по эксплуатации. И1002-253.

– НПП ИРВИС. Расходомер-счетчик газа ИРВИС (-РС4М) -Ультра. Памятка для персонала. И1002-255.

– НПП ИРВИС. ИРВИС-РС4-Ультра. Диагностика «на месте» при нештатной работе прибора учета газа. И1002-256.

– НПП ИРВИС.ИРВИС-Ультра. Инструкция по вводу договорных значений и констант. И1002-260.

– НПП ИРВИС. Инструкция по формированию коммерческого отчета. И9100-107.

– НПП ИРВИС. Разъяснение по анализу архива событий счетчиков ИРВИС. И9100-108.

– ООО НПП «ИРВИС». Инструкция по использованию ПО «Расходомер-ИСО» при расчете расширенной относительной неопределенности измерения объёмного расхода природного газа, приведённого к стандартным условиям расходомерами-счетчиками ИРВИС-Ультра. И1002-280.

1.1.4 Работа расходомеров-счетчиков соответствует нормативной документации:

– Объемный расход и объем газа. Методика измерений расходомерами-счетчиками ультразвуковыми ИРВИС-РС4-Ультра. ФР.1.29.2011.11472.

– ГОСТ 8.611–2024. ГСИ. Расход и количество газа. Методика (метод) измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода.

– ГОСТ Р 8.741–2011 ГСИ. Объем природного газа. Общие требования к методикам измерений.

Примечания:

[1] Предприятие-изготовитель ведет работу по совершенствованию изделия, повышающую его надежность и улучшающую эксплуатационные качества, поэтому в изделие могут быть внесены изменения, не отраженные в настоящем издании. Электронная версия настоящего руководства с учетом последних изменений размещена на сайте ООО НПП «ИРВИС».

[2] Паспорт на расходомер-счетчик входит в комплект поставки, инструкции размещены на сайте ООО НПП «ИРВИС».

– ГОСТ Р 8.615 2005 ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.

– ГОСТ Р 8.733-2011 ГСИ. Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования (с Изменением 1).

1.1.5 Версия документа: 2.0/13.07.2026.

1.2 Область действия документа

Версия настоящего руководства распространяется на расходомеры-счетчики ИРВИС-Ультра полнопроходной модификации с номинальными диаметрами DN50…DN400, с исполнением корпусов, рассчитанных на давление до 1,6 МПа и использующие внешнее электрическое питание.

1.3 Сокращения, используемые в документе

АБ	Аккумуляторная Батарея
АВП	Адаптер Внешнего Питания
АГНКС	Автомобильная Газонаполнительная Компрессорная Станция
АП	Автономное Питание
АСУТП	Автоматизированная Система Управления Технологическими Процессами
БАБ	Блок Аккумуляторных Батарей
БИ	Блок Индикации
БИЗ	Блок ИскроЗащиты
БИП	Блок Интерфейса и Питания
БПВ	Блок Питания Внешний
БПС	Блок Питания Стабилизирующий
БПУ	Блок Преобразователя-Усилителя
ГОСТ	Государственный Стандарт
ГСИ	Государственная Система обеспечения единства Измерений
ГСССД	Государственная Служба Стандартных Справочных Данных
КИП	Контрольно-Измерительный Прибор
КК	Коммутационный Кабель
МЭП	Модуль Электронных Плат
ОТК	Отдел Технического Контроля
ПБ	Правила Безопасности
ПП	Первичный Преобразователь
ППД	Первичный Преобразователь Давления
ППР	Первичный Преобразователь Расхода
ППТ	Первичный Преобразователь Температуры
ПУЭ	Правила Устройства Электроустановок
ПЭП	ПьезоЭлектрический Преобразователь
ПЭЭП	Правила Эксплуатации Электроустановок Потребителей
РИ	Регистратор Информации
РЭ	Руководство по Эксплуатации
СК	Соединительный Кабель
СНиП	Строительные Нормы и Правила
ТД	Техническая Документация

ТИ	Токовый Интерфейс
ТУ	Технические Условия
УБП	Устройство Бесперебойного Питания
УПП	Устройство Подготовки Потока
ЧРВ	Часы Реального Времени
ЭД	Эксплуатационная Документация
ЭТ	Эксплуатационный Трубопровод.

1.4 Знаки, применяемые в документе



Внимание! Важно!

Указывает на строгое действие предписания, невыполнение которого может привести к неправильной работе, повреждению или выходу оборудования из строя, а также нанесению вреда здоровью



Информация

Указывает на наличие информации, которую следует принять к сведению

2 Инструкции по безопасности

2.1.1 Прежде чем приступать к монтажу и эксплуатации изделия, а также перед проведением любых работ с оборудованием, входящим в его состав, обязательно ознакомьтесь с данным РЭ

2.1.2 Использование изделия допускается строго по назначению, квалифицированным персоналом.

2.1.3 Все мероприятия по обслуживанию изделия и входящего в его состав оборудования необходимо проводить в строгом соответствии с их ЭД и ТД. При работе учитывать местные, специфические для конкретной установки условия и присущие данным процессам опасности.

2.1.4 Не подвергать изделие механическим воздействиям, воздействиям агрессивных сред, способным привести к его деформации или разрушению.

2.1.5 Подъем и транспортировку изделия осуществлять только исправными, предназначенными для этого устройствами и механизмами, с соблюдением всех соответствующих мер безопасности.

3 Описание и работа

3.1 Назначение

3.1.1 Расходомеры-счетчики ультразвуковые ИРВИС-Ультра предназначены для измерений объемного расхода и объема при рабочих условиях природного газа, попутного нефтяного газа, воздуха, азота, аргона, водорода, гелия, ацетилена, кислорода, перегретого или насыщенного сухого водяного пара, дымовых газов, паров углеводородных газов по ГОСТ 20448-2018, других горючих и инертных газов (далее – газы), давления, температуры, измерения объемного (массового) расхода и объема (массы) газов, приведенных к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63, энергосодержания природного газа, количества теплоты водяного пара, а также для измерения давления и температуры окружающего воздуха

3.1.2 Измеренные и вычисленные параметры могут передаваться по интерфейсу RS-232/485) при использовании расходомеров-счетчиков в качестве средств коммерческого и технологического учета в установках коммунальных и промышленных предприятий, в автоматизированных системах управления технологическими процессами (далее – АСУТП), телеметрии и диспетчеризации.

3.1.3 Первичная поверка расходомера-счетчика проводится для среды, указанной в Опросном листе при заказе. При вводе в эксплуатацию и в процессе эксплуатации вид среды может быть изменен на другой.

3.1.4 Полнопроходная модификация ИРВИС-Ультра-Пп в зависимости от номинального давления, на которое рассчитан корпус ПП, в зависимости от номинального диаметра ПП, в исполнения по питанию, исполнения по точности и в зависимости от применяемой системы телеметрии имеет соответствующие исполнения, которые обозначаются:

ИРВИС-Ультра-Пп-**X**-DN**X**-(**X**)[3]-**X**-**X**-Л**X**-**X**

16; 25; 40; 63; 100; 160
номинальное давление, на которое рассчитан корпус ПП (1,6; 2,5; 4,0; 6,3;10; 16), МПа

50; 80; 100; 150; 200; 300; 400
номинальный диаметр ПП

G25; 100; 270
максимальный расход измеряемой среды при рабочих условиях (40; 100; 270), м³/час

ВП; АП
исполнение по питанию (ВП – внешнее питание; АП – автономное питание)

ГОТ; ГПТ
исполнение по точности (ГОТ – группа обычной точности; ГПТ – группа повышенной точности)

1, 2, 4, 8
Количество измерительных лучей

СТРП-18.2
система телеметрии

Примечание:
[3] Только для ПП ИРВИС-Ультра с номинальным диаметром DN50.

3.2 Состав изделия

3.2.1 Расходомер-счетчик состоит из первичных преобразователей[4] (далее – ПП), блока интерфейса и питания[5] (далее – БИП), измерительных участков[6] (далее – ИУ), устройств подготовки потока[2] (далее – УПП), соединительного кабеля (далее – СК).

3.2.2 Расходомеры-счетчики по конструктивному исполнению ПП имеют четыре модификации:

– полнопроходная ИРВИС-Ультра-Пп;

– погружная (со шлюзовой камерой или без нее) ИРВИС-Ультра-моноПр;

– погружная со шлюзовой камерой ИРВИС-Ультра-Пр;

– врезная ИРВИС-Ультра-Вр.

Общий вид полнопроходной модификации ИРВИС-Ультра представлен на рисунке 1.



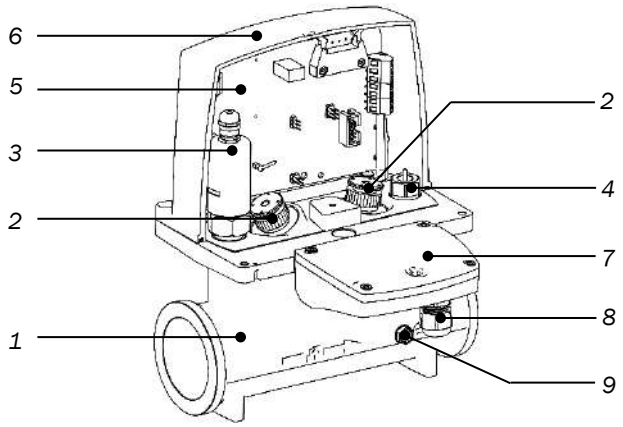
Рисунок 1 – Общий вид ИРВИС-Ультра-Пп-16-DN200
1 – ПП; 2-БИП; 3 СК

3.2.3 ПП предназначен для размещения пьезоэлектрических преобразователей, первичных преобразователей температуры и давления, вычислителя – модуля электронных плат (далее - МЭП). В ПП выполняются измерения и вычисления значений параметров измеряемой среды, хранение в энергонезависимой памяти градуировок и настроек, а также показаний счетчика приведенного объема.

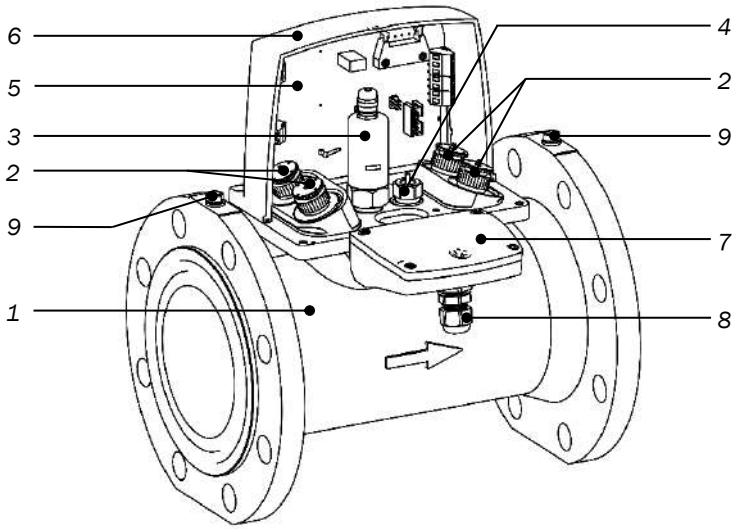
В состав ПП входят первичный преобразователь расхода (далее – ППР), первичный преобразователь давления (далее – ППД) и первичный преобразователь температуры (далее – ППТ), блок преобразователя-усилителя (далее – БПУ), содержащего модуль электронных плат (далее – МЭП).

Конструкция ПП ИРВИС-Ультра-Пп представлена на рисунке 2.

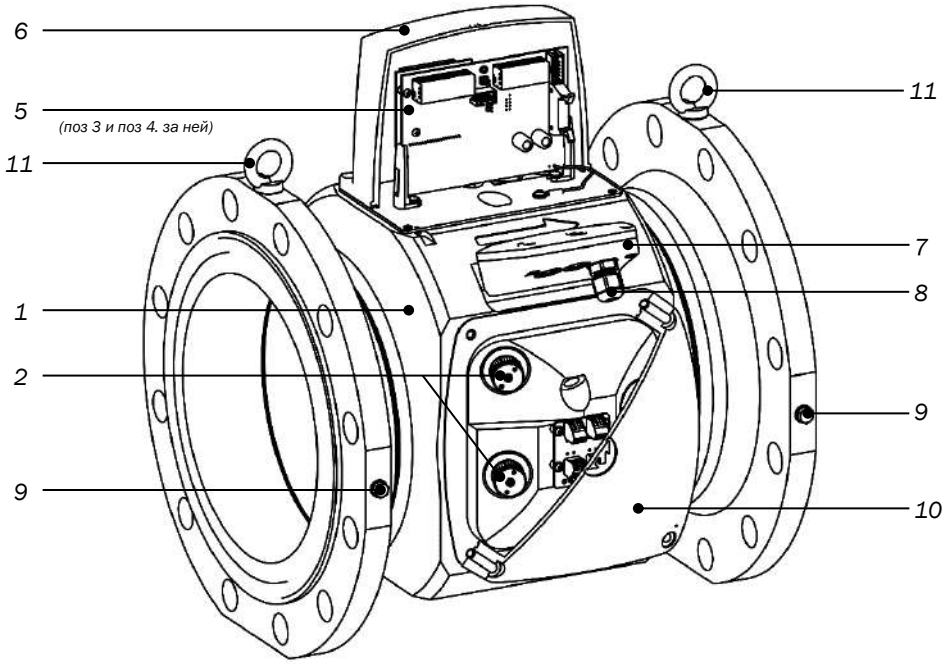
Примечания:
[4] В составе расходомера-счетчика может быть от одного до четырех ПП.
[5] В составе расходомера-счетчика может быть от одного до четырех БИП.
[6] Поставляется по заказу.



а) ПП ИРВИС-Ультра-Пп DN50



б) ПП ИРВИС-Ультра-Пп DN80-DN100



в) ПП ИРВИС-Ультра-Пп DN150-DN400

Рисунок 2 – Конструкция ПП ИРВИС-Ультра
1 – Корпус ППР; 2 – ПЭП; 3 – ППД; 4 – ППТ; 5 – МЭП; 6 – Крышка БПУ; 7 – Клеммная коробка; 8 – Кабельный ввод; 9 – Болт заземления; 10 – Крышка ПЭП; 11 – Рым-болт

3.2.3.1 ППР представляет собой металлический корпус (*поз. 1* на *рис. 2*) с установленными в нем пьезоэлектрическими преобразователями (далее – ПЭП) (*поз. 2* на *рис. 2*), ППД (*поз. 3* на *рис. 2*), ППТ[7] (*поз. 4* на *рис. 2*) и МЭП (*поз. 5* на *рис. 2*). В зависимости от DN ППР может содержать от одной до четырех пар ПЭП.

3.2.3.2 Проточные части ППР с номинальными диаметрами DN 50, DN 80 и DN 100 имеют специально профилированные формы, общие виды которых приведены в приложении К.

3.2.3.3 ППД представляет собой сенсор абсолютного давления, размещенный в металлическом корпусе.

3.2.3.4 ППД выбирается в зависимости от диапазона давления измеряемой среды, указываемой в опросном листе при заказе расходомера-счетчика.

3.2.3.5 Диапазоны измерений применяемых ППД указаны в таблице И.1 приложения И.

3.2.3.6 ППТ представляет собой термометр (термопреобразователь) сопротивления платиновый с классом допуска не хуже В по ГОСТ 6651–2009). с номинальной статической характеристикой 100П или Pt100.

Первичный преобразователь температуры может быть средством измерений утвержденного типа или интегрирован в состав расходомеров-счетчиков.

3.2.3.7 Диапазоны измерений наиболее часто применяющихся ППТ указаны в таблице И.2 приложения И.

3.2.3.8 МЭП предназначен для обработки первичных сигналов ПЭП, ППТ, ППД, формирования выходной цифровой посылки для передачи в регистратор информации, подключения СК и вывода сигналов на контрольный разъем.

3.2.3.9 ППД, ППТ, МЭП и ПЭП (в ПП DN50 – DN100) закрыты крышкой БПУ (*поз. 6* на *рис. 2*). ПЭП в ПП DN150 – DN400 расположены на боковых поверхностях (по четыре с каждой) стороны и закрыты крышками ПЭП (*поз. 10* на *рис. 2*). На боковой поверхности крышки БПУ закреплена маркировочная табличка.

3.2.3.10 На боковой поверхности корпуса ППР расположена клеммная коробка (*поз. 7* на *рис. 2*) с кабельным вводом[8] для СК (*поз. 8* на *рис. 2*). На поверхности корпуса ППР нанесена стрелка, указывающая направление потока. Для подключения к контуру заземления на корпусе предусмотрены болт(ы) заземления (*поз. 9* на *рис. 2*). На каждом из фланцев ПП DN150 – DN400 установлены рым-болты (*поз. 11* на *рис. 2)* для подъема и транспортировки.

3.2.3.11 ПП расходомера-счетчика может работать, как в составе комплектного узла учета со специализированным многоканальным регистратором информации РИ, так и в качестве самостоятельного средства измерения расхода с передачей данных на централизованную АСУТП, либо специализированные корректоры и вычислители.

Габаритные и присоединительные размеры ПП ИРВИС-Ультра-Пп приведены в приложении Б.

3.2.4 БИП обеспечивает питание одного или нескольких первичных преобразователей по искробезопасной цепи, прием данных об измеренных параметрах с одного или нескольких первичных преобразователей, индикацию измеренных параметров, формирует архивы параметров и событий и хранит их в энергонезависимой памяти, передает информацию по интерфейсам RS-232/485 на верхний уровень.

3.2.4.1 В состав БИП входят[9]:

– корпус БИП (для корпусного исполнения);

– блок индикации с кнопками управления (далее – БИ);

– барьер искрозащиты (далее – БИЗ);

– специализированный многоканальный регистратор информации (далее – РИ);

Примечания:

[7] ППТ может быть установлен в защитную гильзу.

[8] Максимальный диаметр СК, на который рассчитан кабельный ввод – 10 мм. По заказу могут быть установлены кабельные вводы для СК в металлорукаве, с максимальным диаметром 15 мм или для СК в бронированном исполнении, с максимальным диаметром 20 мм.

[9] В состав БИП могут быть включены другие блоки, имеющие соответствующие входные и выходные условия применения.

– токовый интерфейс (далее - ТИ)[10];

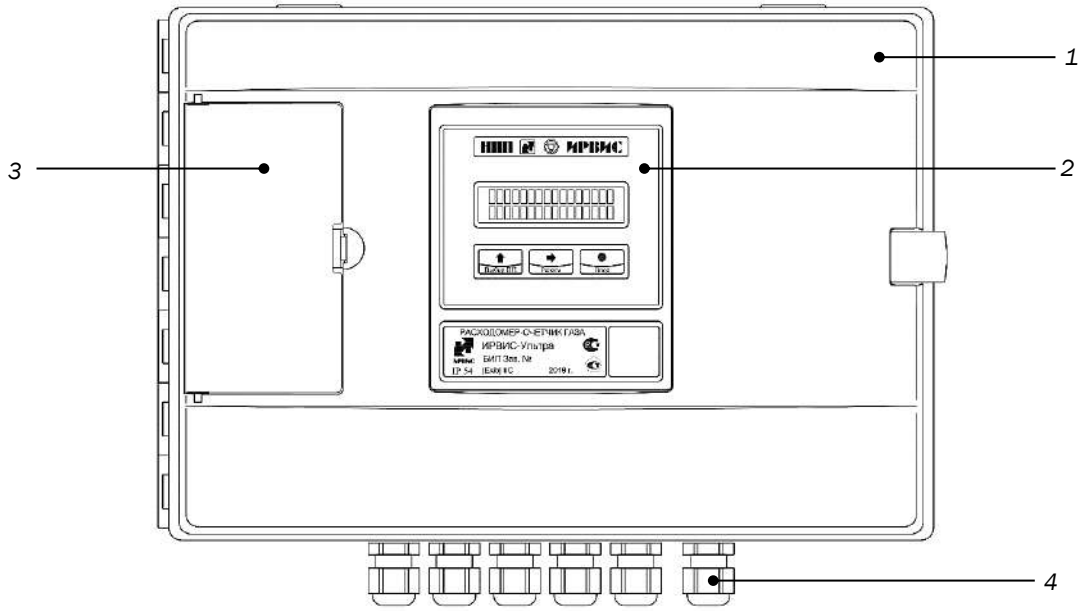
– блок питания сетевой (далее - БПС);

– блок питания внешний (далее - БПВ)[11];

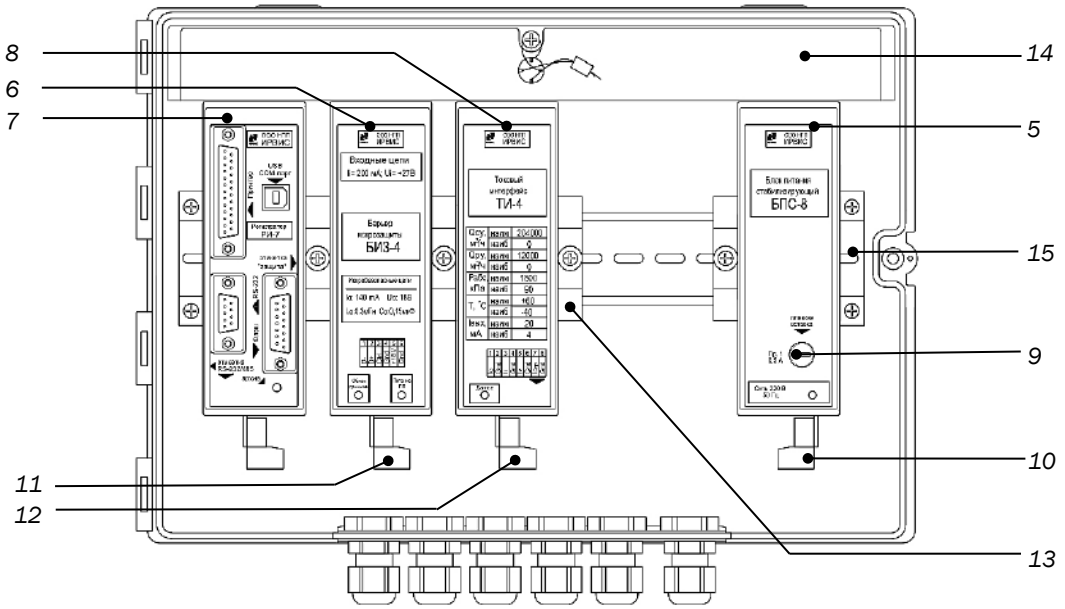
– адаптер внешнего питания (далее - АВП)[12];

– устройство бесперебойного питания ИРВИС-УБП (далее - УБП)[13].

Варианты исполнения БИП приведены на рисунках 3 – 4.



а) Внешний вид БИП в корпусном исполнении



б) Внешний вид БИП в корпусном исполнении (крышка снята)

Рисунок 3 –Корпусное исполнение БИП (одноканальный вариант с токовым интерфейсом) 1 – Корпус; 2 – БИ; 3 – Крышка портов; 4 – Кабельный ввод; 5 –БПС; 6 – БИЗ; 7 – РИ; 8 – ТИ; 9 – Плавкий предохранитель; 10 – Вилка контактной системы для подключения кабеля питания; 11 – Вилка контактной системы для подключения СК; 12 – Вилка контактной системы для подключения интерфейсного кабеля; 13 – Ограничитель; 14 – Защитная планка; 15 – DIN-рейка

[10] Поставляется по заказу.

[11] Только для многоканального исполнения БИП.

[12] Только для многоканального исполнения БИП и БИП с УБП.

[13] Поставляется по заказу

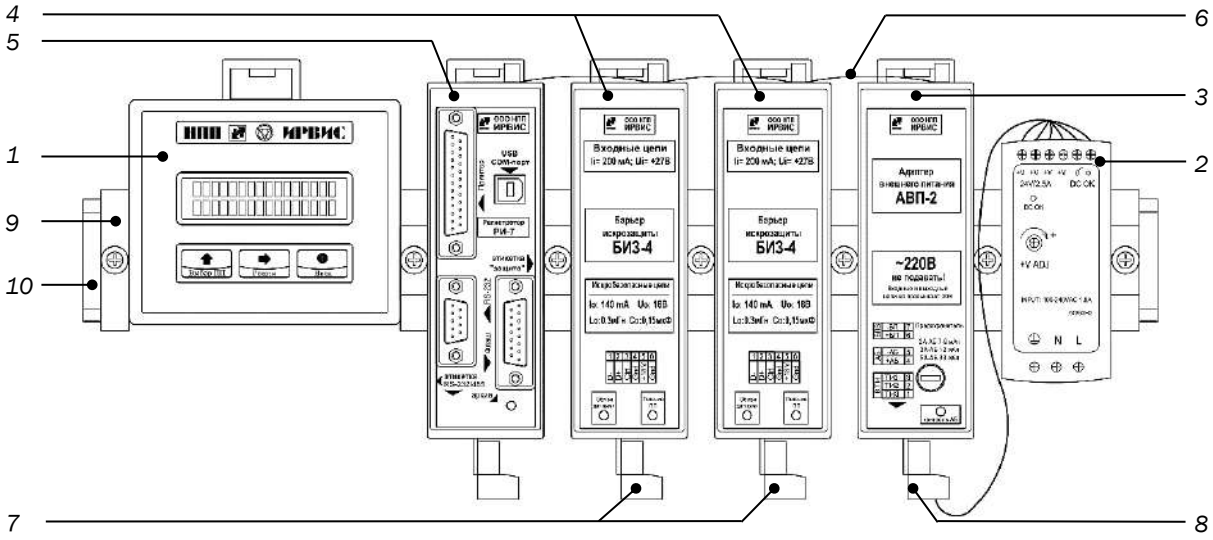


Рисунок 4 – Внешний вид БИП в бескорпусном исполнении (двухканальный вариант)
1 – БИ; 2 – БПВ; 3 – АВП; 4 – БИЗ; 5 – РИ; 6 – КК; 7 – Вилка контактной системы для подключения СК;
8 – Вилка контактной системы для подключения кабеля питания 24 В и интерфейсного кабеля RS-485;
9 – Ограничитель; 10 – DIN-рейка

3.2.4.2 БИ (*поз. 2* на *рис. 3*; *поз. 1* на *рис. 3*) состоит из индикатора и кнопок управления. БИ служит для отображения:

– счетчика объема (массы, энергосодержания) рабочего газа, приведенного к стандартным условиям, счетчика времени наработки;

– объемного (массового) расхода рабочего газа, приведенного к стандартным условиям, расхода рабочего газа при рабочих условиях, абсолютного давления, температуры и индикации событий;

– пользовательского меню, в том числе, при подготовке и печати архивов параметров, событий и договорных констант.

3.2.4.3 БИЗ (*поз. 6* на *рис. 3; поз. 4* на *рис. 4*) служит для предотвращения возникновения электрической искры в случае выхода из строя МЭП, обеспечивая тем самым необходимый уровень взрывозащиты.

На переднюю поверхность БИЗ выведен индикатор питания ПП, представляющий собой двухцветный светодиод.

Зеленое свечение светодиода означает, что БИЗ исправен, есть напряжение 18 В для питания ПП. Красное свечение светодиода означает, что на плате БИЗ вышел из строя предохранитель, напряжение на выходной клемме отсутствует. Отсутствие свечения светодиода означает, что БИЗ вышел из строя, требуется ремонт или замена.

На нижней поверхности БИЗ расположена вилка контактной системы (*поз. 11* на *рис. 3*) для подключения СК.

3.2.4.4 РИ (*поз. 7* на *рис. 3; поз. 5* на *рис. 4*) осуществляет связь с ПП (до 4 штук в многоканальном исполнении) по интерфейсу, управляет отображением информации на индикаторе БИ, формирует архивы параметров и событий и хранит их в энергонезависимой памяти.

РИ по интерфейсу RS-232/485 может передавать в АСУТП следующие параметры[14]:

– температура измеряемой среды в трубопроводе, °С;

Примечание:
[14] Состав и порядок передаваемых параметров может изменяться по ТЗ Заказчика.

– абсолютное давление измеряемой среды в трубопроводе, кПа;

– объемный (массовый) расход измеряемой среды в трубопроводе при стандартных условиях, м^3/ч (кг/ч);

– объем (массу, энергосодержание) измеряемой среды при стандартных условиях, м^3 (кг, Гкал);

– данные из архива параметров и событий за запрашиваемый период времени.

Внешний вид РИ представлен на *рисунке 5*.

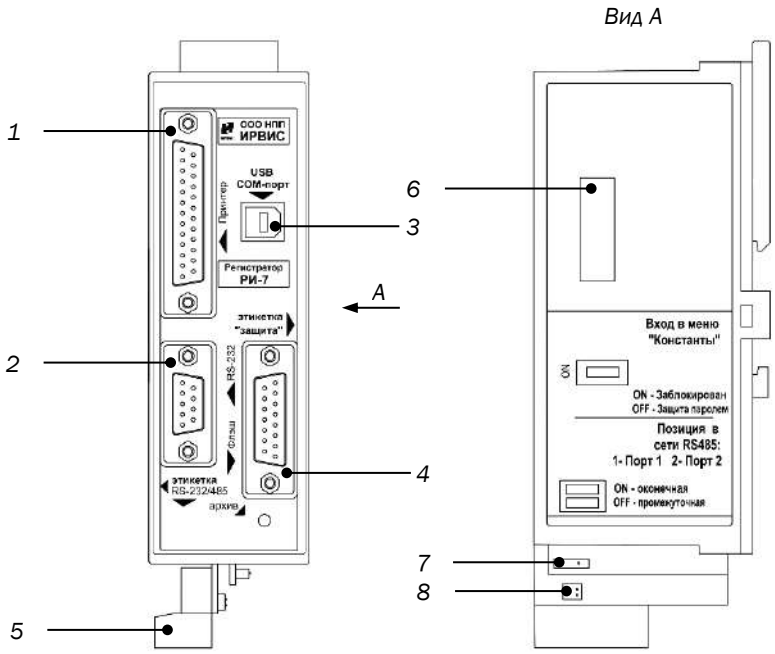


Рисунок 4 – Внешний вид РИ
1 – Разъем LPT-порта; 2 – Разъем порта RS-232; 3 – Разъем USB; 4 – Разъем для подключения флэш-носителя; 5 – Вилка контактной системы для подключения интерфейсного кабеля RS-232/485; 6 – Разъем для подключения БИ
7 – Переключатель для блокировки меню «Константы»; 8 – Переключатель для подключения резистора-терминатора для сети RS-485;

На передней поверхности блока установлены стандартный 25-ти контактный разъем LPT-порта для подключения принтера (*поз. 1* на *рис. 4*); 9-контактный разъем RS-232 2 (порт 1) для подключения внешней цифровой аппаратуры (модем, компьютер, контроллер, принтер и т.п.) (*поз. 2* на *рис. 4*); разъем USB-B (порт 1) для подключения ПК через виртуальный COM-порт (*поз. 3* на *рис. 4*); 15-контактный разъем для подключения флэш-носителя (*поз. 4* на *рис. 4*). На правой боковой поверхности блока РИ установлен разъем для подключения БИ (*поз. 6* на *рис. 4*). На нижней поверхности блока РИ расположена вилка контактной системы для подключения интерфейсных кабелей RS-485 (порты 1 и 2) и RS-232 (порт 2) (*поз. 5* на *рис. 4*), переключатели для блокировки меню «Константы» (*поз. 7* на *рис. 4*) и для подключения резистора-терминатора для сети RS-485 (*поз. 8* на *рис. 4*) (см. этикетку на правой боковой поверхности РИ).

Для доступа к коммуникационным разъемам РИ на крышке корпуса БИП выполнена крышка портов (*поз. 3* на *рис. 3*).

3.2.4.5 ТИ (*поз. 8* на *рис. 3*), преобразует цифровую посылку о текущих параметрах в аналоговые токовые сигналы по ГОСТ 26.011-80 с диапазоном 0...5 либо 4...20 мА.

В случае многоканального исполнения (количество каналов более 2) расходомера-счетчика блок ТИ может быть смонтирован в отдельном корпусе.

3.2.4.6 БПС (*поз. 6* на *рис. 3*; *поз. 4* на *рис. 4*) и служат для создания питающего напряжения по искробезопасной цепи питания, необходимого для работы ПП, в том числе для питания ППД и ППТ (одноканальное исполнение).

На передней поверхности БПС расположены плавкий предохранитель сети (*поз. 9* на *рис. 3*), на нижней поверхности – вилка контактной системы (*поз. 10* на *рис. 3*) для подключения сетевого кабеля 220 В, 50 Гц.

3.2.4.7 БПВ (*поз. 2* на *рис. 4;*) служит для создания питающего напряжения, необходимого для работы от двух до четырех ПП, в том числе для питания ППД и ППТ (многоканальное исполнение). БПВ может установлен в непосредственной близости от БИП или в отдельном шкафу. БПВ не может быть установлен в корпус БИП из-за значительного тепловыделения.

Вид шкафа БПВ и монтажная схема подключения приведены в приложении В.

3.2.4.8 АВП (*поз. 3* на *рис. 4)* служит для передачи питающего напряжения от БПВ на внутреннюю коммуникационную шину БИП.

3.2.4.9 Модули связаны между собой коммуникационным кабелем (далее – КК) (*поз. 6* на *рис. 4*). Разъемы для подключения КК расположены на верхних поверхностях модулей. В БИП корпусного исполнения для защиты от случайного вмешательства разъемы для подключения КК закрыты защитной планкой (*поз. 14* на *рис. 3*). Защитная планка пломбируется. В БИП бескорпусного исполнения места соединений КК с модулями пломбируются разрушаемыми стикирами.

3.2.4.10 Для контроля несанкционированного доступа БИП пломбируется.

3.2.4.11 Для защиты от внешнего воздействия БИП в бескорпусном исполнении монтируется либо в помещении, либо в шкафах управления, шкафах КИП и т.п.

3.2.4.12 Посредством внешнего интерфейса RS-232/485 БИП расходомера-счетчика может быть подключен к ПЭВМ либо АСУТП для передачи данных о текущих параметрах и архивов параметров и событий, накопленных РИ. Протокол передачи данных размещен на сайте ООО НПП «ИРВИС».

3.2.4.13 УБП служит для обеспечения бесперебойной работы расходомера-счетчика при отключении напряжения питающей сети 220 В. УБП состоит из БПВ и блока аккумуляторных батарей (БАБ). В состав БАБ входят две аккумуляторные батареи емкостью 14…120 А·ч. УБП может быть расположено в отдельном шкафу.

Габаритные и присоединительные размеры БАБ, а также время непрерывной работы расходомера-счетчика приведены в приложении В, электрическая схема подключения приведена в приложении Д.

Конструкция шкафа УБП и монтажная схема подключения приведены в приложении В.

3.2.5 ИУ и УПП представляют собой устройства, предназначенные для нормализации потока с целью обеспечения правильности измерений, выполняемых расходомером-счетчиком.

3.2.6 СК представляет собой кабель управления, соответствующий условиям эксплуатации, например, типа МКЭШ, экранированный, с количеством жил не менее 5, сечением не менее 0,35 мм^2.

3.2.6.1 Для дистанционного контроля текущих значений и получения архивов с расходомера-счетчика ультразвукового ИРВИС-Ультра, а также оповещения потребителей и поставщиков газа о нештатной работе расходомеров-счетчиков ультразвуковых ИРВИС-Ультра может применяться модуль телеметрии «ИРВИС-Извещатель».

3.2.7 Программное обеспечение (далее – ПО).

3.2.7.1 ПО обеспечивает реализацию функций расходомеров-счетчиков.

Защита ПО расходомеров-счетчиков от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем разделения, идентификации, защиты от несанкционированного доступа. Идентификация ПО расходомеров-счетчиков осуществляется путем отображения на дисплее структуры идентификационных данных. Часть этой структуры, относящаяся к идентификации ПО расходомеров-счетчиков, представляет собой хэш-сумму (контрольную сумму) ПО. Программный код от непреднамеренных и преднамеренных изменений и считываний защищен с помощью log-битов защиты, ведения доступного только для чтения журнала событий.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО[1)]	Номер версии ПО[2)]	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО расходомеров-счетчиков одноканальных	РИ	950...969	0xCB93C101	CRC-32
ПО расходомеров-счетчиков многоканальных	РИ	970...999	0x233EAABE	CRC-32

Примечания:
[1)] В документации, распечатываемых отчетах, при выводе через интерфейс пользователя, интерфейс связи (RS-232, RS-485) идентификационное наименование ПО, номер аппаратной комплектации, номер версии ПО могут разделяться знаком «дефис» («-»), идентификационное наименование ПО может выводится кириллицей («РИ») или латиницей («RI»).
[2)] Последняя цифра трехзначного номера версии ПО относится к обозначению метрологически незначимой части ПО, по этой причине не влияет на контрольную сумму метрологически значимой части ПО.

3.2.7.2 Доступ к ПО расходомеров-счетчиков для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО системы обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записываются в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования.

3.2.7.3 ПО расходомеров-счетчиков имеет высокий уровень защиты по Р 50.2.077–2014.

3.2.7.4 Для считывания, обработки и анализа архивных и текущих данных с расходомеров-счетчиков может применяться программное обеспечение из пакета «ИРВИС-ТП» (далее – ПО «ИРВИС-ТП»).

3.3 Характеристики

3.3.1 Измеряемая среда:

– природный газ по ГОСТ 5542–2014, попутный нефтяной газ по ГОСТ Р 8.615–2005, водород, гелий, ацетилен, другие горючие газы, воздух, инертные газы, при температуре от минус 40 до плюс 60 °С[15], абсолютном давлении от 0,05 до 16 МПа, (в зависимости от диапазона измерения примененного первичного преобразователя давления и исполнения ПП).

3.3.2 Диапазоны измеряемых объемных расходов определяются согласно методике, изложенной в приложении А1 настоящего документа.

3.3.3 Условия эксплуатации:

1) температура: ПП – от минус 40 до плюс 60 °С[16];

БИП – от минус 10 до плюс 45 °С[17];

2) влажность: не более 95 ± 3 % при температуре 35 °С;

3) атмосферное давление: от 84 до 106,7 кПа.

3.3.4 При неуказанном компонентном составе природного газа расходомер-счетчик выпускается для состава газа природного расчетного по ГСССД 160-93. При вводе в эксплуатацию и в процессе эксплуатации вид среды и компонентный состав природного газа может быть изменен на необходимые значения.

3.3.5 Опционально расходомер-счетчик может быть настроен для измерения расхода как в прямом, так и в обратном направлениях.

3.3.6 Пределы допускаемой относительной погрешности расходомера-счетчика при измерении объемного расхода (объема) газа при рабочих условиях приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Пределы допускаемой относительной погрешности

Кол-во лучей	Диапазон расхода	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода (объема) газа при рабочих условиях, %	
		Исполнение обычной точности	Исполнение повышенной точности
1	$Q^{ру}_{наим} \le Q < Q^{ру}_{пер}$	$\pm\left(0{,}9 + 3{,}6 \cdot \frac{Q^{ру}_{пер} - Q}{Q^{ру}_{пер} - Q^{ру}_{наим}} \frac{Q^{ру}_{наим}}{Q}\right)$, но не более 5,0%	$\pm\left(0{,}8 + 3{,}2 \cdot \frac{Q^{ру}_{пер} - Q}{Q^{ру}_{пер} - Q^{ру}_{наим}} \frac{Q^{ру}_{наим}}{Q}\right)$, но не более 5,0%
	$Q^{ру}_{пер} \le Q \le Q^{ру}_{наиб}$	±0,9	±0,8
2	$Q^{ру}_{наим} \le Q < Q^{ру}_{пер}$	$\pm\left(0{,}8 + 2{,}2 \cdot \frac{Q^{ру}_{пер} - Q}{Q^{ру}_{пер} - Q^{ру}_{наим}} \frac{Q^{ру}_{наим}}{Q}\right)$, но не более 5,0%	$\pm\left(0{,}6(0{,}7^{1)}) + 1{,}9(2{,}3^{1)}) \cdot \frac{Q^{ру}_{пер} - Q}{Q^{ру}_{пер} - Q^{ру}_{наим}} \frac{Q^{ру}_{наим}}{Q}\right)$, но не более 5,0%
	$Q^{ру}_{пер} \le Q \le Q^{ру}_{наиб}$	±0,8	±0,6(±0,7[1)])
3	$Q^{ру}_{наим} \le Q < Q^{ру}_{пер}$	$\pm\left(0{,}7 + 1{,}8 \cdot \frac{Q^{ру}_{пер} - Q}{Q^{ру}_{пер} - Q^{ру}_{наим}} \frac{Q^{ру}_{наим}}{Q}\right)$, но не более 5,0%	$\pm\left(0{,}55(0{,}7^{1)}) + 1{,}45(1{,}8^{1)}) \cdot \frac{Q^{ру}_{пер} - Q}{Q^{ру}_{пер} - Q^{ру}_{наим}} \frac{Q^{ру}_{наим}}{Q}\right)$, но не более 5,0%
	$Q^{ру}_{пер} \le Q \le Q^{ру}_{наиб}$	±0,7	±0,55(±0,7[1)])
4	$Q^{ру}_{наим} \le Q < Q^{ру}_{пер}$	$\pm\left(0{,}6(0{,}7^{1)}) + 1{,}4(1{,}8^{1)}) \cdot \frac{Q^{ру}_{пер} - Q}{Q^{ру}_{пер} - Q^{ру}_{наим}} \frac{Q^{ру}_{наим}}{Q}\right)$, но не более 5,0%	$\pm\left(0{,}5(0{,}7^{1)}) + 1{,}0(1{,}3^{1)}) \cdot \frac{Q^{ру}_{пер} - Q}{Q^{ру}_{пер} - Q^{ру}_{наим}} \frac{Q^{ру}_{наим}}{Q}\right)$, но не более 5,0%
	$Q^{ру}_{пер} \le Q \le Q^{ру}_{наиб}$	±0,6(±0,7[1)])	±0,5(±0,7[1)])
4 (при трех активных лучах)	$Q^{ру}_{наим} \le Q < Q^{ру}_{пер}$	$\pm\left(0{,}8 + 1{,}7 \cdot \frac{Q^{ру}_{пер} - Q}{Q^{ру}_{пер} - Q^{ру}_{наим}} \frac{Q^{ру}_{наим}}{Q}\right)$, но не более 5,0%	$\pm\left(0{,}7 + 1{,}3 \cdot \frac{Q^{ру}_{пер} - Q}{Q^{ру}_{пер} - Q^{ру}_{наим}} \frac{Q^{ру}_{наим}}{Q}\right)$, но не более 5,0%

Примечания:

[15] По специальному заказу возможно исполнение с диапазоном измерения температуры от минус 40 до плюс 70 °С.

[16] По специальному заказу возможно исполнение ПП от минус 40 до плюс 70 °С.

[17] По специальному заказу возможны исполнения БИП:

– от минус 40 °С до плюс 45 °С;

– от минус 10 °С до плюс 70 °С.

В случае эксплуатации БИП в исполнении от минус 10 °С до плюс 45 °С при более низких температурах возможны затруднения визуализации показаний на БИ в связи с подмерзанием жидкокристаллического индикатора, при этом работоспособность БИП сохраняется.

Кол-во лучей	Диапазон расхода	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода (объема) газа при рабочих условиях, %	
		Исполнение обычной точности	Исполнение повышенной точности
	$Q^{ру}_{пер} \le Q \le Q^{ру}_{наиб}$	±0,8	±0,7
8	$Q^{ру}_{наим} \le Q < Q^{ру}_{пер}$	$\pm\left(0{,}5(0{,}7^{1)}) + 1{,}0(1{,}3^{1)}) \cdot \frac{Q^{ру}_{пер} - Q}{Q^{ру}_{пер} - Q^{ру}_{наим}} \frac{Q^{ру}_{наим}}{Q}\right)$, но не более 5,0%	-
	$Q^{ру}_{пер} \le Q \le Q^{ру}_{наиб}$	±0,5(±0,7[1)])	-
8 (при шести, семи активных лучах)	$Q^{ру}_{наим} \le Q < Q^{ру}_{пер}$	$\pm\left(0{,}7 + 1{,}3 \cdot \frac{Q^{ру}_{пер} - Q}{Q^{ру}_{пер} - Q^{ру}_{наим}} \frac{Q^{ру}_{наим}}{Q}\right)$, но не более 5,0%	-
	$Q^{ру}_{пер} \le Q \le Q^{ру}_{наиб}$	±0,7	-

Где:
$Q^{ру}_{наим}$ – наименьшее значение измеряемого объемного расхода при рабочих условиях;
$Q^{ру}_{пер}$ – переходное значение измеряемого объемного расхода при рабочих условиях;
$Q^{ру}_{наиб}$ – наибольшее значение измеряемого объемного расхода при рабочих условиях;
Q – измеренное значение объемного расхода при рабочих условиях;
Значения $Q^{ру}_{наим}$, $Q^{ру}_{пер}$ и $Q^{ру}_{наиб}$ определяются в соответствии с приложением А1 и/или при помощи программного комплекса «ИРВИС-ТП» (модуль «ИРВИС-ТП. Расчет погрешности»).

Примечание:
[1)] Пределы допускаемой относительной погрешности при периодической поверке имитационным методом.

3.3.7 Пределы основной допускаемой относительной погрешности расходомера-счетчика при измерении давления равны ±0,25 %.

3.3.8 Пределы основной допускаемой относительной погрешности расходомера-счетчика при измерении температуры равны ±0,25 %.

3.3.9 Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, массы газа, энергосодержания природного газа, количества теплоты водяного пара с учетом погрешностей измерения объемного расхода, давления, температуры и вычисления коэффициента сжимаемости, без учета погрешности метода расчета коэффициента сжимаемости, плотности и погрешности определения компонентного состава приведены в таблице 3.

Таблица 3 –Пределы допускаемой основной относительной погрешности

Кол-во лучей	Диапазон расхода	Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, массы газа, энергосодержания природного газа, количества теплоты водяного пара с учетом погрешностей измерения объемного расхода, давления, температуры и вычисления коэффициента сжимаемости, без учета погрешности метода расчета коэффициента сжимаемости, плотности и погрешности определения компонентного состава, %	
		Исполнение обычной точности	Исполнение повышенной точности
1	$Q^{су}_{наим} \le Q < Q^{су}_{пер}$	$\pm\left(1 + 4 \cdot \frac{Q^{су}_{пер} - Q}{Q^{су}_{пер} - Q^{су}_{наим}} \frac{Q^{су}_{наим}}{Q}\right)$	$\pm\left(0{,}9 + 3{,}6 \cdot \frac{Q^{су}_{пер} - Q}{Q^{су}_{пер} - Q^{су}_{наим}} \frac{Q^{су}_{наим}}{Q}\right)$
	$Q^{су}_{пер} \le Q \le Q^{су}_{наиб}$	±1,0	±0,9
2	$Q^{су}_{наим} \le Q < Q^{су}_{пер}$	$\pm\left(1 + 2{,}5 \cdot \frac{Q^{су}_{пер} - Q}{Q^{су}_{пер} - Q^{су}_{наим}} \frac{Q^{су}_{наим}}{Q}\right)$	$\pm\left(0{,}75(0{,}8^{1)}) + 2{,}25(2{,}7^{1)}) \cdot \frac{Q^{су}_{пер} - Q}{Q^{су}_{пер} - Q^{су}_{наим}} \frac{Q^{су}_{наим}}{Q}\right)$
	$Q^{су}_{пер} \le Q \le Q^{су}_{наиб}$	±1,0	±0,75(±0,8[1)])
3	$Q^{су}_{наим} \le Q < Q^{су}_{пер}$	$\pm\left(0{,}8 + 2{,}2 \cdot \frac{Q^{су}_{пер} - Q}{Q^{су}_{пер} - Q^{су}_{наим}} \frac{Q^{су}_{наим}}{Q}\right)$	$\pm\left(0{,}7(0{,}8^{1)}) + 1{,}8(2{,}2^{1)}) \cdot \frac{Q^{су}_{пер} - Q}{Q^{су}_{пер} - Q^{су}_{наим}} \frac{Q^{су}_{наим}}{Q}\right)$
	$Q^{су}_{пер} \le Q \le Q^{су}_{наиб}$	±0,8	±0,7(±0,8[1)])
4	$Q^{су}_{наим} \le Q < Q^{су}_{пер}$	$\pm\left(0{,}7(0{,}8^{1)}) + 1{,}8(2{,}2^{1)}) \cdot \frac{Q^{су}_{пер} - Q}{Q^{су}_{пер} - Q^{су}_{наим}} \frac{Q^{су}_{наим}}{Q}\right)$	$\pm\left(0{,}65(0{,}8^{1)}) + 1{,}35(1{,}7^{1)}) \cdot \frac{Q^{су}_{пер} - Q}{Q^{су}_{пер} - Q^{су}_{наим}} \frac{Q^{су}_{наим}}{Q}\right)$
	$Q^{су}_{пер} \le Q \le Q^{су}_{наиб}$	±0,7(±0,8[1)])	±0,65(±0,8[1)])
4 (при трех активных лучах)	$Q^{су}_{наим} \le Q < Q^{су}_{пер}$	$\pm\left(0{,}9 + 2{,}1 \cdot \frac{Q^{су}_{пер} - Q}{Q^{су}_{пер} - Q^{су}_{наим}} \frac{Q^{су}_{наим}}{Q}\right)$	$\pm\left(0{,}7 + 1{,}8 \cdot \frac{Q^{су}_{пер} - Q}{Q^{су}_{пер} - Q^{су}_{наим}} \frac{Q^{су}_{наим}}{Q}\right)$
	$Q^{су}_{пер} \le Q \le Q^{су}_{наиб}$	±0,9	±0,8
8	$Q^{су}_{наим} \le Q < Q^{су}_{пер}$	$\pm\left(0{,}7(0{,}8^{1)}) + 1{,}8(2{,}2^{1)}) \cdot \frac{Q^{су}_{пер} - Q}{Q^{су}_{пер} - Q^{су}_{наим}} \frac{Q^{су}_{наим}}{Q}\right)$	-

Кол-во лучей	Диапазон расхода	Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, массы газа, энергосодержания природного газа, количества теплоты водяного пара с учетом погрешностей измерения объемного расхода, давления, температуры и вычисления коэффициента сжимаемости, без учета погрешности метода расчета коэффициента сжимаемости, плотности и погрешности определения компонентного состава, %	
		Исполнение обычной точности	Исполнение повышенной точности
8 (при шести, семи активных лучах)	$Q^{су}_{пер} \le Q \le Q^{су}_{наиб}$	±0,7(±0,8[1)])	-
	$Q^{су}_{наим} \le Q < Q^{су}_{пер}$	$\pm\left(0{,}9 + 2{,}1 \cdot \frac{Q^{су}_{пер} - Q}{Q^{су}_{пер} - Q^{су}_{наим}} \frac{Q^{су}_{наим}}{Q}\right)$	-
	$Q^{су}_{пер} \le Q \le Q^{су}_{наиб}$	±0,9	-

Где:
$Q^{су}_{наим}$ – наименьшее значение измеряемого объемного расхода при стандартных условиях;
$Q^{су}_{пер}$ – переходное значение измеряемого объемного расхода при стандартных условиях;
$Q^{су}_{наиб}$ – наибольшее значение измеряемого объемного расхода при стандартных условиях;
Q – измеренное значение объемного расхода при стандартных условиях;
Способ определения $Q^{су}_{наим}$, $Q^{су}_{пер}$ и $Q^{су}_{наиб}$ определяются в соответствии с приложением А1 и/или при помощи программного комплекса «ИРВИС-ТП» (модуль «ИРВИС-ТП. Расчет погрешности»).

Примечание:
[1)] Пределы допускаемой относительной погрешности при периодической поверке имитационным методом.

3.3.10 Пределы основной допускаемой относительной погрешности при вычислении объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям (массы) газа, обусловленной алгоритмом вычислений и его программной реализацией составляют ±0,01 %.

3.3.11 Пределы основной допускаемой относительной погрешности преобразования цифровых сигналов в выходные аналоговые (токовые) составляют ±0,2 %.

3.3.12 Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении интервала времени и счетчика времени наработки составляют ±0,01 %.

3.3.13 Пределы дополнительной относительной погрешности при измерении объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям (массы газа), энергосодержания природного газа, количества теплоты водяного пара с учетом погрешностей измерения объемного расхода, давления, температуры и вычисления коэффициента сжимаемости, без учета погрешности метода расчета коэффициента сжимаемости, плотности и погрешности определения компонентного состава, от влияния изменения температуры окружающей среды от (20±5) °С в рабочем диапазоне температур, %/10 °С равны ±0,1 %.

3.3.14 Параметры электрического питания:

– напряжение переменного тока: (220^{+22}_{-33}) В;

– частота: (50 ± 2) Гц.

3.3.15 Параметры электрического питания при использовании элементов питания:

– напряжение постоянного тока: 3,6 (7,2) В;

– срок службы элементов питания: не менее 3 лет.

3.3.16 Потребляемая мощность: не более 25 Вт.

3.3.17 Длина СК: не более 400 м.

3.3.18 Расходомеры-счетчики обеспечивают стойкость к кратковременным воздействиям напряжения питающей сети 380 В с заменой предохранителей.

3.3.19 Тип соединения ПП с трубопроводом должен иметь исполнение, соответствующее условиям применения.

3.3.20 Габаритные и присоединительные размеры расходомера-счетчика соответствуют указанным в приложении Б.

3.3.21 Масса составных частей расходомера-счетчика соответствующего исполнения указана в таблице 4.

Таблица 4 – Масса составных частей

Масса ИРВИС-Ультра-Пп-16, кг							
ПП DN50	ПП DN80	ПП DN100	ПП DN150	ПП DN200	ПП DN300	ПП DN400	БИП
6	15	19	50	70	135	245	3,7

3.3.22 Суммарные потери давления при установке ПП должны быть не более чем рассчитанные по следующему соотношению:

$$\Delta P_{сум} = 2{,}16 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{(\varsigma_{пп}+\varsigma_{упп})\cdot\rho_н\cdot Q_{наиб}^2\cdot T_р}{(P_б+P_{изб})\cdot DN^4}, \text{ Па} \quad (1)$$

где: $\rho_н$ – плотность рабочего газа при стандартных условиях, кг/м³;

$Q_{наиб}$ – наибольший измеряемый расход рабочего газа, приведенный к стандартным условиям, м³/ч;

$T_р$ – температура рабочего газа, К;

$P_б$ – барометрическое давление, Па;

$P_{изб}$ – избыточное давление в магистрали, Па;

DN – номинальный диаметр ПП, м;

$\varsigma_{пп}$, $\varsigma_{УПП}$ – коэффициенты потерь давления на ПП ИРВИС-Ультра и УПП[18]. марок «Турбулизатор-У» (У-Эндо) и «Турбулизатор-Шг» соответственно (указаны в таблице 5)

Таблица 5 – Коэффициенты потерь давления

DN	$\varsigma_{пп}$	$\varsigma_{УПП}$	
	ИРВИС-Ультра-Пп	Турбулизатор-У (У-Эндо)	Турбулизатор-Шг (Шг-Эндо)
50	0,513	2,2	6,7
80	0,45	2,45	6,0
100	0,40	2,1	6,4
150	0,25	2,0	5,5
200		2,75	6,4
300		2,5	13,8
400		2,3	18,5

Расчет $\varsigma_{пп}$ для модификации ИРВИС-Ультра-Пп-DN50-G25 выполняется в следующем порядке:

1) Определяется кинематическая вязкость газа при заданной температуре:

$$\nu_{Тр} = 1{,}3067 \cdot 10^{-5} + 1{,}0563 \cdot 10^{-7} \cdot T_р, \text{ м}^2/\text{с} \quad (1.1)$$

2) Определяется число Рейнольдса при $Q_{наиб}$:

$$Re = 4 \cdot Q_{наиб}/(3600 \cdot \pi \cdot DN \cdot \nu_{Тр}) \quad (1.2)$$

3) Определяется $\varsigma_{пп}$:

$$\varsigma_{пп} = 401{,}83 \cdot Re^{-0{,}1473} \quad (1.3)$$

3.3.23 Расходомер-счетчик способен выдерживать перегрузку по расходу равную $2Q_{наиб}$.

3.3.24 По устойчивости к воздействию окружающей среды:

– ПП расходомеров-счетчиков пылеводозащищённого исполнения со степенью защиты IP65 по ГОСТ 14254–2015;

– БИП расходомеров-счетчиков пылеводозащищённого исполнения со степенью защиты IP54 по ГОСТ 14254–2015.

Степень устойчивости к воздействию окружающей среды БИП в бескорпусном исполнении определяется степенью защиты шкафа (корпуса), в котором он установлен (не менее IP54).

Примечание:

[18] При отсутствии УПП соответствующий коэффициент потерь $\varsigma_{упп}$ равен нулю.

3.3.25 По стойкости к механическим воздействиям расходомер-счетчик имеет виброустойчивое исполнение N2 по ГОСТ Р 52931-2008:

– частота синусоидальных вибраций: от 10 до 55 Гц;

– амплитуда смещения для частоты ниже частоты перехода: 0,35 мм.

3.3.26 ПП имеют маркировку взрывозащиты 1Ex ib II CT4 Gb X, предназначены для применения во взрывоопасных зонах в соответствии с установленной маркировкой взрывозащиты, требованиями ТР ТС 012/2011, ГОСТ IEC 60079-14-2013, других нормативных документов, регламентирующих применения электрооборудования во взрывоопасных зонах, и настоящего руководства.

3.3.27 БИП имеют маркировку взрывозащиты [Ex ib Gb] IIC, предназначены для применения вне взрывоопасных зон в соответствии с установленной маркировкой взрывозащиты, требованиями ТР ТС 012/2011, ГОСТ IEC 60079-14-2013, других нормативных документов, регламентирующих применения электрооборудования вне взрывоопасных зон, и настоящего руководства.

3.3.28 Норма средней наработки на отказ расходомеров-счетчиков с учетом технического обслуживания составляет не менее 80 000 ч.

Критерием отказа является несоответствие предела допускаемой основной относительной погрешности расходомера-счетчика требованиям п. 3.3.6, выход из строя одного из первичных преобразователей: объемного (массового) расхода, температуры или давления.

3.3.29 Средний срок службы: 15 лет.

3.3.30 Среднее время восстановления работоспособного состояния: не более 2 часов.

3.3.31 Ресурс литиевого элемента питания РИ для часов реального времени: 4 года. Замену элемента питания рекомендуется осуществлять при периодической поверке.

3.3.32 Предприятие-изготовитель гарантирует соответствие ИРВИС-Ультра требованиям технических условий ИРВС 9100.0000.00 ТУ7 при соблюдении условий транспортирования, хранения, монтажа и эксплуатации.

3.3.33 Комплектность

Комплект поставки расходомера-счетчика представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Кол-во	Примечание
Расходомер-счетчик ультразвуковой ИРВИС-Ультра в составе:	В зависимости от модификации	1 шт.	
- первичный преобразователь	В зависимости от модификации	от 1 до 4 шт.	Количество определяется по заказу. Комплектность каждого из первичных преобразователей указана в паспорте на расходомер-счетчик.
- блок интерфейса и питания	В зависимости от исполнения	до 4 шт.	Количество определяется по заказу. Комплектность каждого из блоков интерфейса и питания указана в паспорте на расходомер-счетчик.
- измерительные участки	В зависимости от исполнения	до 4 компл.	Поставляются по заказу
- устройство подготовки потока	В зависимости от модификации	до 4 шт.	Поставляется по заказу
Дублирующий первичный преобразователь давления	В зависимости от типа	от 1 до 4 шт	Поставляется по заказу.
Дублирующий первичный преобразователь температуры	В зависимости от типа	от 1 до 4 шт	Поставляется по заказу.
Первичный преобразователь давления для измерения параметров окружающего воздуха	В зависимости от типа	от 1 до 4 шт	Поставляется по заказу.
Первичный преобразователь температуры для измерения параметров окружающего воздуха	В зависимости от типа	от 1 до 4 шт	Поставляется по заказу.
ИРВИС-Извещатель	–	от 1 шт.	Поставляется по заказу
Шлюз (адаптер) интерфейса проводной(беспроводной) связи	В зависимости типа	от 1 шт.	Поставляется по заказу
Расходомеры-счетчики ультразвуковые ИРВИС-Ультра. Паспорт	ИРВС 9100.0000.00 ПС7	1 экз.	–
Расходомеры-счетчики ультразвуковые ИРВИС-Ультра. Руководство по эксплуатации	ИРВС 9100.0000.00 РЭ7	1 экз.	Может поставляться в электронном виде
Шкаф КИП	В зависимости от исполнения	от 1 до 4 шт.	Поставляется по заказу
УБП	В зависимости от исполнения	от 1 шт.	Поставляется по заказу

3.4 Работа

3.4.1 Принцип действия расходомера-счетчика основан на измерении разности времён прохождения импульсов ультразвуковых колебаний по направлению движения потока рабочего газа и против него. Учет знака разности времен прохождения ультразвуковых колебаний позволяет измерять расход, как в прямом, так в обратном направлениях, реверсивные потоки газа. Возбуждение импульсов производится ПЭП, установленными на измерительном участке трубопровода, в котором производится измерение расхода газа.

При наличии расхода измеряемой среды через ПП формируется сигнал пропорциональный объемному расходу при рабочих условиях.

ПЭП работают попеременно в режиме приемник-излучатель и обеспечивают излучение и прием ультразвуковых импульсов. Движение газа вызывает изменение времени полного распространения ультразвуковых сигналов по потоку и против него. Разность времени прямого и обратного прохождения ультразвуковых импульсов пропорциональна скорости движения рабочего газа. Градуировочная зависимость расходомера-счетчика, полученная в результате сличения с образцовым расходомером, позволяет по измеренной разности времени прохождения определять значение объемного расхода среды, в прямом и обратном направлениях.

В ПП сигналы ПЭП, ППД и ППТ обрабатываются в БПУ, где микроконтроллер МЭП по трем измеренным сигналам определяет текущий объемный (массовый) расход, объем, приведенные к стандартным условиям (Т = 293,15 К; Р = 101325 Па), (массу, энергосодержание измеряемой среды). По запросу, периодически поступающему от РИ, текущие данные в цифровом виде передаются через СК и БИЗ в РИ.

Для формирования архивов среднечасовых и среднесуточных значений параметров используется РИ. В РИ имеются часы реального времени (далее ЧРВ), с помощью которых осуществляется привязка данных по времени.

В случае наличия в комплектации расходомера-счетчика токового интерфейса, РИ в цифровом виде передает данные о текущих значениях параметров ТИ. ТИ преобразует цифровую посылку в нормализованные токовые сигналы 0…5 либо 4…20 мА.

Блок-схема расходомера-счетчика приведена в приложении Д.

3.4.2 Метод измерений и алгоритм работы расходомеров-счетчиков ИРВИС-Ультра приведены в приложении А.

3.4.3 При отключении напряжения питания, значения объема измеряемой среды, приведенного к стандартным условиям (массы, энергосодержания), и суммарного времени работы расходомера-счетчика, записанные в энергонезависимую память, сохраняются неограниченно долгое время.

3.4.4 Работа РИ.

При включении питания ИРВИС-Ультра на индикаторе БИП в верхней строке слева отображается тип регистратора и номер версии рабочей программы в данном экземпляре РИ, разделенные знаком «-».

В комплектации прибора возможно наличие от 1 до 4 ПП, каждый из которых через соответствующий БИЗ подключен к общей входной шине данных РИ. Вычисление текущих значений измеряемых параметров газа по сигналам с датчиков и накопленного объема газа, приведенного к стандартным условиям, ведется в каждом ПП автономно контроллером МЭП. Все ПП в комплектации прибора имеют индивидуальные неповторяющиеся адреса. Раз в секунду РИ производит циклический опрос четырех информационных каналов. При конфигурировании прибора производится подключение ПП к РИ: каждому информационному каналу назначается адрес соответствующего ПП, после чего начинается циклический опрос данных. Если в составе прибора менее четырех ПП, то возможно подключение одного ПП к нескольким информационным каналам РИ для дублирования архивов. Номер информационного канала не имеет привязки к конкретному аппаратному каналу связи. Запрос от РИ поступает через БИЗ и СК на все ПП одновременно, ответ приходит только от ПП, адрес которого содержался в запросе. Выбор команды «отключить ПП» при конфигурировании прибора не приводит к прекращению процесса опроса и ведения архивов какого-либо из подключенных ранее ПП, но указанному информационному каналу присваивается признак свободного, т.е. разрешается

подключение к нему ПП с другим адресом. Вывод данных на индикацию и распечатка архивов с отключенного ПП не производится.

Из данных, передаваемых ПП в ответах на запросы, РИ формирует и сохраняет в энергонезависимой памяти архив параметров и архив событий. Изменения в договорных константах и составе рабочей среды сохраняются в архиве констант. По каждому из четырех информационных каналов обеспечивается сохранение 1200 записей в посуточном архиве параметров, 2400 записей в почасовом архиве параметров, 24000 записей в архиве событий (с периодом 6 минут), 200 записей по вводу состава газа в архиве констант (12 компонентов и плотность), 50 записей по вводу договорных параметров в архиве констант.

Кроме четырех информационных каналов, к которым подключаются ПП, в РИ имеется возможность задействовать до пяти виртуальных каналов. Виртуальные каналы обеспечивают доступ пользователя к комбинациям суммарных и разностных расходов. Расчет расхода для каждого из виртуальных каналов определяется введенной пользователем формулой, в которой используются расходы, приведенные к стандартным условиям, полученные с ПП. По каждому из задействованных виртуальных каналов могут выводиться текущие данные по расходу на БИ и протоколы архива параметров на распечатку.

РИ имеет возможность подключения по интерфейсу RS-232/485 к COM-порту компьютера, или к портам RS-232, RS-485 иного устройства телеметрии: модема, промышленного контроллера, преобразователя интерфейса и т.п. При подключении выхода RS-485 РИ к порту RS-232 устройства телеметрии необходимо использовать преобразователь RS-485/232. В случае подключения к одному компьютеру нескольких расходомеров-счетчиков, должна использоваться сеть устройств, соединенных через интерфейс RS-485 либо через телефонную сеть и модемы, подключаемые к RS-232.

Регистратор РИ имеет два логических последовательных порта. Первый порт имеет два физических интерфейса: 9-контактный разъем RS-232 на передней панели и три клеммы RS-485 в нижней части блока, а также виртуальный COM-порт (разъем USB-B лицевой панели РИ), второй порт – два физических интерфейса: три клеммы RS-232 и три клеммы RS-485 в нижней части блока в нижней части блока.

Возможен одновременный опрос порта 1 и порта 2 двумя системами телеметрии. Если запросы двух систем телеметрии поданы одновременно на два разных выхода RS-232 и RS-485, подключенных к одному и тому же порту, ответы на запросы не будут выданы. Перед задействованием портов регистратора не требуется никаких настроек, кроме скорости связи для порта 1 и порта 2, которая задается из меню «Константы».

При подключении РИ к компьютеру или устройству телеметрии имеется возможность дистанционного считывания архивов и рабочих диапазонов по давлению, температуре, расходу. С компьютера можно изменить компонентный состав и плотность рабочей среды, название предприятия, значения отчетного часа, даты и времени. Для защиты от несанкционированного доступа к этим данным линия связи может быть защищена паролем, возможность изменения состава рабочей среды может быть заблокирована. В любом случае, факт изменения параметров фиксируется в архиве событий, а введенные значения – в архиве констант.

РИ имеет возможность вывода архивов для печати на принтере. Принтер обязательно должен быть DOS-совместимый, т.е. поддерживающий печать символов по кодовой таблице. В случае, если принтер не русифицирован, т.е. не поддерживает кодовую страницу 866 с кириллицей, следует распечатывать отчеты в режиме транслитерации по ГОСТ 7.79-2000. Основным способом подключения принтера к РИ является параллельный интерфейс CENTRONICS: 25-контактный разъем для подключения принтера расположен на передней панели РИ. Для подключения используется кабель из комплекта к принтеру. Имеется техническая возможность подключения удаленного принтера к порту 1 через интерфейс RS-232 или через интерфейс RS-485 и преобразователь RS-485/232.

Для сбора данных в электронном виде из РИ на компьютер при отсутствии технических средств связи предназначен комплект «Диспетчеризация ногами». Комплект «Диспетчеризация ногами» состоит из флэш-носителя, адаптера ПК и программного обеспечения. Флэш-носитель является аналогом твердотельных карт памяти (флэш-памяти), но с учетом условий эксплуатации выполнен в корпусе вилки 15-контактного разъема. Запись данных производится РИ автоматически при подключении флэш-

носителя к ответному разъему, установленному на передней панели РИ. Флэш-носитель по выбору пользователя может применяться для переноса на компьютер двух типов данных: либо архивов, накопленных в энергонезависимой памяти РИ, либо хронологических последовательностей «мгновенных» значений измеряемых параметров – трендов. Считывание архивов и трендов производится через адаптер ПК. Имеется две модификации адаптера: для подключения к COM-порту и для подключения к USB-порту компьютера. Для считывания на компьютер архивов из флэш-носителя или непосредственно из РИ предназначена программа «Ирвис-ТП. Коммерческий отчет (RiCom)», эта же программа применяется для считывания трендов из флэш-носителя.

Программы размещены на сайте ООО НПП «ИРВИС».

3.4.4.1 Отсчет времени.

При отключенном питании БИП, отсчет даты и времени производится по часам реального времени (ЧРВ), аппаратно реализованным в РИ. Источником питания для ЧРВ, на время отсутствия питания БИП, служит литиевый элемент. Срок его эксплуатации до замены определяется временем хранения расходомера-счетчика без включения сетевого питания, но не менее 4 лет. При включенном питании БИП отсчет времени производится по внутреннему таймеру РИ, в конце каждого часа производится синхронизация ЧРВ и таймера. При отказе ЧРВ отсчет времени также производится по внутреннему таймеру РИ. Для исключения нарушений структуры архивов при отказе ЧРВ или при переводе даты, времени, в РИ обеспечивается учет времени наработки (Тнар). Под временем наработки понимается суммарное время работы РИ (время, когда было включено питание). Отсчет Тнар ведется по внутреннему таймеру РИ независимо от ЧРВ. Отсчет Тнар начинается при первом включении расходомера-счетчика от нуля и далее ведется в цикле до максимальной величины 65535 часов (7,5 лет). При отключении питания накопленное значение Тнар сохраняется в памяти РИ неизменным. Периодический контроль Тнар по индикатору дает возможность выявить факты выключения расходомера-счетчика даже без распечатки архивов.

Сохранение данных в архиве РИ производится в соответствии с очередностью их поступления – в порядке возрастания времени наработки РИ с привязкой к календарной дате и времени. Распределение архивных записей по контрактным суткам определяется действующим значением контрактного часа (завершающего часа отчетных суток).

При вводе нового значения контрактного часа, текущие сутки завершаются по «старому» значению контрактного часа. Следующие сутки являются переходными, т.е. они начинаются по «старому» значению контрактного часа, но завершаются уже по «новому» значению. Длительность этих переходных суток может составлять от 1 часа до 47 часов при изменении значения контрактного часа с 23:00 на 00:00 и с 00:00 на 23:00 соответственно. В любом случае, даты начала и конца переходных отчетных суток есть даты двух следующих подряд календарных суток. Сутки, следующие за переходными завершаются и начинаются по «новому» значению контрактного часа и имеют длительность 24 часа. Исключение составляют лишь сутки с автопереводом часов на зимнее или летнее время, они имеют длительность 25 и 23 часа соответственно.

3.4.4.2 Ведение и печать архива событий.

В РИ постоянно ведется и обновляется архив событий за последние 100 суток по времени наработки. Запись в архив – циклическая, с заменой информации 101-суточной давности. Архив не имеет ограничения по количеству фиксируемых событий благодаря тому, что зарезервированы ячейки памяти для всех событий за каждый интервал 0,1 часа по Тнар.

В архиве событий сохраняются:

– значение Тнар и ЧРВ (дата, время) перед записью;

– 1 байт флагов событий, устанавливаемых МЭП;

– 2 байта флагов событий, устанавливаемых РИ.

Побитный состав флагов указан в протоколе связи с верхним уровнем (размещен на сайте ООО НПП «ИРВИС»).

Архив событий может выводиться на принтер (см. также п. 2.3.11), на флэш-носитель из комплекта «Диспетчеризация ногами» или на компьютер. Вывод данных из архива на печать или на компьютер осуществляется по запрашиваемым контрактным суткам. За начало и конец суток принимается контрактный час, значение которого задается в режиме «Константы». Привязка сообщений об отказах на индикаторе и в распечатке архива событий к конкретным отказам и способам их устранения приведена в п. 3.3.

3.4.4.3 Ведение и печать архива параметров.

При заполнении почасового архива параметров в энергонезависимой памяти РИ сохраняются данные за каждый час (по ЧРВ) отчетного периода 100 суток. Сохранение параметров происходит при выключении питания и при смене часа по ЧРВ. В архиве параметров сохраняются с привязкой к дате и времени записи следующие данные:

– по значениям накопительных счетчиков:

– счетчика объема при стандартных условиях;

– счетчика объема при рабочих условиях;

– счетчика времени наработки;

– по значениям, накопленным за текущий час (по ЧРВ):

– среднего давления газа;

– средней температуры газа;

– признаков событий итоговых за час;

– счетчика времени нештатной ситуации, препятствующей измерению расхода (Тнс1)

– счетчика объема при нештатной ситуации второго типа (Vнс2) – это объем газа, для которого приведение к стандартным условиям выполнялось не по измеренным значениям, а по договорным константам давления или температуры – при выходе из строя канала измерения давления или температуры.

Значение объема при стандартных условиях V, записываемое в архив, определяется последним принятым с МЭП значением V.

Накопленный объем при рабочих условиях $V_{ру}$ вычисляется РИ в конце каждого часа (по ЧРВ или при выключении расходомера-счетчика) на основе разницы объемов при стандартных условиях на конец и начало данного часа, среднечасовых значений температуры, давления и коэффициента сжимаемости.

Среднечасовые величины температуры $T_{ср}$ и давления $P_{ср}$ вычисляются как средние величины, действовавшие в период от предыдущей до очередной записи в архив.

Очередная запись посуточного архива параметров формируется при установлении факта начала следующих отчетных суток, т.е. при установлении факта превышения текущего значения часа в сравнении с действующим значением контрактного часа. Проверка производится при каждом включении питания и при каждой смене часа по ЧРВ. В записи сохраняются значения параметров на момент конца отчетных суток:

– счетчика объема при стандартных условиях: накопительного и за сутки;

– счетчика объема при рабочих условиях: накопительного и за сутки;

– счетчика времени наработки;

– счетчика времени во включенном состоянии за сутки;

– контрактного часа;

– среднего давления газа (Рср с);

– средней температуры газа (t ср с);

– признаков событий итоговых за сутки;

– счетчика времени нештатной ситуации, препятствующей измерению расхода (Тнс1)

– счетчика времени нештатной ситуации, препятствующей заполнению архива (Тнс0)

– счетчика объема подсчитанного при выходе из строя канала измерения давления или температуры (Vнс2)

– счетчика объема подсчитанного при выходе из строя канала измерения расхода (Vнс)

– количество и адреса записей, добавленных за сутки в архив констант «Свойства рабочей среды»;

– количество и адреса записей, добавленных за сутки в архив констант «Договорные параметры»;

– количество и адреса записей, добавленных за сутки в почасовой архив параметров;

– количество и адреса записей, добавленных за сутки в архив событий.

При формировании записи в посуточный архив параметров может быть обработано как меньше, так и больше 24 записей из почасового архива. Это связано с прекращением заполнения архива при отключении питания, увеличении или уменьшении времени в отчетных сутках из-за переустановки даты и времени, с изменением значения контрактного часа в течении данных суток.

Итоговые параметры за отчетные сутки рассчитываются по формулам:

$$\tau_{вкл} = \sum \left(T_{нар_i} - T_{нар_{i-1}}\right), ч; \quad (2)$$

$$t^c_{ср} = \sum \left(t_{ср\,i} \cdot \left(T_{нар_i} - T_{нар_{i-1}}\right)\right) / \tau_{вкл}, °C; \quad (3)$$

$$P^c_{ср} = \sum \left(P_{ср\,i} \cdot \left(T_{нар_i} - T_{нар_{i-1}}\right)\right) / \tau_{вкл}, кПа; \quad (4)$$

$$Q^c_{ру} = \sum \left(V_{ру\,i} - V_{ру\,i-1}\right), м^3 при\ р.у./сутки; \quad (5)$$

$$Q^c = \sum \left(V_i - V_{i-1}\right), м^3\ при\ с.у./сутки; \quad (6)$$

$$m^c = \sum \left(M_i - M_{i-1}\right), кг/сутки; \quad (7)$$

$$T_{нс0} = 24 + N_{сут\ кон} - N_{сут\ нач} - T_{вкл}, мин; \quad (8)$$

$$T_{нс} = T_{нс0} + T_{нс1}, ч; \quad (9)$$

$$T_{нс1} = \sum T_{нс1_i}, мин; \quad (10)$$

$$V_{нс} = T_{нс} \cdot Q_{дог\ кон} + V_{нс2}, м^3 при\ с.у.; \quad (11)$$

$$V_{нс2} = \sum V_{нс2_i}, м^3\ при\ с.у. \quad (12)$$

где: i, i–1 – индексы текущей и предыдущей записей в архив параметров в пределах отчетных суток;

нач, кон – индексы архивного параметра по состоянию на начало и конец отчетных суток;

$\tau_{вкл}$ – время во включенном состоянии;

$T_{нар}$ – время наработки;

$t^c_{ср}$ и $P^c_{ср}$ – среднесуточные температура и давление;

Q^c и $Q^c_{ру}$ – расход измеряемой среды за сутки при стандартных условиях и при рабочих условиях;

V и $V_{ру}$ – накопленный объем измеряемой среды при стандартных условиях и при рабочих условиях;

m^c – массовый расход за сутки;

M – накопленная масса измеряемой среды;

$T_{нс0}$, $T_{нс1}$ – время нештатных ситуаций, отнесенных к типам НС0 и НС1;

$N_{сут}$ – действующее значение контрактного часа;

$Q_{дог}$ – значение договорного расхода;

$T_{нс}$ – время нештатных ситуаций суммарное за сутки;

$V_{нс}$ – объем при с.у., рассчитанный за время нештатных ситуаций, суммарный за сутки;

$V_{нс2}$ – объем при с.у., рассчитанный за время нештатных ситуаций, связанных с выходом из строя каналов измерения давления или температуры.

Архив параметров может выводиться на принтер, на флэш-носитель из комплекта «Диспетчеризация ногами» или на компьютер. Вывод данных из архива на печать или на компьютер осуществляется по запрашиваемым отчетным суткам. За начало и конец суток принимается контрактный час. При выводе архива параметров на принтер возможно выбрать форму представления данных: отчет за сутки (по часам), за период (по суткам с подведением итога), за месяц (по суткам с подведением итога), подробнее см. п. 2.3.11. Отчет за сутки печатается на основе почасового архива параметров, отчет за период и за месяц печатаются на основе посуточного архива параметров. Краткая итоговая информация по нештатным ситуациям присутствует в отчетах за сутки, за период и за месяц. Детальная информация по нештатным ситуациям для целей диагностики функционирования прибора присутствует в распечатках архива событий.

3.4.4.4 Обмен данными с верхним уровнем.

Для считывания архивов и текущих значений, проверки функционирования РИ и линии связи предназначена программа «Ирвис-ТП. Коммерческий отчет (RiCom)» (файл RiCom.exe), размещенная на сайте ООО НПП «ИРВИС». Для автоматического считывания архивов и текущих значений по заданному расписанию, сохранения баз данных и распечатки отчетных ведомостей на компьютере предназначено программное обеспечение «ИРВИС-ТП. Диспетчер». Заказчиком может быть разработано собственное программное обеспечение для верхнего уровня сети расходомеров-счетчиков ИРВИС-Ультра. Для получения данных программа Заказчика может использовать OPC-сервер, разработки ООО НПП «ИРВИС».

Обмен данными РИ в сети верхнего уровня организован на основе применения протокола обмена MODBUS (размещен на сайте ООО НПП «ИРВИС»).

Устройством MASTER является компьютер, а устройством SLAVE является РИ. Данные передаются в режиме RTU, скорость по умолчанию 4800 бит/сек., 8 бит, 1 стоповый, без контроля четности, контрольная сумма CRC16, управления потоком нет.

Адрес устройства в сети верхнего уровня («код запроса») устанавливается с клавиатуры БИП в режиме «Константы» (значение по умолчанию – «**XYZ**», где: **YZ** – две последние цифры заводского номера БИП; **X** = 1, если **Y** = 0; **X** = 0, если **Y** ≠ 0).

С клавиатуры БИП в режиме «Константы» устанавливаются также значение пароля для доступа к расходомеру-счетчику по сети (значение по умолчанию – «0x0000»), скорость обмена для последовательного порта 1 (по умолчанию 4800 бит/сек), скорость обмена для порта 2 (по умолчанию 4800 бит/сек).

В случае несоответствия запрашиваемых либо передаваемых данных требованиям протокола РИ отвечает сообщением с кодом ошибки и модифицированным номером функции в соответствии с описанием протокола MODBUS.

3.4.5 Обеспечение взрывобезопасности.

3.4.5.1 Взрывобезопасность обеспечивается искробезопасными цепями.

3.4.5.2 Искробезопасность электрических цепей ПП расходомера-счетчика достигается за счет ограничения напряжения и тока в его электрических цепях до искробезопасных значений, гальванической развязки цепей питания и выходных цепей интерфейса, а также ограничением длины СК (не более 400 м) и его маркой. Ограничение напряжения и тока в электрических цепях ПП обеспечивается применением в БИП барьера искрозащиты.

Гальваническое разделение цепей питания осуществляется силовым трансформатором, удовлетворяющим требованиям ГОСТ 31610.0-2019.

Гальваническое разделение выходных цепей интерфейса осуществляется оптронной развязкой.

Монтаж электрических цепей расходомера-счетчика выполнен в соответствии с ГОСТ 31610.0-2019.

Искробезопасные цепи в БИЗ-4 выведены на индивидуальный клеммник. У клеммной колодки установлена табличка с надписями: «Искробезопасные цепи», U_0: 18 В, I_0: 140 мА, L_0: 0,3 мГн, C_0: 0,15 мкФ.

3.5 Маркирование и пломбирование

3.5.1 На ПП прикреплена табличка, изготовленная методом лазерной гравировки[19], на которую нанесены:

– товарный знак предприятия-изготовителя;

– знак утверждения типа;

– наименование, порядковый номер ПП по системе нумерации предприятия-изготовителя;

– значение наименьшего и наибольшего расхода измеряемой среды;

– значение наименьшего и наибольшего давлений (избыточных) измеряемой среды;

– знак «Евразийское соответствие»;

– степень защиты от проникновения воды и пыли IP65;

– маркировка взрывозащиты 1Ex ib IIC T4 Gb X;

– наименование органа по сертификации и номер сертификата соответствия требованиям ТР ТС 012/2011

– надпись: «Та = –40...+60°С» или «Та = –40...+70°С»;

– надпись «Сделано в России»;

– год изготовления.

3.5.2 На лицевой поверхности БИП (для бескорпусного исполнения – на боковой поверхности БИЗ) крепится табличка[20], изготовленная методом лазерной гравировки[18], на которую нанесены:

– товарный знак предприятия-изготовителя;

– знак утверждения типа;

– наименование, порядковый номер БИП по системе нумерации предприятия-изготовителя;

– знак «Евразийское соответствие»;

– степень защиты от проникновения воды и пыли IP54;

– маркировка взрывозащиты [Ex ib Gb] IIC;

– наименование органа по сертификации и номер сертификата соответствия требованиям ТР ТС 012/2011;

– надпись «Сделано в России»;

– год изготовления.

3.5.3 На БИЗ крепится табличка, изготовленная методом лазерной гравировки[18], на которую нанесены:

– наименование и товарный знак предприятия-изготовителя;

– условное обозначение версии «БИЗ»;

– напряжение, В, частота, Гц, род и значение тока питания входных цепей;

Примечания:

[19] Допускается изготовление табличек другим способом, обеспечивающим их четкое и ясное изображение в течение всего срока службы.

[20] Для корпусного исполнения табличка крепится на крышке БИП.

– надпись: «Искробезопасные цепи», U_0: 18 В, I_0: 140 мА, L_0: 0,3 мГн, C_0: 0,15 мкФ.

3.5.4 На корпусе ПП нанесена стрелка, указывающая направление потока.

3.5.5 На корпусе ПП нанесен знак заземления по ГОСТ 21130-75.

3.5.6 При выходе из производства (или ремонта) на предприятии-изготовителе, а также после проведения периодической поверки расходомер-счетчик пломбируется в следующих местах:

ПП – крышка БПУ в двух местах; крышки ПЭП (только для ПП DN150 – DN400) в двух местах на каждой крышке; прижимные гайки ПЭП (одна пломба завода-изготовителя на каждую пару ПЭП).

БИП – защитная планка БИП (для корпусного исполнения);

3.5.7 При выходе из производства УПП марок «Турбулизатор-У(У-Эндо)», «Турбулизатор-Шг(Шг-Эндо)» пломбируются в следующих местах:

- УПП марок «Турбулизатор-У», «Турбулизатор-Шг» – каждый технологический штуцер в одном месте;

- УПП марок «Турбулизатор-У-Эндо», «Турбулизатор-Шг-Эндо» – каждый окуляр в одном месте.

3.5.8 После окончания пуско-наладочных работ ПП и БИП должны быть опломбированы в следующих предусмотренных для этой цели местах:

- ПП – фланцевые соединения с эксплуатационным трубопроводом – в двух местах на каждом фланце;

- клеммник – в двух местах;

- БИП – крышка БИП (для корпусного исполнения); контактные системы и разъемы коммуникационного кабеля (для бескорпусного исполнения).

3.5.9 Маркировка транспортной тары должна соответствовать ГОСТ 14192-96, чертежам предприятия-изготовителя, иметь основные, дополнительные и информационные надписи, условное обозначение упакованного расходомера-счетчика, а также манипуляционные знаки: «Осторожно, хрупкое», «Верх, не кантовать», «Боится сырости».

3.6 Упаковка

3.6.1 Расходомер-счетчик, изготовленный предприятием-изготовителем, принятый ОТК предприятия-изготовителя, подвергается упаковке согласно ТУ предприятия-изготовителя.

4 Использование по назначению

4.1 Эксплуатационные ограничения

4.1.1 Измеряемая среда:

– природный газ по ГОСТ 5542-2014, попутный нефтяной газ по ГОСТ Р 8.615-2005, водород, гелий, ацетилен, другие горючие газы, воздух, инертные газы, при температуре от минус 40 до плюс 60 °С, абсолютном давлении от 0,05 до 1,6 МПа (в зависимости от диапазона измерения примененного первичного преобразователя давления и исполнения ПП).

4.1.2 Методика определения диапазонов измеряемых расходов приведена в приложении А настоящего документа.

4.1.3 Параметры электрического питания:

– напряжение переменного тока: 220^{+22}_{-33} В;

– частота: 50±2 Гц.

4.1.4 Параметры электрического питания при использовании элементов питания:

– напряжение постоянного тока 3,6 (7,2) В;

– срок службы элементов питания не менее 3 лет.

4.1.5 Длина СК не более 400 м.

4.1.6 Условия эксплуатации:

1) температура: ПП – от минус 40 до плюс 60 °С;

БИП –от минус 10 до плюс 45 °С[21];

2) влажность: не более 95 ± 3 % при температуре 35 °С;

3) атмосферное давление: от 84 до 106,7 кПа.

4.1.7 По стойкости к механическим воздействиям расходомер-счетчик имеет виброустойчивое исполнение N2 по ГОСТ Р 52931-2008:

– частота синусоидальных вибраций от 10 до 55 Гц;

– амплитуда смещения для частоты ниже частоты перехода 0,35 мм.

4.2 Подготовка к использованию

4.2.1 Провести внешний осмотр расходомера-счетчика и проверить правильность комплектации.

4.2.1.1 Монтаж расходомера-счетчика должен производиться монтажными организациями в соответствии с их нормами и инструкциями при наличии соответствующей лицензии.

При монтаже расходомера-счетчика необходимо руководствоваться ИРВС 9100.0000.00 РЭ7, Правилами эксплуатации электроустановок потребителей (ПЭЭП), ПУЭ и другими документами, действующими в данной отрасли промышленности. При измерении во взрывоопасных средах, в частности природного газа, необходимо соблюдать требования ГОСТ 31610.0-2019, ГОСТ 30852.10–2002 и «Правила безопасности в газовом хозяйстве».

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

4.2.1.3 При установке первичного преобразователя вне помещения, над ним должна быть установлена защита, исключающая прямое попадание на ПП атмосферных осадков (рисунок Г.8 приложения Г). Расположение ПП в пространстве – произвольное. СК

Примечание:
[21] По специальному заказу возможно исполнение БИП – от минус 40 до плюс 45 °С.
В случае эксплуатации БИП в исполнении от минус 10 °С до плюс 45 °С при более низких температурах возможны затруднения визуализации показаний на БИ в связи с подмерзанием жидкокристаллического индикатора, при этом работоспособность БИП сохраняется.

перед кабельным вводом ПП должен иметь местный перегиб таким образом, чтобы исключить стекание капельной жидкости по поверхности СК в клеммную колодку.

4.2.1.4 Рабочий газ должен быть предварительно очищен и осушен в соответствии с действующими для данного оборудования нормами. Природный газ должен соответствовать требованиям ГОСТ 5542–2014.

Предпочтительной следует считать установку ПП после фильтра.

Не допускается конденсация компонентов рабочего газа на элементах проточного тракта ПП, в том числе на переходных режимах потребляющего оборудования (выход на рабочий режим и останов потребления).

4.2.1.5 Схема присоединения расходомера-счетчика в трубопровод показана в приложении Г.

4.2.1.6 При монтаже необходимо обратить особое внимание на правильность установки ПП (стрелка на корпусе ПП должна совпадать с направлением потока), состояние уплотнительных колец и отсутствие утечки рабочего газа. Длины прямолинейных участков трубопровода до и после ПП должны быть не менее чем указанные в таблице Г.1 приложения Г.

Фактический (измеренный) внутренний диаметр этих участков должен быть равным номинальному диаметру ПП с допускаемым отклонением от -2 % до +2,5 % (для ИРВИС-Ультра-Пп-16-DN50, в связи с конструктивными особенностями проточной части, допускается отклонение внутреннего диаметра от-4 % до +2,5 %). Измерение внутреннего диаметра прямых участков проводить в четырех плоскостях, расположенных под углом 45° относительно друг друга. При этом шероховатость внутренней поверхности труб прямолинейных участков должна быть не хуже, чем у новых труб в состоянии поставки с завода-изготовителя.



Допускается применение конфигураций трубопроводов, отличающихся от указанных в таблице Г.1 приложения Г при условии совместной поверки канала объемного расхода расходомеров-счетчиков на поверочной установке.
Марки материала труб этих участков, а также предельное давление, на которое они могут использоваться, должны выбираться с учетом рабочего и испытательного давления эксплуатационного трубопровода.

Наличие или отсутствие устройства подготовки потока (УПП) и измерительных участков оговаривается при заказе на поставку расходомера-счетчика.

4.2.1.7 Для реализации требований дублирования средств измерений на узлах учета газа допускается последовательная установка двух ПП в соответствии с вариантом «п»[22] таблицы Г.1 приложения Г.

4.2.2 Меры безопасности при монтаже расходомера-счетчика.

4.2.2.1 Источниками опасности при монтаже и наладке ИРВИС-Ультра является электрический ток и рабочий газ, находящийся под давлением.

4.2.2.2 Расходомер-счетчик должен эксплуатироваться в системах с рабочим давлением, указанным в паспорте на расходомер-счетчик.

4.2.2.3 Перед началом монтажных работ обеспечить полную отсечку поступления рабочего газа в эксплуатационный трубопровод (далее – ЭТ) на участке «врезки».

4.2.2.4 При монтаже ПП не допускается нанесение ударов по фланцам и корпусу ПП металлическими предметами.

4.2.2.5 При затяжке фланцевых соединений использовать только стандартные гаечные ключи без применения «усилителей».

4.2.2.6 Все работы по монтажу и демонтажу необходимо выполнять при отключенном напряжении питания.

4.2.3 Монтаж ПП ИРВИС-Ультра на ЭТ.

4.2.3.1 В зоне размещения ПП вырезать участок ЭТ длиной равной Lвр (таблица Г.2 приложения Г).

Примечание:
Для обеспечения корректной работы расходомеров-счетчиков необходима их совместная градуировка и поверка на поверочной установке (выполняется на заводе-изготовителе).[22]

4.2.3.2 Замерить фактический внутренний диаметр ЭТ, сняв в зоне замера сварочные наплывы.

4.2.3.3 Изготовить прямые участки длиной M и N необходимой длины в зависимости от DN, варианта «врезки» (таблица Г.2 приложения Г) и соответствия внутреннего диаметра по п. 4.2.1.6. Внутреннюю поверхность участков при наличии окалины и ржавчины очистить механическим способом, протереть ветошью, смоченной бензином и продуть сжатым воздухом.

4.2.3.4 В зависимости от варианта «врезки» обработать торцы труб A, B, C, D (рисунок Г.1, рисунок Г.2, рисунок Г.3, рисунок Г.4 приложения Г), обеспечив при этом:

– неперпендикулярность плоскости торца трубы к оси трубы не более 1 мм.

– неплоскостность торца не более 1 мм.

4.2.3.5 Зачистить до «чистого металла» наружные поверхности труб на длине 20 мм от торцев A, B, C, D.

4.2.3.6 Выполнить посадку ответных фланцев на торцы труб C и D соответствующих вариантов.

отцентрировав их по наружному диаметру трубопровода с помощью кольцевой проточки, выполненной точением с зазором не более 0,3 мм (рисунок Г.6, рисунок Г.7 приложения Г). При посадке фланцев обеспечить неперпендикулярность фланцев не более 0,2 мм на длине 100 мм, внутренний зазор Тф при этом минимизировать. Фланцы приварить.

4.2.3.7 Снять кромочные фаски под сварку по торцам A, B соответствующих вариантов.

4.2.3.8 Произвести предварительную сборку участка «врезки» с использованием прямых участков, имитатора/имитаторов ПП, УПП и ответных фланцев (в зависимости от варианта врезки).

При сборке участков обеспечить совпадение стрелки на корпусе УПП с фактическим направлением потока.

Запрещается вести монтаж участка «врезки» с использованием ПП. Для этой цели необходимо изготовить или заказать имитатор ПП с соответствующими габаритными и присоединительными размерами.

4.2.3.9 Используя, при необходимости, ручные подъемные механизмы смонтированный участок «врезки» установить в ЭТ. Выполнить болтовое соединение с УПП с ответным фланцами C и D для соответствующих вариантов.

4.2.3.10 Выполнить сварку по торцам A и B для соответствующих вариантов.

4.2.3.11 В соответствии с требованиями ГОСТ 8.611–2024 обеспечить возможность контроля загрязненности УПП марок «Турбулизатор–У» и «Турбулизатор-Шг» путем врезки штуцеров для измерения потерь давления[23] в соответствии с рисунком Г.5 приложения Г. Штуцеры заглушить.

4.2.3.12 Контроль загрязненности УПП серии «Эндо» обеспечивается применением встроенного эндоскопа.

4.2.3.13 Подать давление рабочего газа или воздуха в участок «врезки» и произвести продувку участка с целью окончательной очистки внутренней поверхности от механических частиц.

Продувку проводить только с имитатором! Запрещается проводить продувку с установленным ПП в ЭТ!

4.2.3.14 Произвести полную отсечку рабочего газа на участке «врезки» и утилизацию рабочего газа из этого участка.

4.2.3.15 Демонтировать имитатор.

Примечание:

[23] Штуцеры для измерения потерь давления на УПП марок «Турбулизатор–У» и «Турбулизатор-Шг» ввариваются в ЭТ монтажной организацией при выполнении работ по монтажу узла учета.

4.2.3.16 Проконтролировать визуально состояние уплотнительных колец ПП. При наличии трещин и раковин на поверхности кольца, кольца заменить.

При монтаже использовать уплотнительные кольца из комплекта поставки расходомера-счетчика. При отсутствии комплектных уплотнительных колец допускается использовать кольца с геометрическими и качественными характеристиками, аналогичными комплектным.

Использование уплотнительных колец, выступающих внутрь ЭТ, недопустимо!

4.2.3.17 Установить уплотнительные кольца на ответные фланцы и произвести монтаж ПП. При монтаже ПП обеспечить совпадение стрелки на корпусе ПП с фактическим направлением потока.

При установке (демонтаже) ПП ИРВИС-Ультра-Пп-16-DN50 использовать шпильки с удлиненной резьбой из монтажного комплекта в соответствии с рисунком Г.1 и рисунком Г.2 приложения Г.

Подготовку ПП расходомера-счетчика к измерению газообразного кислорода по ГОСТ 12.2.052-81 проводит Заказчик непосредственно перед установкой в ЭТ.

4.2.3.18 Для контроля несанкционированного снятия ПП с ЭТ выполнить пломбировку в соответствии с рисунком Г.1, рисунком Г.2, рисунком Г.3, рисунком Г.4 приложения Г.

4.2.3.19 После монтажа ПП участок «врезки» опрессовать при испытательном давлении согласно СП 68.1333.2017, провести контроль утечки рабочего газа. При наличии утечки определить причину и устранить. Провести повторные испытания.

4.2.3.20 В случае необходимости установки контрольных манометра и термометра, «врезка» штуцеров производится в соответствии с рисунком Г.5 приложения Г.

4.2.4 Монтаж и подключение БИП.

4.2.4.1 БИП устанавливается только в отапливаемом помещении на вертикальной поверхности (стене) на DIN-рейку, входящую в комплект поставки. Расстояние от ПП до БИП не более 400 м. Подключить СК и выполнить монтаж соединений согласно схемам приложения Д.

4.2.4.2 СК между ПП и БИП прокладывать цельным, без сращиваний. Если сращивания избежать нельзя, соединение выполняется неразъемным, с применением специальных муфт, с проверкой изоляции жил и экрана напряжением 500 В переменного тока.

4.2.4.3 Подключение ПЭВМ к ИРВИС-Ультра с использованием интерфейса RS-232/485 вести согласно схеме приложения Д.

При подключении к ПЭВМ нескольких расходомеров-счетчиков по интерфейсу RS-485 установить переключатели (поз. 6) в положение «OFF» кроме крайнего в цепи (рисунок Д.8 приложения Д).

4.2.4.4 Установить защитное заземление на зажимы ПП согласно рисунку Д.3 приложения Д.

4.2.4.5 Подключить питание 220 В/50 Гц к расходомеру-счетчику согласно рисунку Д.2 приложения Д. Напряжение питания на БИ должно подаваться через автомат защиты с током срабатывания не менее 2А.

4.2.4.6 Шкафы БПВ и ИРВИС-УБП (при наличии их в комплекте поставки) установить их на вертикальной поверхности (стене) в непосредственной близости от БИП. Подключение вести согласно схемам приложения Д.

4.2.4.7 По окончании монтажных работ составляется акт измерений узла учета на базе ИРВИС-Ультра. Рекомендуемая форма акта приведена в приложении Е.

4.2.4.8 Провести проверку узла учета на соответствие требованиям методик измерений, приведенных в разделе 7 настоящего РЭ.

4.2.5 Проверка функционирования расходомера-счетчика.

4.2.5.1 Подать рабочее давление в эксплуатационный трубопровод, провести проверку на функционирование расходомера-счетчика.

4.2.5.2 Провести проверку отсутствия изменения показаний счетчика объема при отсутствии расхода газа через ПП. Проверку проводить, либо не устанавливая ПП в трубопровод (заглушив входное и выходное отверстие), либо с установленным в трубопровод ПП без протока рабочего газа. На индикаторе БИП должно появляться сообщение «Внимание! Нет расхода», при переключении в режим индикации расхода - значение «0,0».

4.2.5.3 Провести проверку канала измерения расхода в режиме наличия расхода газа через ПП. Значение расхода при рабочих и стандартных условиях на индикаторе БИП должны иметь ненулевые значения.

4.2.5.4 Провести пробное снятие архивных данных из РИ непосредственной распечаткой отчетов на принтере, подключенном к разъему РИ «Принтер», либо передачей архивных данных на ПЭВМ через проводную связь, радиомодем, и с помощью переносного флэш-носителя информации (из комплекта «Диспетчеризация ногами»).

4.2.5.5 Периферийная аппаратура (принтер, контроллер системы телеметрии и т.п.) подключается и опробуется в соответствии со своей технической документацией. Значения данных проверяются по индикации на передней панели БИП. При необходимости проверки вывода данных через последовательный порт по интерфейсу RS-232 или RS-485 на компьютер или устройство телеметрии следует произвести считывание текущих значений из РИ на компьютер с помощью программы «Ирвис-ТП. Коммерческий отчет», размещенной на сайте ООО НПП «ИРВИС».

4.2.6 Заключительные положения.

4.2.6.1 По окончании наладочных работ произвести пломбирование расходомера-счетчика в предусмотренных для этого местах.

4.2.6.2 В паспорт расходомера-счетчика внести соответствующие записи о первоначальных показаниях счетчиков, времени наработки, датах проведения работ и исполнителях.

4.2.6.3 По окончании работ составляются протокол выполнения пусконаладочных работ и акт приемки в эксплуатацию узла учета на базе ИРВИС-Ультра. Рекомендуемые формы документов приведены в приложении Е.

4.3 Порядок использования

4.3.1 Перед началом работы внимательно изучить настоящее руководство по эксплуатации. При эксплуатации расходомера-счетчика необходимо руководствоваться настоящим РЭ, Правилами эксплуатации электроустановок потребителей (ПЭЭП), ПУЭ и другими документами, действующими в данной отрасли промышленности.

4.3.2 В трубопроводе должны быть обеспечены режимы течения рабочего газа:

– по условиям стационарности – пульсации расхода с частотой не более 380 Гц, амплитудой не более 50 % от среднего значения;

– по условиям акустической помехи – звуковые колебания с частотой не более 20 кГц интенсивностью не более 120 дБ.

4.3.2.1 Основными источниками пульсаций являются:

– поршневые перекачивающие нагнетатели или двигатели;

– несправные ротационные счетчики газа;

– изношенные клапаны или плохо настроенные регуляторы давления;

– скопление конденсата в газопроводах или газа в водопроводах, образование пробок;

– автоматический слив конденсата или удаление шлаков из сепараторов;

– тройники, заглушенные участки газопроводов, образующие "свистки";

– срыв вихрей с различного рода неровностей, (швов, уступов, углов, не полностью закрытой запорной арматуры);

– критические перепады на соплах, диафрагмах, задвижках, расположенных перед ПП, приводящие к формированию сверхзвуковых струй;

– симметричное разветвление газопровода с близкими значениями гидравлического сопротивления ветвей.

4.3.2.2 Для борьбы с пульсациями принимают следующие меры:

– по возможности устраняют источники пульсаций;

– по возможности удаляют расходомер-счетчик от оставшихся источников пульсаций;

– устанавливают перед расходомером-счетчиком УПП «Турбулизатор-Шг»;

– при прохождении потока по трубопроводу, частично или полностью заполненному жидкостью (конденсатом), предусматривают устройство для удаления этой жидкости;

– располагают расходомер-счетчик до (по направлению течения среды) редуцирующих систем газораспределительных станций;

– избегают прямоугольных колен и "карманов" (заглушенных отводов), в которых могут возникать стоячие волны;

– избегают изгибов ЭТ непосредственно перед измерительными участками;

– зачищают сварные швы в измерительных участках, а уступы делают минимально возможными;

– в качестве запорной арматуры используют равнопроходные шаровые краны;

– в процессе измерений запорную арматуру полностью открывают;

– применяют балластные емкости, гидравлические (акустические) фильтры в ЭТ.

4.3.3 Показания расходомера-счетчика необходимо снимать не реже 1 раза в месяц. При этом израсходованный объем рабочего газа, и время наработки расходомера-счетчика за истекший период определяются как разность снятого и предыдущего значений.

Если снятое значение счетчика объема меньше предыдущего (произошло переполнение), прибавить к снятому значению 100.000.000 и произвести вычисление.

4.3.4 Снятие архивных данных из РИ может осуществляться непосредственной распечаткой отчетов на принтере, подключенном к разъему БИП «Принтер» (25-контактный LPT), либо передачей архивных данных на компьютер через проводную связь, радиомодем, или с помощью переносного флэш-носителя информации (из комплекта «Диспетчеризация ногами»).



Во избежание выхода из строя источника питания и индикатора БИП порядок подключения принтера к разъему LPT-порта должен быть следующим: вначале подключить кабель связи принтера с РИ, затем подключить питающее напряжение к принтеру.

4.3.5 Индикатор служит для оперативного контроля параметров измеряемой среды, индикации времени наработки, аварийных сигналов и отображения пользовательского меню. Переключение режимов индикации осуществляется РИ по нажатию кнопок «Режим» и «Ввод» на лицевой панели БИП в соответствии с п. 2.3.11 настоящего документа.

В режиме индикации текущих параметров измеряемой среды на индикаторе отображаются название, размерность и значение измеряемого параметра.

Значение накопленного объема (массы) измеряемой среды индицируется 1 м^3 (кг)[24].

Значение времени наработки индицируется в часах с дискретностью 0,1 часа.

Значения объемного (массового) расхода измеряемой среды при рабочих и стандартных условиях индицируется с дискретностью 0,1 м^3/ч (кг/ч)[24].

Значение абсолютного давления измеряемой среды индицируется в кПа с дискретностью 0,1 кПа.

Примечание:

[24] Функция измерения расходомером-счетчиком массы и массового расхода среды реализуется по заказу (для отображения текущих значений параметров измеряемой среды в единицах измерения массы и массового расхода необходимо нажать кнопку выбор ПП).

Значение температуры измеряемой среды индицируется в °С с дискретностью 0,1 °С. При отрицательных температурах на индикаторе появляется знак "–". При положительных температурах – знак отсутствует.

В случае отсутствия расхода измеряемой среды через ПП на индикаторе появляется сообщение «Внимание! Нет расхода».

4.3.6 В расходомере-счетчике реализована возможность изменения вида рабочего газа.

При выпуске из производства рабочая (измеряемая) среда указывается в паспорте на расходомер-счетчик и соответствует Опросному листу при заказе. Выбор однокомпонентного рабочего газа может осуществляться из следующего списка: азот, воздух, аргон, диоксид углерода, водяной пар, ацетилен, аммиак, водород. Для природного метансодержащего газа по методу может осуществляться корректировка содержания диоксида углерода, азота и плотности при стандартных условиях (ГОСТ 30319.2-2015) или компонентного состава природного газа (ГОСТ 30319.3-2015).

Функция выбора видов рабочего газа и свойств природного газа может быть заблокирована или активирована с в меню «Константы» по согласованию с поставщиком газа. Активация возможна в двух вариантах: либо одновременно функции выбора вида однокомпонентного газа и изменения свойств природного газа, либо только функция изменения свойств природного газа.

4.3.7 В расходомере-счетчике реализована система самодиагностики, позволяющая обнаружить различные события, которые влияют на достоверность измерения, сигнализировать об этом оператору, задействовать иной метод расчетов в соответствии с заранее введенными договорными параметрами. Для удобства краткого представления в отчетах все обнаруживаемые события разделены на пять типов. Три типа охватывают нештатные ситуации (НС0…НС2), изменение констант обозначается как нештатная ситуация (НС3) для упрощения обнаружения несанкционированных изменений. Пятый тип включает события, не препятствующие измерениям, но значимые при контроле работы газопотребляющего оборудования. Причины нештатных событий и способы устранения подробно рассмотрены в п. 3.3. Соответствие событий и типов нештатных ситуаций приведено в таблице 7

Таблица 7 – Нештатные ситуации

Тип нештатной ситуации	События
НС0 «нет заполнения архива»	«Отключение питания» – отключено питание РИ; «Перевод даты/времени» – пропуск в архиве из-за перевода часов вперед
НС1 «учет газа невозможен»	«Нет данных» – на РИ не поступают данные от ПП; «Отказ датчика Q» – отказ ПЭП; «Отказ датчика Q» +«FQ выше допуска» – отказ микросхемы памяти в МЭП; «Плохой сигнал Q» – нештатный вид сигнала с ПЭП.
НС2 «учет газа по константам»	«P вне допуска» – давление или сигнал с ППД вне допуска; «T вне допуска» – температура или сигнал с ППТ вне допуска; «P вне допуска»+«T вне допуска» – отказ модуля обработки данных с ППТ и ППД в МЭП; «Q ниже допуска» – расход ниже значения $Q_{наим}$.
НС3 «изменение констант»	«Вода в датчике Q» – признак включения режима поверки; «Изменение констант» – ввод новых значений договорных констант, состава измеряемой среды, сброс архива, изменение условий учета газа при действии события «Плохой сигнал Q».
События, не препятствующие измерениям	«Отказ часов» – переход РИ на эмуляцию ЧРВ; «Анализ сигнала Q» – обнаружена допустимая пульсация расхода; «Q выше допуска» – измеряемый мгновенный расход выше $Q_{наиб}$; «Нет расхода» — расход отсутствует или ниже предела чувствительности.

4.3.8 Расчет объема при нештатных ситуациях типа НС0 производится при завершении отчетных суток умножением действующего в этот момент значения договорного расхода на суммарное время простоя за данные отчетные сутки, результат сохраняется в счетчике Vнс. Пропуск 1 часа при автоматическом переводе часов на «зимнее» время не рассматривается как НС0.

4.3.9 В случае возникновения нештатных ситуаций типа НС1 включается счетчик времени нештатной ситуации Тнс1. Расчет объема при нештатных ситуациях типа НС1 производится при завершении отчетных суток умножением действующего в этот момент значения договорного расхода на суммарное время Тнс1 за данные отчетные сутки, результат сохраняется в счетчике Vнс.

В том случае, если РИ зафиксировано событие «Нет данных», но ПП функционирует автономно, в БПУ продолжается учет газа штатным счетчиком объема. При восстановлении линии связи, БПУ передает обновленное значение объема на РИ, который за период отказа ведет учет по Vнс. В этой ситуации заинтересованные стороны должны прийти к соглашению, по которому архивному параметру вести расчет потребленного газа за время нештатного события – по V или по Vнс, чтобы исключить удвоение потребленного объема газа.

4.3.10 Учет газа по константам при нештатных ситуациях типа НС2 производится двумя различными способами:

В первом случае, если зафиксировано событие «P вне допуска» (либо «T вне допуска»), происходит подстановка соответствующего договорного значения, заданного константой Рдог (Тдог). По договорному значению давления (температуры) рассчитывается и выводится на индикацию текущее значение расхода, по которому ведется учет газа специальным счетчиком объема Vнс2. Штатный счетчик объема (измеряемого с заявленной точностью) при этом остановлен.

Во втором случае, если зафиксировано событие «Q ниже допуска», текущее значение расхода принимается равным $Q_{наим}$ (см. приложение А), учет газа ведется штатным счетчиком объема, специальный счетчик объема Vнс2 остановлен.

4.3.11 Режимы управления и индикации.

В исходном состоянии в верхней строке индицируется текущий номер информационного канала (номер выбранного ПП) дата и время, в нижней – накопленный объем газа, приведенный к стандартным условиям. Через 5 минут после отпускания кнопок из любого режима, индикация также возвращается в исходное состояние. Исключение составляет режим «Внимание!», из которого автоматически переход не происходит, а также режим «Установки - Входная частота», из которого переход происходит через 30 минут.

Режимы пользовательского меню представлены ниже в виде блок-схемы, в позициях которой условно изображен двухстрочный 16-разрядный индикатор. Слева от блок-схемы каждого из режимов приведена краткая характеристика режима, справа

указаны выходы из данного режима. Примеры даны для случая измеряемой среды – «природный газ».

Условные обозначения: обычный шрифт – фиксированная информация для данного режима, жирный шрифт – изменяемая информация (дана в примерах, на месте цифр могут быть цифры, на месте букв – буквы, на месте знака «+» может стоять «+» или «-».

Заголовки режимов (режимы индикации верхнего уровня пользовательского меню) обозначены жирной рамкой.

При нажатии кнопки «Режим» в любом режиме верхнего уровня и некоторых режимах нижнего уровня происходит переход к заголовку следующего режима. Цикл перебора режимов – замкнутый. При нажатии кнопки «Ввод» происходит переход из заголовка режима к первому режиму нижнего уровня, либо циклический перебор режимов нижнего уровня. В режимах нижнего уровня «Печать ...», «Установки», «Константы» кнопка «Режим» используется для выбора альтернативных вариантов или установки значения параметров.

Кнопка «Выбор ПП» используется:

- в многоканальном исполнении расходомеров-счетчиков задействована для выбора информационного канала (номера ПП) в тех режимах, где имеется возможность просмотра, распечатки данных и ввода констант, относящихся к каждому из подключенных ПП.

- в расходомерах-счетчиках, настроенных на измерение массы и массового расхода среды, служит для переключения режимов отображения текущих значений параметров измеряемой среды в единицах измерения массы и массового расхода.

- для переадресации распечатываемого отчета с параллельного порта на первый последовательный порт – для этого кнопка должна удерживаться нажатой при вводе даты конца отчета.

Образцы распечаток отчетов и комментарии к ним приведены в данном разделе после блок-схемы режимов индикации.

Ввод названия предприятия для печати на отчетах осуществляется с компьютера или с клавиатуры БИП из режима «Константы» путем последовательного выбора из таблицы нужного символа для каждого из 136 заполняемых знакомест. Первые 62 знакоместа будут напечатаны в протоколе после пробела за словом «Предприятие», остальные – в следующей строке. Исходно название предприятия состоит из пробелов (на индикаторе отображаются знаком «подчеркивание»). При вводе названия предприятия в нижней строке индикатора индицируется очередное заполняемое знакоместо (над курсором) и соседние с ним 15 знакомест. В верхней строке слева индицируется надпись «Символ N» и порядковый номер заполняемого знакоместа, справа - следующие подряд 3 символа по кодовой таблице. Перебор символов таблицы осуществляется кнопкой «Режим», ввод выбранного символа (первого слева) из таблицы в заполняемое знакоместо – кнопкой «Ввод». Пробелы отображаются символом «подчеркивание». Завершение набора происходит после заполнения всех 137 знакомест либо при удержании кнопки «Ввод» в течение 5 секунд.

Отчетные сутки считаются завершенными по достижению контрактного часа. Значение контрактного часа может выбираться в диапазоне от 00:00 до 23:00. При значении контрактного часа 00:00 отчетные сутки совпадают с астрономическими. Архив, накопленный при ошибочно выбранном значении контрактного часа и прочих договорных параметрах, вводимых в режиме «Константы» невозможно автоматически преобразовать, исправив ошибку. Следует осуществлять ввод договорных констант перед началом коммерческой эксплуатации прибора.

В регистраторе РИ предусмотрена блокировка входа в меню «Константы», включаемая переключателем «Вход в меню «Константы». Таким образом, обеспечивается невозможность изменения договорных констант без разрушения пломбы на замке крышки БИП.

Переключатель находится в нижней части блока РИ. Переключатель имеет два положения: «ON –Заблокирован» и «OFF – Защита паролем». Переключение не требует выключения питания расходомера счетчика. В положении переключателя «ON – Заблокирован» производится принудительный выход в меню «Константы» и сброс действующего пароля на вход в меню «Константы» к исходному значению «022345».

Принцип блокировки входа в меню «Константы» следующий:

Если переключатель находится в положении «ON –Заблокирован», то вход в режим «Константы» невозможен при любом набранном значении пароля.

Если переключатель находится в положении «OFF – Защита паролем», то вход в меню «Константы» происходит после ввода действующего значения пароля.

Действующим значением пароля является «022345» в случае, если переключатель был переведен из положения «ON – Заблокирован» в положение «OFF – Защита паролем», или если расходомер счетчик используется с заводскими настройками по умолчанию. В случае, если производился ввод нового значения пароля (из меню «Константы») и после этого переключатель не устанавливался в положение «ON – Заблокирован», то действующим значением будет последнее введенное значение пароля.

Конфигурирование информационных каналов РИ производится до начала эксплуатации прибора. При комплектной поставке БИП и ПП эта операция выполняется изготовителем.

Для одноканального исполнения прибора привязка адреса ПП осуществляется автоматически при включении питания, диалоги подключения и отключения ПП в меню «Константы» не отображаются.

Для многоканального исполнения прибора привязка адресов ПП к номерам информационных каналов (подключение ПП) выполняется с помощью программы «Ирвис-ТП. Коммерческий отчет (RiCom)» (файл RiCom.exe), размещенной на сайте ООО НПП «ИРВИС», либо с клавиатуры БИ из меню «Установки». При управлении подключением ПП с клавиатуры БИ после выбора номера свободного информационного канала и его ввода производится поиск неподключенного ПП путем опроса всех незадействованных адресов ПП. В случае, если ввод номера канала осуществлен при нажатой кнопке «Выбор ПП», производится опрос всех возможных адресов, это дает возможность подключить один и тот же ПП к двум разным информационным каналам. При поступлении ответа от ПП индицируется его заводской номер и запрашивается подтверждение пользователя на подключение. При выполнении команды «отключить ПП» указанному информационному каналу присваивается признак свободного, т.е. разрешается подключение к нему другого ПП. При этом блокируется вывод данных на БИ с соответствующего «отключенного» ПП, но циклический опрос и ведение архивов по данному информационному каналу продолжается.

При наличии в комплекте поставки УБП с АВП 2 доступна диагностика состояния аккумуляторной батареи через меню «Установки».

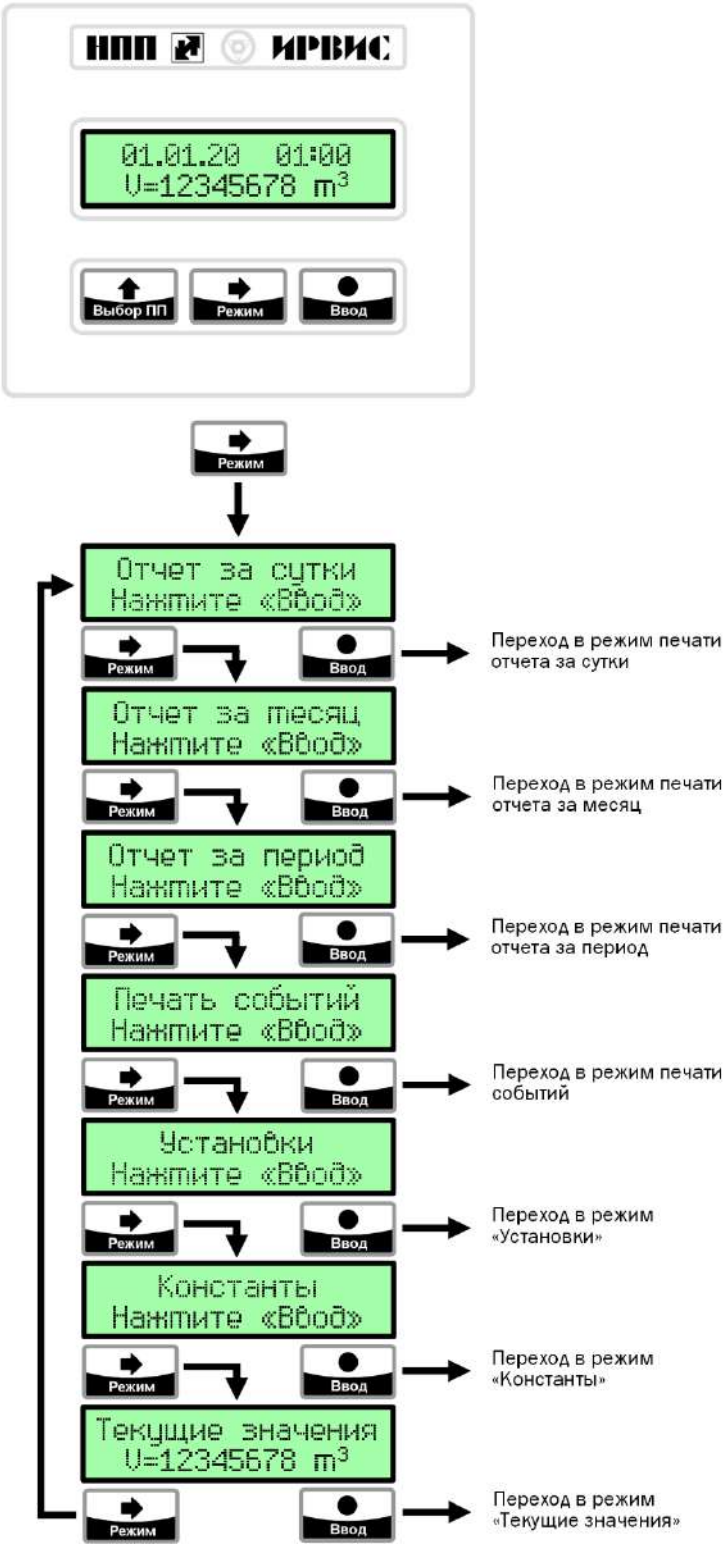


Рисунок 7 – Режимы индикации главного меню РИ

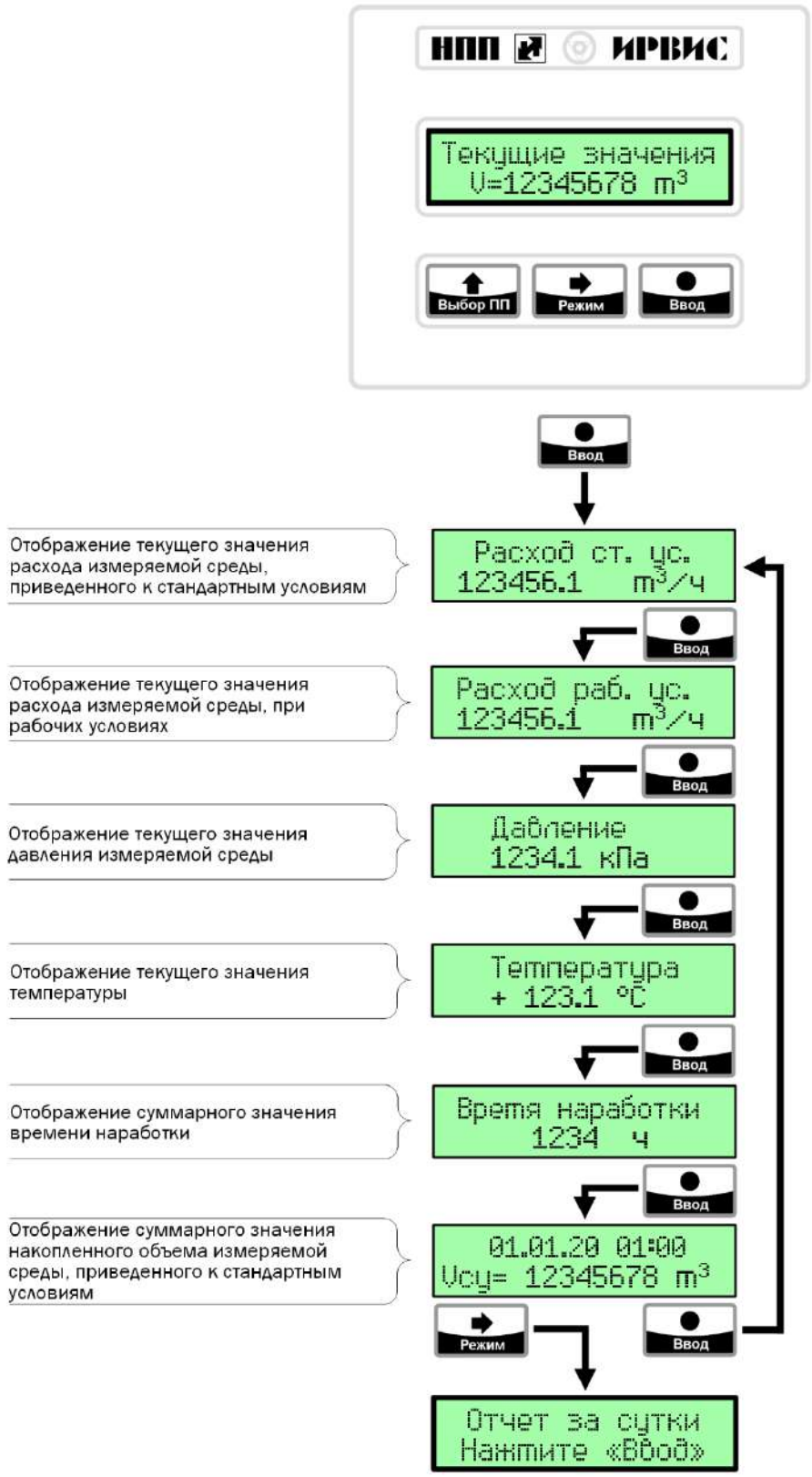


Рисунок 8 – Режимы индикации меню РИ «Текущие значения»

Автоматический переход к индикации режима нижнего уровня «V=.....» (минуя заголовок «Текущие значения») происходит при включении питания РИ, а также из любого режима через 5 минут после отпускания кнопок (кроме режима «Внимание!» откуда автоматический переход не происходит и режимов «Установки - Входная частота», откуда автоматический переход происходит через 30 минут).

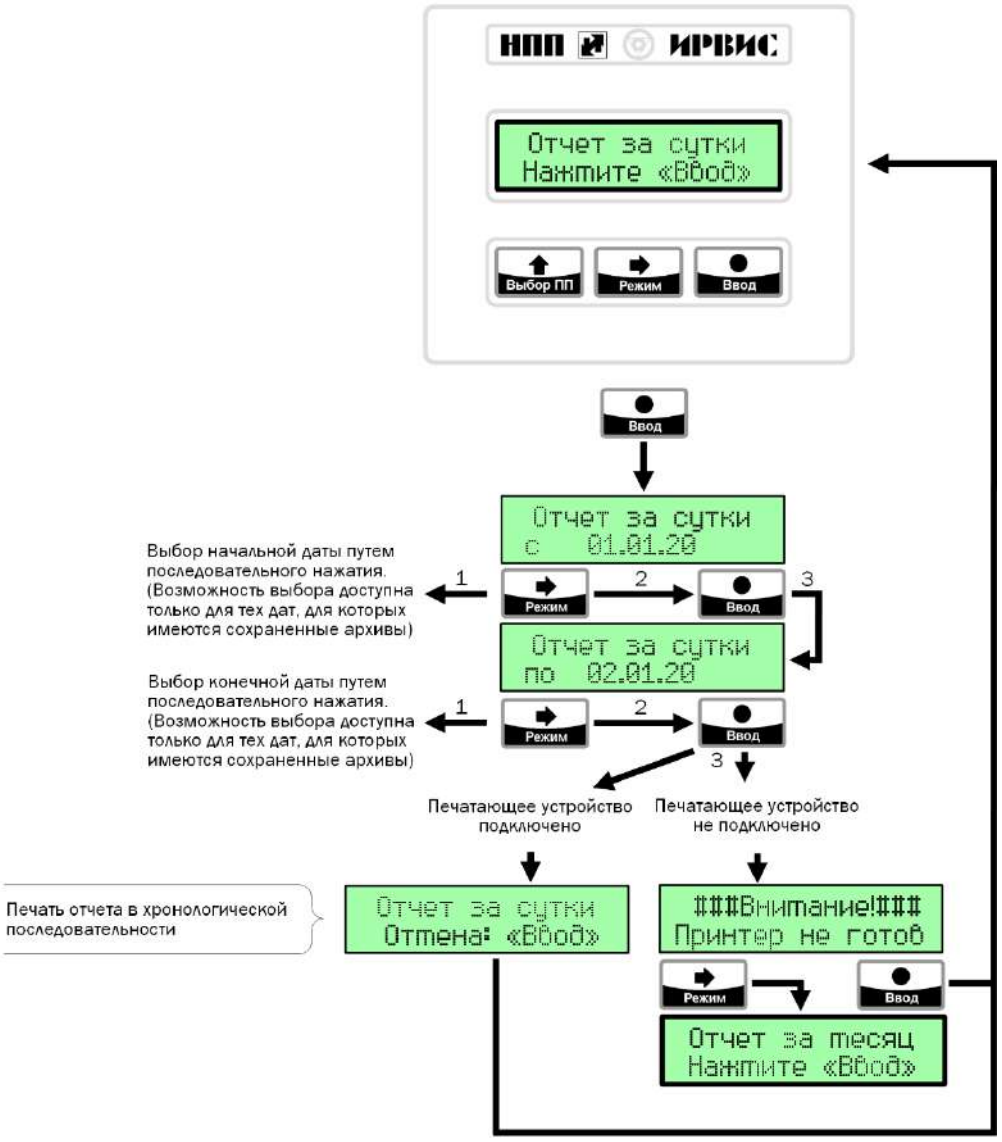


Рисунок 9 – Режимы индикации меню РИ «Отчет за сутки»

Все режимы печати: «Отчет за сутки», «Отчет за месяц», «Отчет за период», «Печать событий» управляются одинаково.

Печать отчета осуществляется за выбранный период в хронологической последовательности. Выбор начала и конца распечатываемого периода осуществляется из тех дат, за которые в архиве присутствуют данные (когда на расходомер-счетчик подавалось питание). Подробнее о содержании отчетов см. ниже.

Для выхода из режима печати необходимо либо отпустить кнопки и выждать 5 минут (для перехода в режим «Текущие значения. V=...»), либо запустить печать при выключенном принтере и при индикации сообщения «Принтер не готов» нажать кнопку «Режим» для перехода в заголовок следующего режима.

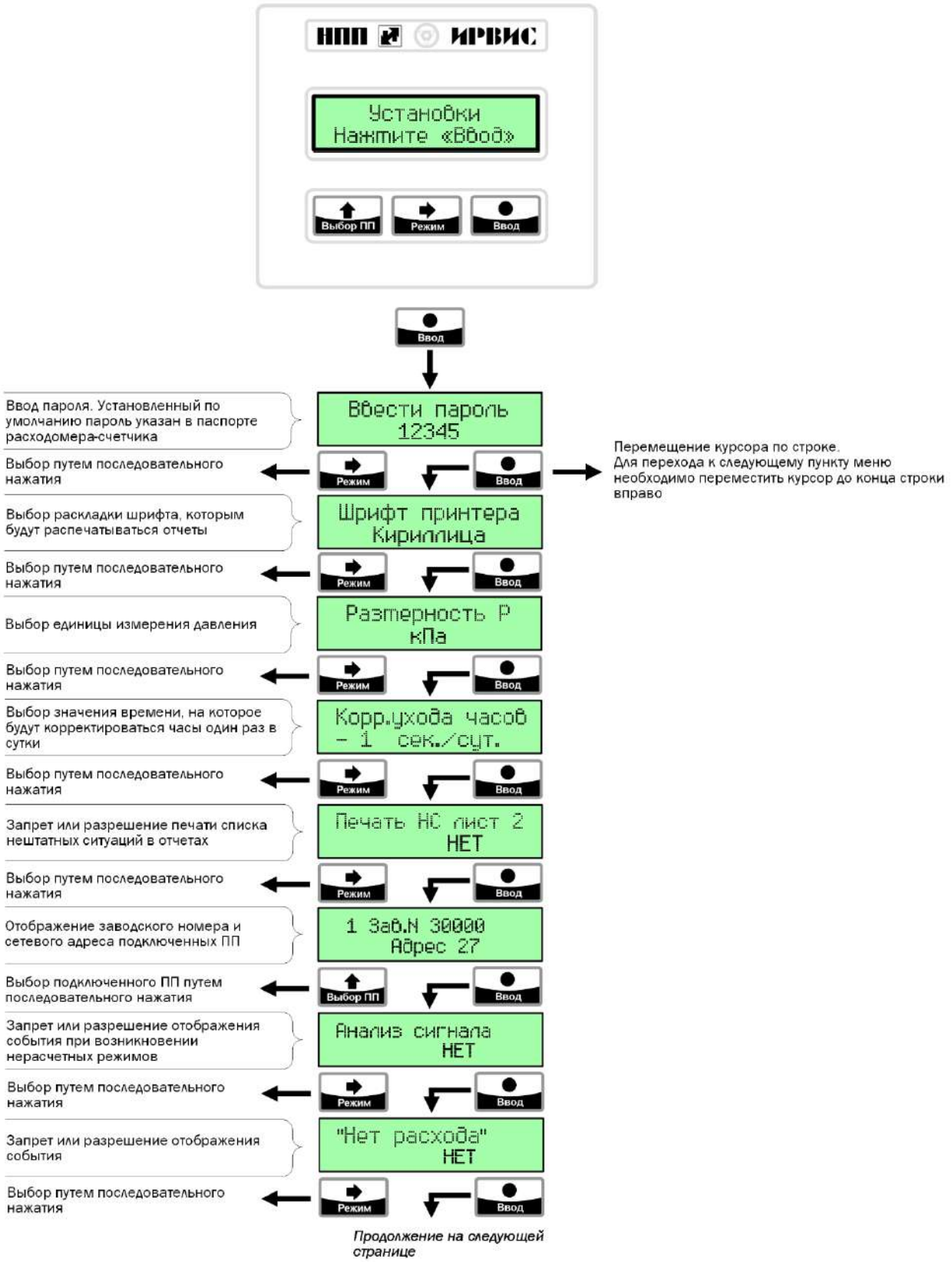


Рисунок 10 – Режимы индикации меню РИ «Установки»

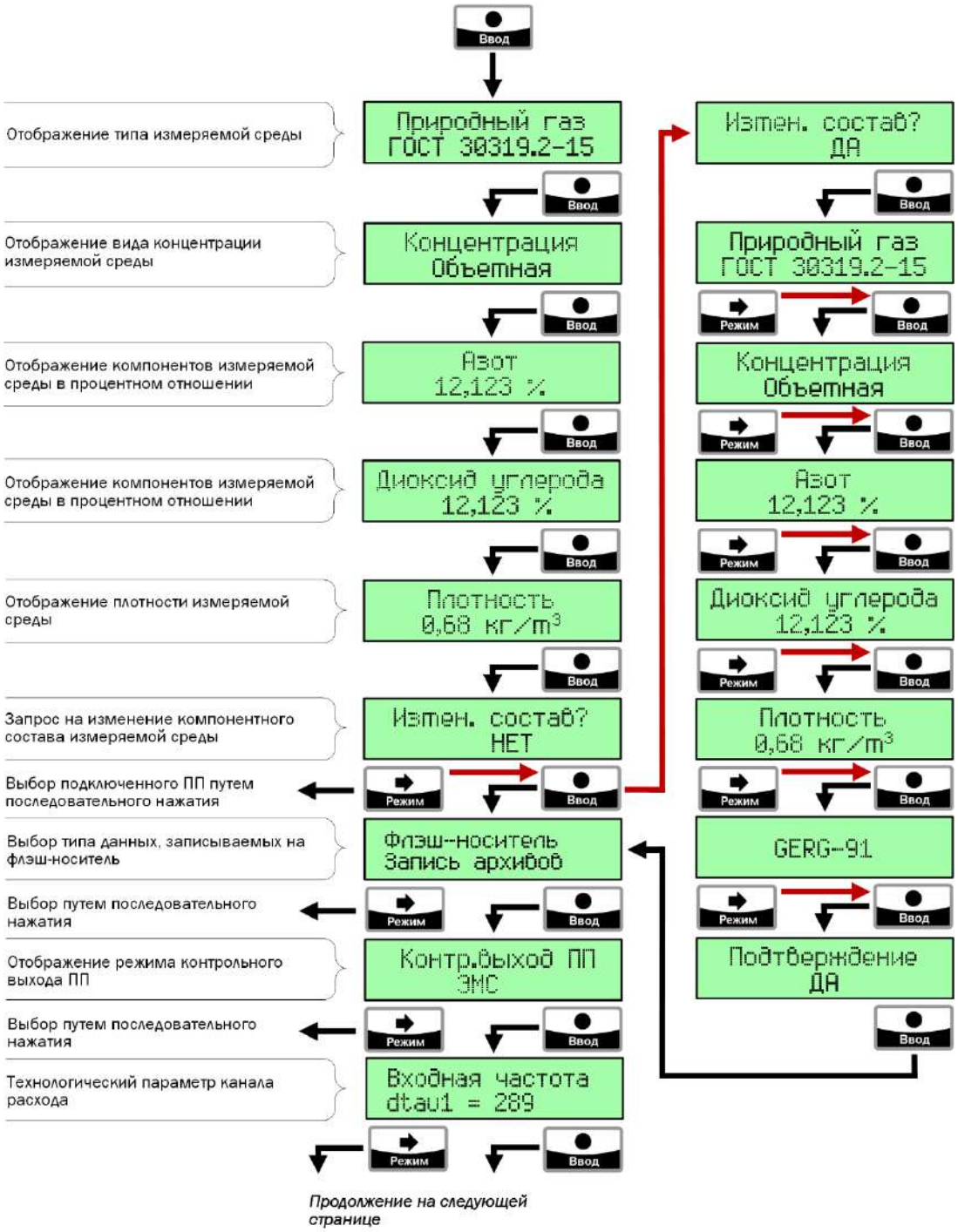


Рисунок 11 – Режимы индикации меню РИ «Установки» (продолжение)

Возможность выбора измеряемой среды с клавиатуры БИП, ввод значений компонентного состава и плотности может быть заблокирован по соглашению с поставщиком газа. Компонентный состав и метод расчета коэффициента сжимаемости определяется выбранным типом рабочей среды.

Для успешного сохранения измененного состава измеряемой среды первичный преобразователь должен быть обязательно подключен!

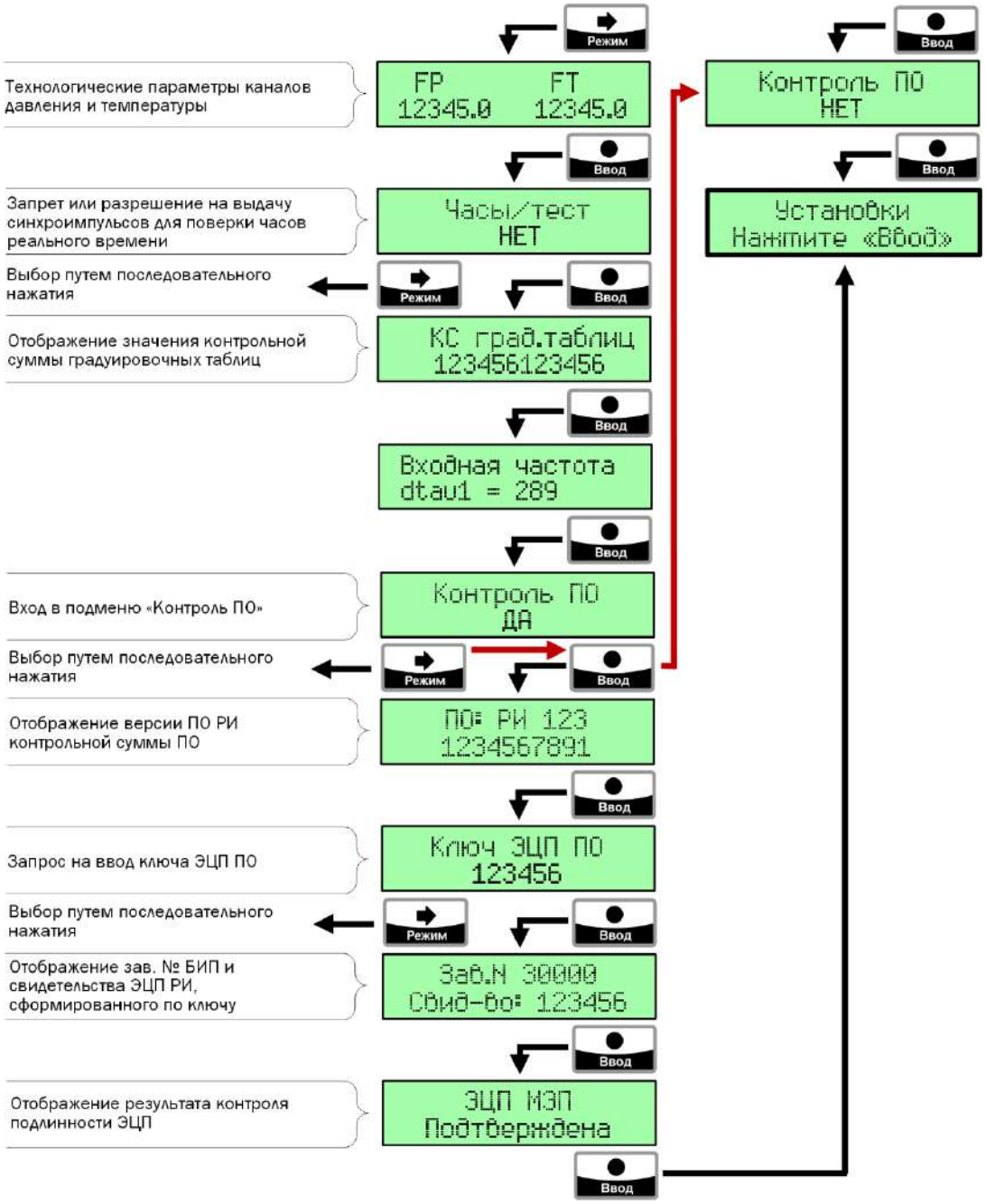


Рисунок 12 – Режимы индикации меню РИ «Установки» (окончание)

Типы данных, записываемых на флэш-носитель:

– «запись архивов»;

– «запись трендов» (запись текущих значений);

– «запись ОЗУ» (запись текущих значений и параметров сигнала расхода).

При выборе типа данных «Запись трендов» предоставляется возможность настройки периода записи текущих значений на флэш-носитель из ряда: 1, 2, 4, 8..2048 секунд и способа записи трендов на флэш-носитель: «по кругу» – без ограничения времени либо «одноразовая» – до исчерпания объема памяти флэш-носителя.

Ввод ключа ЭЦП для контроля подлинности ПО РИ допускается НЕ БОЛЕЕ 1 раза за час!

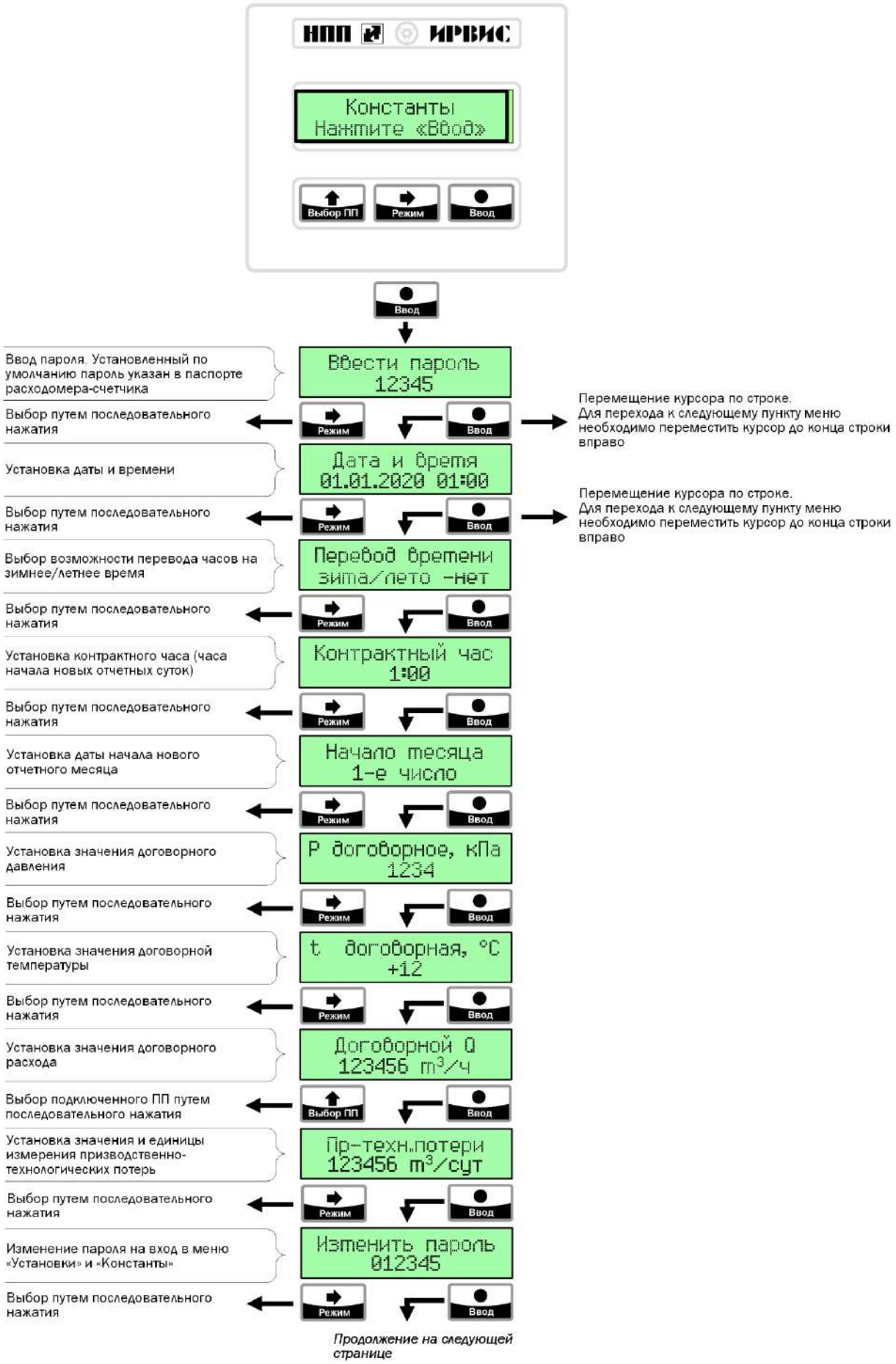


Рисунок 13 – Режимы индикации меню РИ «Константы»

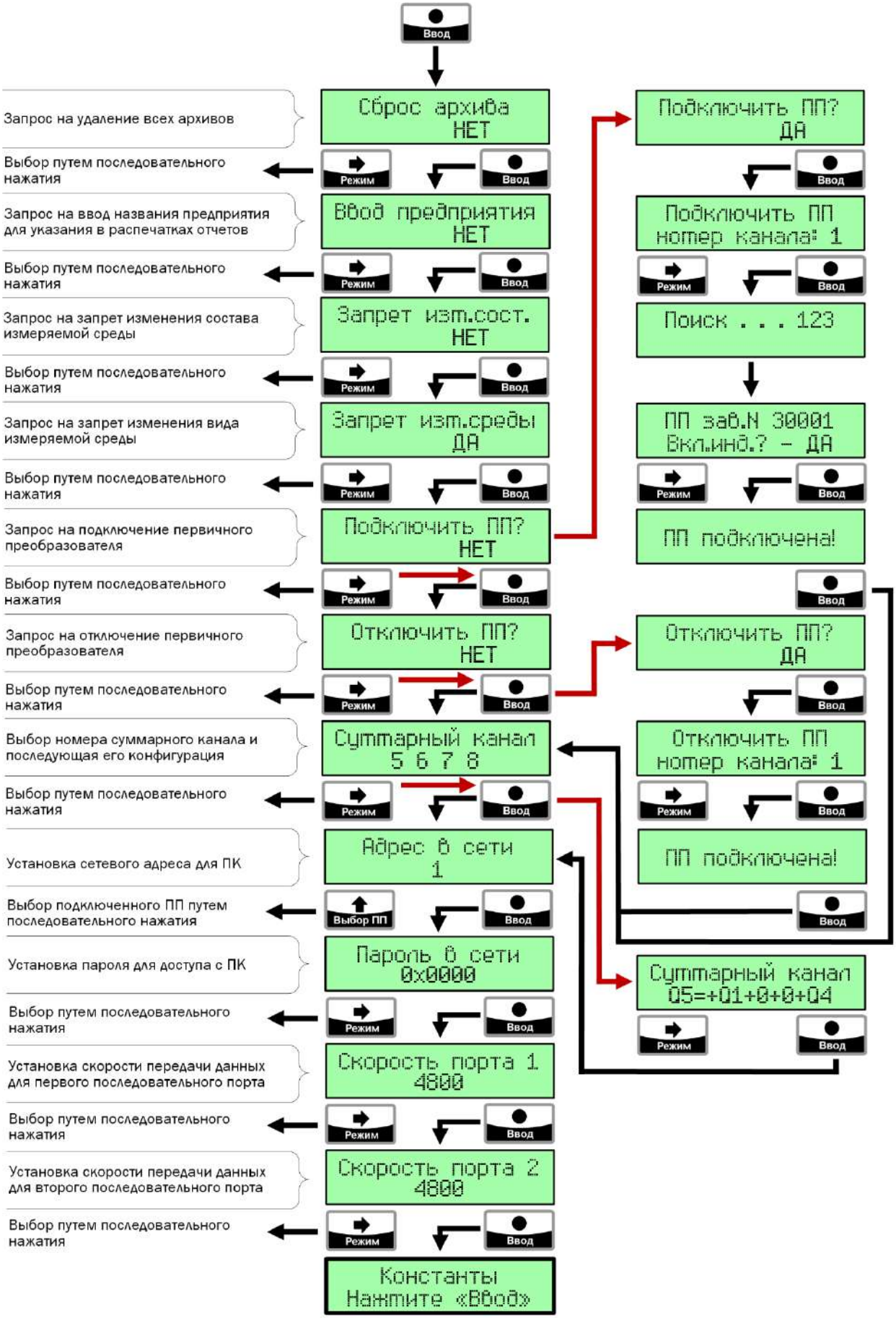


Рисунок 14 – Режимы индикации меню РИ «Константы» (окончание)

При выборе «ДА» в пункте меню «Запрет изм. сост.» блокируется изменение состава и плотности газа с клавиатуры БИП из режима «Установки».
Адрес в сети необходимо изменить только при наличии сети из нескольких расходомеров-счетчиков, подключенных по RS-485.

Для многоканального исполнения прибора перед запуском диалога подключения ПП требуется соединить ПП и БИЗ с помощью СК. В случае, если поиск ПП запускается при удерживаемой кнопке «Выбор ПП», опрашиваются все возможные адреса, в т.ч. и уже подключенных ПП. В противном случае – подключенные ПП пропускаются. Поиск производится в порядке возрастания адреса. Каждый из четырех каналов может подключаться только к одному ПП.

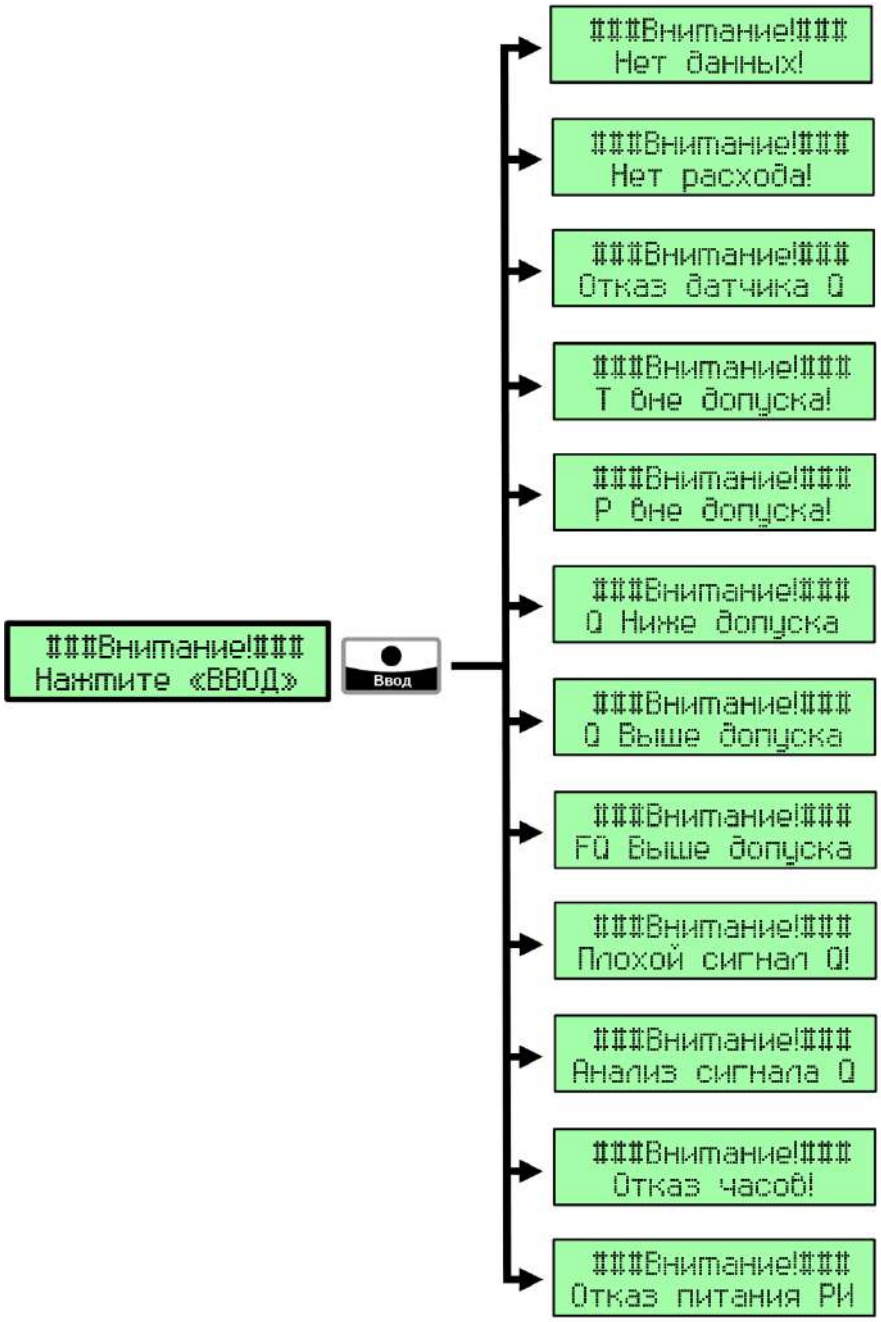


Рисунок 15 – Режимы индикации «Внимание»

При переборе кнопкой «Ввод» индицируются только те из приведенных здесь возможных сообщений, которые соответствуют действующим в данное время событиям.
Пояснения по сообщениям см. в таблице 7.

Примеры отчетов, распечатываемых расходомером-счетчиком ИРВИС-Ультра

1. Суточные отчеты

Архив параметров за сутки по одному из четырех ПП

-1-

ОТЧЕТ за СУТКИ (10.04.19 07:00 - 11.04.19 07:00)
распечатан 12.04.19 в 08:52

Предприятие

Счетчик газа ИРВИС-Ультра N 30000; рег. РИ-7-990; адр. 105, 19200/19200 бит/с
ПП1 N 30000; типоразмер ПП, мм 50; путь луча, мм 90.26;
диапазон измер.расходов Qнаим..Qнаиб, м3/ч:(0.5..230.0)*(Рабс/Ратм);
диапазон градуировки датчика абсолютного давления, МПа 0.090..1.600;
диапазон градуировки датчика температуры, град.С –40..+50.
Контрольная сумма градуировочных таблиц P, T, Q:128101040170
Действующие установки констант на начало отчетного периода:
Измеряемая среда: природный газ; метод расчета К: ГОСТ 30319.2-2015.
Состав: N2,% 1.26; CO2,% 0.54; Плотность, кг/м3 0.69.
Договорные параметры: Рдог., кПа 500; Тдог., град.С + 15;
Q дог.= 2000 м3/ч; Контрактный час 7:00; Начало месяца 25-е число;
Отчетный период завершен, Тнар 65534.9.. 6.8
Показания накопительных счетчиков
на момент начала отчетного периода: V=9999899 м3; Vру
=9999989 м3
на момент конца отчетного периода: V= 1749 м3; Vру= 184 м3

N	Дата и время отчета	tср ч, град.С	Рср ч, кПа	Vру час, м3	Vчас, м3	V, м3	Тнар, ч	Тнс1, сек	НС, 0123
01	10.04.19 08:00 +	18.1	1000	10	100	9999999	65535.9	0	2
02	10.04.19 09:00 +	10.1	1200	24	50	49	0.9	0	2
03	10.04.19 10:00*+	20.1	1000	50	500	549	1.5	0	3
04	10.04.19 11:00							0	0
05	10.04.19 12:00							0	0
06	10.04.19 13:00*+	20.1	1000	0	0	549	2.1	2160	1
07	10.04.19 14:00*+	20.1	1000	50	500	1049	3.1	1440	1
08	10.04.19 15:00*+	20.1	1000	10	100	1149	3.9	0	0
09	10.04.19 16:00							0	0
10	10.04.19 17:00							0	0
11	10.04.19 18:00							0	0
12	10.04.19 19:00							0	0
13	10.04.19 20:00							0	0
14	10.04.19 21:00							0	0
15	10.04.19 22:00							0	0
16	10.04.19 23:00							0	0
17	11.04.19 00:00							0	0
18	11.04.19 01:00							0	0
19	11.04.19 02:00							0	0
20	11.04.19 03:00							0	0
21	11.04.19 04:00							0	0
22	11.04.19 05:00*	0.0	0.0	0	0	1149	4.8	1800	1
23	11.04.19 06:00*+	20.0	0.900	11	100	1249	5.8	0	0
24	11.04.19 07:00 +	20.1	1.000	50	500	1749	6.8	0	0

ИТОГ ЗА СУТКИ 10.04.19 07:00 - 11.04.19 07:00

ИТОГ, м3	tср с, град.С	Рср с, кПа	Vру сут, м3	Vчас сут, м3	Vнс сут, м3	Тнс, сек	Тнс1, сек	Тнс0, сек	Vнс2, м3
19862	+ 19.5	752	205	1850	19062	64800	5400	59400	12

PIN-код 9814 7402500011600001
Представитель потребителя газа _____ Представитель поставщика газа _____

-2-
ОТЧЕТ за СУТКИ (10.04.19 07:00 - 11.04.19 07:00)
распечатан 12.04.19 в 08:52

Предприятие

Счетчик газа ИРВИС-Ультра N 30000; рег. РИ-7-990; адр. 105, 19200/19200 бит/с
Нештатные ситуации ПП1 N 30000
типа НС1 - учет газа невозможен - длительность 5400 сек
Тнс1 в таблице по часам обусловлено событиями:
Отказ датчика Q
Нет данных
типа НС0 – нет заполнения архива - длительность 59400 сек
обусловлено событиями:
выключение питания
перевод часов вперед
типа НС2 - учет газа по константам
Т вне допуска
Q ниже допуска
типа НС3 - изменение констант зафиксировано

Изменение от 10.04.19. В 9:15 при Тнар.= 1.2 ч. введено:
Среда : природный газ
диоксид углерода: 0.060 %
азот : 0.780 %
Плотность : 0.681 кг/м3
Изменение от 10.04.19. В 9:15 при Тнар.= 1.2 ч. введено:
Q дог.= 1000 м3/ч
Изменение от 10.04.19. В 9:15 при Тнар.= 1.2 ч. введено:
При «Плохом сигнале Q» объем вычислять по Тнс, Qдог

PIN-код 9814 7402500011600001
Представитель потребителя газа Представитель поставщика газа
_____ _____

Примечание:

В данном примере показано, что счетчики времени наработки и объема одновременно подошли к концу цикла в первом часе отчетных суток (чтобы были видны их максимальные значения). Продолжительность событий в примере показана кратная часу для упрощения расчетов.

Для иллюстрации реакции расходомера-счетчика на различные нештатные события приведена распечатка суточного отчета со следующими событиями:

7:24-7:30 - «Т вне допуска» (НС2), Vнс2=12 м3 – учтены при подстановке Тдог=15°С;

8:10-8:20 - «Q ниже допуска» (НС2), учет ведется штатным счетчиком объема при подстановке Qнаим;

9:15 - «изменение констант» (НС3) ввод состава газа и изменение договорных условий;

12:24-13:24 - «Отказ датчика Q» (НС1), общая продолжительность (0,6+0,4) часа

4:30-5:00 - «Нет данных (НС1), продолжительность 0,5 часа

5:36-5:54 - «Нет расхода» - выключение подачи газа (не отображается как НС);

9:36-12:24 - выключение питания (НС0), общая продолжительность 2,8 часа;

14:48-4:30 - несанкционированный перевод часов вперед, появляется перерыв в архиве – период времени, когда учет газа не производился (НС0), общей продолжительностью 13,7 часа

Суммарный объем при нештатных ситуациях Vнс сут подсчитывается как сумма Vнс1, Vнс0 и Vнс2, при этом договорной расход выбирается действующий по состоянию на конец суток: Q дог.= 1000 м3/ч;
Vнс сут= [(2,8+13,7)*1000]+[(0,6+0,4+ 0,5)*1000] +12 = 18012 м3
Т.о. итоговый объем за сутки =Vсут + Vнс=1850+ 18012= 19862 м3

Комментарии к примеру отчета за сутки по одному из четырех ПП

1 В заголовке имеются даты начала и конца отчетных суток. Здесь же дата и время печати.

2 Раздел «Предприятие» состоит из двух строк текстовых переменных, задаваемых пользователем с компьютера с помощью программы «Ирвис-ТП. Коммерческий отчет (RiCom)», либо с клавиатуры БИП в режиме «Константы». Исходно в этом разделе на печать выводится только слово «предприятие», остальное – пробелы. Пробелы могут быть изменены на любой текст, например адрес, номер абонентского счета, характеристика узла учета и т.д. Ввод символов производится в режиме «Константы» путем подбора символов. Возможно от руки вписать название предприятия в свободное поле распечатанного отчета.

3 Раздел «Счетчик газа ИРВИС-Ультра N 30000; рег. РИ-7-990; адр. 105, 19200/19200 бит/с» – выводятся марка счетчика, заводской номер счетчика (по номеру БИП), тип и номер версии РИ, сетевой адрес, скорость обмена первого и второго последовательного порта.

4 Раздел «ПП1 N 30000…» Печатается номер информационного канала РИ (только для многоканального исполнения) и заводской номер подключенного к нему ПП. Диаметры ПП, диапазон измеряемых расходов, диапазон градуировки датчика абсолютного давления и датчика температуры, состав измеряемой среды считываются из энергонезависимой памяти МЭП при каждом включении питания. Для обнаружения изменения градуировочных таблиц датчиков служит значение «Контрольная сумма градуировочных таблиц P, T, Q». В нем указаны значения контрольной суммы по каждой таблице (три группы по 4 цифры), в межповерочный интервал эти числа изменяться не должны.

5 В разделе «Действующие установки констант на начало отчетного периода:» печатаются значения, сохраненные в архиве констант и относящиеся к моменту начала контрактных суток. Эти значения, определяющие свойства рабочей среды и способ расчета объема газа на время нештатных ситуаций (см пп. 2.3.7–2.3.10), должны быть согласованы с поставщиком газа. В случае, если данные за требуемый период уже исключены из архива констант вследствие переполнения или сброса архива, в соответствующей позиции печатается знак «*».

6 В случае распечатки завершенных отчетных суток печатается надпись: «Отчетный период завершен» а также время наработки, показания накопительных счетчиков объема газа при стандартных и при рабочих условиях (V и Vру) на момент начала и на момент конца отчетного периода. В случае, если печатается отчет за текущие отчетные сутки (текущее время не достигло контрактного часа), печатается только надпись: «Контрактные сутки не завершены».

7 В разделе почасовых параметров строки имеют порядковый номер и датировку. В соответствующих колонках помещены: средняя за час температура (t ср ч), среднее за час давление газа (P ср ч), значение объема газа при рабочих условиях, прошедшего за час через ПП (Vру час - часовой расход при раб.усл.), значение объема газа, приведенного к стандартным условиям, прошедшего за час через ПП (Vчас - часовой расход при ст.усл.), значение накопительного счетчика объема газа при стандартных условиях (V), значение счетчиков времени наработки Тнар и времени действия нештатных ситуаций типа НС1 (Тнс1) по состоянию на конец каждого часа. В последнем столбце «НС» таблицы почасовых параметров указывается тип нештатной ситуации, действовавшей в данный час (см. пп. 2.3.7–2.3.10). Если в столбце «НС» некоторой строки отчета отмечено наличие НС типов «0» или «1», то непосредственно после даты и времени печатается символ «*» с целью выделения тех архивных записей, когда осуществлялась подстановка договорных значений расхода. Пустые строки, соответствующие периоду, когда заполнение архива не производилось маркируются типом нештатной ситуации «НС0», символ «*» не печатается. В случаях, если при изменении контрактного часа или при автопереводе часов на «зимнее» время фактического пропуска в заполнении архива не было в таблице могут присутствовать пустые часовые строки с типом нештатной ситуации «НС0» не учитываемые при подсчете Тнс0.

8 В разделе «ИТОГ ЗА СУТКИ» приведены среднесуточные значения Pср, tср, значение объема газа при рабочих условиях, прошедшего за отчетные сутки через ПП (Vру сут - суточный расход при раб.усл.), значение объема газа, приведенного к стандартным условиям, прошедшего за отчетные сутки через ПП (Vсут - суточный расход при ст.усл.), значение объема при нештатных ситуациях Vнс за отчетные сутки, суммарная длительность нештатных ситуаций за сутки (общая – Тнс и по типам: Тнс1, Тнс0), значение объема, рассчитанного за сутки при подстановке договорных значений температуры или давления Vнс2. В колонке «ИТОГ» помещено итоговое за сутки значение – результат сложения суточного объема газа, штатно измеренного с заявленной точностью и объема при нештатных ситуациях, подсчитанного при подстановке договорных значений.

9 PIN-код состоит из двух частей, разделенных пробелом, одна из которых - код, формируемый из почасовых значений по правилам, задаваемым паролем поставщика. PIN-код служит для проверки подлинности протокола.

10 В конце каждого листа распечатки имеются места для подписей поставщика и потребителя газа.

11 После распечатки первого листа суточного отчета, на печать выводятся листы с перечнем нештатных ситуаций происшедших за данные отчетные сутки. В случае отсутствия в архиве признаков событий типов НС0, НС1 взамен «- длительность … сек» и «зафиксированы:» печатается «- не происходило». При наличии в данные отчетные сутки событий типа НС3 распечатываются соответствующие записи архива констант с указанием даты, времени изменения и вновь введенного значения констант.

Архив параметров за сутки по одному из пяти суммарных каналов:

-1-

ОТЧЕТ за СУТКИ (10.04.19 07:00 - 11.04.19 07:00)
распечатан 12.04.19 в 08:52

Предприятие

Счетчик газа ИРВИС-Ультра N 30000; рег. РИ-7-990; адр. 105, 19200/19200 бит/с
Суммарный канал 5; расчетная формула: Qпп1+Qпп2-Qпп3+Qпп4
ПП1 N 30000, ПП2 N 30001, ПП3 N 30002, ПП4 N 30003

N	Дата и время отчета	Vчас5 м3	Vчас1 м3	Vчас2 м3	Vчас3 м3	Vчас4 м3	Тнар ч	НС |0123|
01	10.04.19 08:00	2790	132	2509	352	501	1199,9	1
02	10.04.19 09:00	1798	240	1050	0	508	1200,7	3
03	10.04.19 10:00							0
04	10.04.19 11:00							0
05	10.04.19 12:00							0
06	10.04.19 13:00							0
07	10.04.19 14:00							0
08	10.04.19 15:00							0
09	10.04.19 16:00							0
10	10.04.19 17:00							0
11	10.04.19 18:00							0
12	10.04.19 19:00							0
13	10.04.19 20:00							0
14	10.04.19 21:00							0
15	10.04.19 22:00							0
16	10.04.19 23:00							0
17	11.04.19 00:00							0
18	11.04.19 01:00							0
19	11.04.19 02:00							0
20	11.04.19 03:00							0
21	11.04.19 04:00							0
22	11.04.19 05:00							0
23	11.04.19 06:00							0
24	11.04.19 07:00							0

ИТОГ ЗА СУТКИ 10.04.19 07:00 - 11.04.19 07:00

Суммарный канал 5	Vсут м3	Vнс сут м3	Тнс сек	Тнс1 сек	Тнс0 сек	Vнс2 м3
	4588	43560	83640	1560	82080	0

PIN-код 9814 7402500011600001
Представитель потребителя газа _____ Представитель поставщика газа _____

Примечание:

В данном примере показано, суммарный канал N5 сконфигурирован на выполнение суммирования расходов (часовых объемов), приведенных к стандартным условиям, по формуле: «Qпп1+Qпп2-Qпп3+Qпп4».

Для иллюстрации приведена распечатка суточного отчета со следующими событиями:

7:04-7:30 - «нет данных» - обрыв кабеля к ПП1 (НС1)

8:25 - «изменение констант» (НС3) ввод состава газа в ПП3

8:48 - выключение питания прибора(НС0) заметно по пропуску часовых данных

Комментарии к примеру отчета за сутки по одному из пяти суммарных каналов

1 Заголовок и раздел «Предприятие» аналогичны отчету за сутки по одному из ПП.

2 Указан номер суммарного канала, его формула, номера каналов с подключенными ПП. Слагаемыми (в т.ч. и с отрицательным знаком) в задаваемой формуле могут служить расходы (часовые объемы), измеренные каждым из четырех каналов с подключенными ПП.

3 В таблице почасовых значений приведено значение суммы и слагаемых за каждый час. Наличие нештатных ситуаций различных типов по какому-либо из ПП отображается в колонке «НС».

4 В разделе «ИТОГ ЗА СУТКИ» приведены значения объема, рассчитанного по формуле, суммарные по всем указанным ПП значения объема Vнс сут и Vнс2, а также длительности нештатных ситуаций.

2. Отчеты за период

Архив параметров за месяц по одному из четырех ПП

-1-

ОТЧЕТ за июль 2019 г. (25.06.19 7:00 - 25.07.19 7:00)
распечатан 24.08.19 в 9:46
Предприятие
Счетчик газа ИРВИС-Ультра N 30000; рег. РИ-7-990; адр. 105, 19200/19200 бит/с
ПП1 N 30000; типоразмер ПП, мм 50; путь луча, мм 90.26;
диапазон измер.расходов Qнаим..Qнаиб, м3/ч:(0.5..230.0)*(Рабс/Ратм);
диапазон градуировки датчика абсолютного давления, МПа 0.090..1.600;
диапазон градуировки датчика температуры, град.С –40..+50.
Контрольная сумма градуировочных таблиц P, T, Q:128101040170
Действующие установки констант на начало отчетного периода:
Измеряемая среда: природный газ; метод расчета К: ГОСТ 30319.2-2015.
Состав: N2,% 1.26; CO2,% 0.54; Плотность, кг/м3 0.69.
Договорные параметры: Рдог., кПа 500; Тдог., град.С + 15;
Q дог.= 1000 м3/ч; Контрактный час 7:00; Начало месяца 25-е число;
Вычисление объема при сообщении "Плохой сигнал Q" : вычислять по Тнс, Qдог,
Отчетный период завершен, Тнар 896.9.. 1277.0
Показания накопительных счетчиков
на момент начала отчетного периода: V=9919771 м3; Vру=9991456 м3
на момент конца отчетного периода: V=18983 м3; Vру= 1713 м3

N	нач. суток	Дата и время отчета	tср с град.С	Рср с МПа	Vру сут м3	Vсут м3	V м3	Тнар ч.	НС 0123
1	25.06	26.06.19 07:00	+ 22.5	1.034	610	6574	9926345	910.9	
2	26.06	27.06.19 07:00	+ 22.0	1.208	668	6787	9933132	934.9	
3	27.06	28.06.19 07:00	+ 20.7	1.010	634	6577	9939709	958.9	
4	28.06	29.06.19 07:00	+ 20.2	1.102	668	6456	9946165	982.9	
5	29.06	30.06.19 07:00	+ 21.5	1.218	686	6545	9952710	1006.9	
6	30.06	01.07.19 07:00	+ 20.6	1.040	578	5987	9958697	1030.9	
7	01.07	02.07.19 07:00	+ 21.1	1.200	567	5897	9964594	1054.9	
8	02.07	03.07.19 07:00	+ 20.7	1.108	459	5234	9969828	1078.9	3
9	03.07	04.07.19 07:00	+ 23.1	1.043	456	5453	9975281	1102.9	
10	04.07	05.07.19 07:00	+ 20.5	1.108	586	5876	9981157	1126.9	
11	05.07	06.07.19 07:00	+ 25.1	1.113	588	6012	9987169	1150.9	
12	06.07	07.07.19 07:00	+ 20.4	1.124	654	6678	9993847	1174.9	
13	07.07	08.07.19 07:00	+ 20.3	1.098	632	6052	9999899	1198.9	
14	08.07	09.07.19 07:00*	+ 19.5	0.752	132	1760	1659	1207.1	1
15	09.07	10.07.19 07:00*	+ 21.3	1.234	254	2634	4293	1219.1	0
16	10.07	11.07.19 07:00							0
17	11.07	12.07.19 07:00							0
18	12.07	13.07.19 07:00							0
19	13.07	14.07.19 07:00							0
20	14.07	15.07.19 07:00							0
21	15.07	16.07.19 07:00							0
22	16.07	17.07.19 07:00							0
23	17.07	18.07.19 07:00							0
24	18.07	19.07.19 07:00							0
25	19.07	20.07.19 07:00							0
26	20.07	21.07.19 07:00							0
27	21.07	22.07.19 07:00							0
28	22.07	23.07.19 07:00*	+ 22.1	1.102	189	2031	6324	1229.0	0
29	23.07	24.07.19 07:00	+ 20.5	1.210	510	6425	12749	1253.0	
30	24.07	25.07.19 07:00	+ 23.2	1.145	627	6234	18983	1277.0	

ИТОГ ЗА за июль 2019 г. (25.06.19 7:00 - 25.07.19 7:00)

ИТОГ м3	Vру 30| м3	V 30| м3	Vнс 30| м3	Vптп 30| м3	Тнс мин	Тнс1 мин	Тнс0 мин	Vнс2 мин
429529	10257	99212	330317	60	19819	25	19794	0	

PIN-код 9814 7402500011600001
Представитель потребителя газа Представитель поставщика газа

Примечание:
Для иллюстрации приведена распечатка отчета за месяц со следующими событиями:
02.07.19 9: 05 - « Изменение констант» (НС3) - ввод состава газа;
08.07.19 10:20-10:45 – «Плохой сигнал Q» (НС1, т.к. действует договорное условие:
при сообщении "Плохой сигнал Q" : вычислять по Тнс, Qдог);
09.07.19 -22.07.09 - «выключение питания» (НС0); Тнс0=19794 мин.

Комментарии к примеру отчета за период по одному из четырех ПП

1 Месячный отчет и отчет за период, задаваемый пользователем, формируются на основе посуточного архива параметров, который охватывает 1200 суток по времени наработки прибора.

2 Месячный отчет формируется только после завершения контрактного месяца, т.е. не ранее наступления контрактного часа даты условного начала месяца. Можно сформировать месячный отчет по любому интервалу дат из посуточного архива параметров в соответствии с действующим в момент печати значением «начало месяца».

3 Отчет за период может охватывать любой период, выбранный пользователем в диалоге режима «Отч. за период». Текущие, не завершенные отчетные сутки, в распечатываемый период не включаются.

4 В заголовке отчета за месяц имеется название месяца, дата и время начала и конца контрактного месяца, дата и время печати. В заголовке отчета за период надпись «Отчет за период», дата и время начала и конца периода, дата и время печати. Далее форма распечатки аналогична месячному отчету.

5 Разделы, описывающие место установки счетчика газа, его тип, характеристики и действующие установки констант аналогичны приведенным в отчете за сутки. При выборе интервала распечатываемых дат следует учитывать, что таблица с суточными значениями параметров распечатывается в соответствии с календарным порядком, вне зависимости, имелось ли в данный период заполнение архива.

6 В разделе «ИТОГ ...» приведены значения объема газа при рабочих условиях (Vру n) и приведенного к стандартным условиям (V n), прошедшего за период через ПП; значение объема при нештатных ситуациях (Vнс n,); производственно-технологических потерь газа (Vптп n), рассчитанных по заданному суточному нормативу; суммарная длительность нештатных ситуаций за период (общая – Тнс и по типам: Тнс1, Тнс0), значение объема, рассчитанного при подстановке договорных значений температуры или давления за период (Vнс2). Индексом «n» при обозначениях параметров итога за период служит длительность отчетного периода, выраженная в сутках. В колонке «ИТОГ» помещено итоговое за отчетный период значение – результат сложения объема газа, штатно измеренного с заявленной точностью и объема при нештатных ситуациях, подсчитанного при подстановке договорных значений.

7 После распечатки первого листа отчета, на печать выводятся листы с перечнем нештатных ситуаций и значениями введенных констант за отчетный период аналогично приведенным в отчете за сутки.

Архив событий за период по одному из четырех ПП

-1-

АРХИВ СОБЫТИЙ за 10.04.19 07:00 - 11.04.19 07:00
распечатан 12.04.19 в 08:52
Предприятие

Счетчик газа ИРВИС-Ультра N 30000; рег. РИ-7-990; адр. 105, 19200/19200 бит/с
ПП1 N 30000; типоразмер ПП, мм 50; путь луча, мм 90.26;

БИП, ПП1 N 30000 События	Период действия: начало Дата и время	Период действия: конец Дата и время	Длительность, ч	Тнар: начало, ч	Тнар: конец, ч
Отключение питания	10.04.19 09:36	10.04.19 12:24	2.79	1.5	1.6
Изменение даты/времени	10.04.19 14:48	11.04.19 04:30	0.00	3.9	4.0
Отказ часов	Не происходило				
Q ниже допуска	10.04.19 08:10	10.04.19 08:20	0.20	0.1	0.3
Q выше допуска	Не происходило				
FQ выше допуска	Не происходило				
Вода в датчике Q	Не происходило				
Отказ датчика Q	10.04.19 12:24	10.04.19 13:24	1.00	1.1	2.1
Нет расхода	11.04.19 05:36	11.04.19 05:54	0.30	5.2	5.5
Плохой сигнал Q	Не происходило				
Анализ сигнала Q	Не происходило				
T вне допуска	10.04.19 07:24	10.04.19 07:30	0.10	65535.4	65535.5
P вне допуска	Не происходило				
Нет данных	11.04.19 04:30	11.04.19 05:00	0.50	4.3	4.8
Изменение констант	10.04.19 09:15	10.04.19 09:21	0.00	1.2	1.3

PIN CODE = 0038 3502500011600001
Представитель потребителя газа Представитель поставщика газа

Примечание:
Приведена распечатка архива событий, соответствующая примеру отчета за сутки.

Комментарии к примеру распечатки архива событий

1 В заголовке имеются даты и время границ распечатываемого периода, дата и время печати. Отчет формируется на основе данных, имеющихся в архиве событий по каждому шестиминутному интервалу за последние 100 суток времени наработки.

2 Разделы, описывающие место установки счетчика газа и его тип аналогичны приведенным в отчете за сутки. Далее, в первой колонке таблицы приведен список всех типов событий, обнаруживаемых системой самодиагностики. Остальные колонки содержат сведения о фактически происшедших в отчетный период событиях данного типа с указанием их начала, конца, длительности и привязки начала и конца события к времени наработки регистратора. Если начало или конец события произошли не в распечатываемый период, то в поле «Тнар.нач» либо «Тнар.кон.» печатается знак «*». В случае, если в отчетный период не зафиксировано ни одного события некоторого типа, то напротив него печатается «не происходило».

3 Если событие некоторого типа происходило в распечатываемый период более 10 раз, то после 10 строк списка печатается многоточие, печатаются остальные события в порядке, приведенном в примере, а далее выдается полный список, когда наблюдалось событие данного типа.

4 В конце каждого листа распечатки имеются PIN-код и места для подписей поставщика и потребителя газа.

5 Техническое обслуживание и текущий ремонт

5.1 Меры безопасности

5.1.1 По способу защиты человека от поражения электрическим током расходомер-счетчик относится к классу 01 по ГОСТ 12.2.007.0-75.

5.1.2 При монтаже, эксплуатации и демонтаже расходомера-счетчика необходимо соблюдать меры предосторожности в соответствии с требованиями правил техники безопасности, которые установлены на данном объекте.

5.1.3 Все работы по монтажу, демонтажу и восстановительном ремонте расходомера-счетчика необходимо выполнять при отключенном питании и отсутствии давления измеряемой среды в технологическом трубопроводе.

5.1.4 Во время эксплуатации расходомера-счетчика необходимо использовать защитное заземление, подключаемое к зажимам ПП согласно рисунку Д.3 приложения Д.

5.1.5 Технический персонал, обслуживающий расходомер-счетчик, должен быть ознакомлен с соответствующими инструкциями по технике безопасности.

5.1.6 Эксплуатация расходомера счетчика должна производиться согласно ГОСТ 12.2.007.0-75 и ГОСТ 12.3.019-80 и другим нормативным документам, регламентирующим применение электрооборудования.

5.2 Техническое обслуживание и ремонт

5.2.1 Для обеспечения работоспособности расходомера-счетчика и дополнительных устройств, входящих в состав измерительного участка (при их наличии), в течение всего срока эксплуатации необходимо проводить периодические осмотры с целью определения их технического состояния.

5.2.2 Сроки, периодичность и объем осмотров устанавливаются ответственной службой эксплуатирующей организации по рекомендациям п.7.2.8 ГОСТ 8.611–2024.

5.2.3 Если по результатам осмотра установлено, что техническое состояние расходомера-счетчика и дополнительных устройств (при их наличии) не обеспечивает их корректное функционирование, необходимо проведение профилактических работ[25].

5.2.4 Профилактические работы включают контроль электрических сигналов, промывку деталей проточной части расходомера-счетчика и дополнительных устройств (при наличии), замена уплотнительных колец т.д.

5.2.5 Осмотр внешнего состояния расходомера-счетчика производится при отключенном напряжении питания. Проверяется состояние кабелей, надежность крепления разъемов кабелей, наличие отложений на ПЭП и стенках проходного сечения ПП.

5.2.6 При наличии заметных отложений на поверхности деталей проточной части они протираются мягкой тканью, смоченной ацетоном или техническим спиртом.

5.2.7 При наличии в составе измерительного участка УПП – устройства подготовки потока (формирователя потока), контроль его технического состояния осуществляется согласно п. 9.4.2 ГОСТ 8.611–2024:

– по перепаду давления (УПП модификаций «Турбулизатор-У» и «Турбулизатор-Шг»);

– с помощью встроенного эндоскопа (УПП модификации «Турбулизатор-У-Эндо»).

Критериями загрязнения УПП в процессе эксплуатации, при достижении которых необходима промывка, являются:

– увеличение перепада давления на 10%, по сравнению со значением, рассчитанным по п. 1.3.19 (УПП модификаций «Турбулизатор-У» и «Турбулизатор-Шг»);

– соответствующее состояние индикаторов загрязненности (УПП модификации «Турбулизатор-У-Эндо»).

Краткое описание и методика контроля технического состояния УПП «Турбулизатор-У-Эндо» приведены в приложении Ж.

Примечание:
[25] Профилактические работы при периодической поверке ИРВИС-Ультра проводятся в обязательном порядке.

5.2.8 Ремонт расходомера-счетчика должен производиться в соответствии с гл. 3.4 ПЭЭП.

5.2.9 В случае превышения сетевого напряжения более 270 В при включении расходомера-счетчика сгорают плавкие предохранители. Для восстановления работоспособности расходомера-счетчика необходимо заменить вышедшие из строя плавкие предохранители.

5.2.10 Гарантийному ремонту не подлежат расходомеры-счетчики при наличии механических повреждений и несанкционированном нарушении пломбировки предприятия-изготовителя.

5.2.11 Гарантийные обязательства: 12 месяцев со дня ввода в эксплуатацию, но не более 18 месяцев со дня выпуска при соблюдении условий транспортирования, хранения и эксплуатации.

5.3 Возможные неисправности и методы их устранения

5.3.1 Настоящая версия расходомера-счетчика снабжена развитой системой самодиагностики.

5.3.2 Неисправности расходомера-счетчика, способ их определения и методы их устранения приведены в таблице 8. В таблицу включены также ответы на наиболее часто встречающиеся вопросы и ошибки, возникающие при использовании расходомера-счетчика. Такие пункты неисправностями не являются и помечены в таблице звездочками. Двумя звездочками в таблице помечены неисправности, при устранении которых внеочередная поверка расходомера-счетчика не проводится.

Таблица 8 – Возможные неисправности и методы устранения

Наименование неисправности, внешнее проявление, дополнительные признаки	Вероятная причина	Метод устранения[1)]
1. Не выводится информация на индикатор. Подсветка индикатора отсутствует.	1*. Отсутствует напряжение питания. 2**. Вышли из строя плавкие предохранители. 3**. Вышел из строя БПС или АВП. 4**. Отсоединен разъем БИ или КК.	1. Проверить наличие напряжения питания на клеммной колодке БПС «220 В» или на контактах «БП+» и «БП-» АВП. 2. Заменить плавкие предохранители. 3. Заменить БПС или АВП 4. Подключить разъем БИ или КК.
2. Не выводится информация на индикатор. Подсветка индикатора функционирует	1*. Сбой микроконтроллера индикатора. 2**. Повреждение индикатора. 3**. Повреждение РИ.	1. Произвести перезапуск прибора путем кратковременного (не менее 10 сек) отключения от сети либо выждать 1 час для инициализации индикатора. 2. Заменить индикатор. 3. Заменить РИ.
3. На индикатор прибора выводится сообщение «Внимание! Нет расхода».	1.*Отсутствует расход газа через ПП.	1. Проверить наличие расхода рабочего газа через ПП.
4. На индикатор выводится сообщение «Внимание! Нет данных» (более 3 минут).	От ПП не поступают данные на РИ: 1**. Обрыв или замыкание в кабеле между ПП и БИП. 2**. Вышел из строя БИЗ или РИ. 3. Вышел из строя МЭП.	1. Произвести перезапуск прибора путем кратковременного (но не менее 10 сек) отключения от сети. 2. Проверить контакт в клеммах, устранить обрыв или замыкании в кабеле. 3. Произвести замену РИ или БИЗ. 4. Произвести ремонт или замену МЭП.
5. На индикатор прибора выводится сообщение «Внимание! Отказ часов».	1*. Дребезг контактов при включении питания. 1**. Отказ элемента питания ЧРВ. 2**. Вышла из строя микросхема ЧРВ.	1. Выставить текущие дату и время из меню «Константы». 2. Заменить элемент питания ЧРВ. 3. Заменить РИ.
6. На индикатор выводится сообщение «Внимание! Т вне допуска».	1.*Расходомер-счетчик работает вне аттестованного диапазона температур. 2. Вышел из строя ППТ. 3. Вышел из строя модуль обработки данных с ППТ и ППД в МЭП. 4**. Обрыв или замыкание в цепи «ППТ – МЭП».	Произвести перезапуск прибора путем кратковременного (не менее 10 сек) отключения от сети. 1. Изменить условия эксплуатации. 2. Заменить ППТ. 3. Произвести ремонт или замену МЭП 4. Проверить отсутствие обрыва или замыкания в цепи «ППТ – МЭП».
7. На индикатор выводится сообщение «Внимание! Р вне допуска».	1*. Расходомер-счетчик работает вне аттестованного диапазона давлений. 2. Вышел из строя ППД. 3. Вышел из строя модуль обработки данных с ППТ и ППД в МЭП. 4**. Обрыв или замыкание в цепи «ППД – МЭП».	Произвести перезапуск прибора путем кратковременного (не менее 10 сек) отключения от сети. 1. Изменить условия эксплуатации. 2. Заменить ППД. 3. Произвести ремонт или замену МЭП 4. Проверить отсутствие обрыва или замыкания в цепи «ППД – МЭП».
9. На индикатор попеременно выводятся сообщения «Внимание! FQ выше допуска» и «Внимание! Отказ датчика Q» (т.е. эти два события действуют одновременно).	1. Вышел из строя МЭП.	1. Заменить МЭП.
10. На индикатор выводится сообщение «Внимание! Q ниже/выше допуска» или «Внимание! FQ выше допуска».	1*. Расход ниже/выше $Q_{наим}/Q_{наиб}$, указанного в паспорте на прибор. 2*. Негерметично закрыта входная задвижка при отсутствии потребления газа. 3**. Неправильно выполнено заземление или подключение СК. 4. Вышел из строя МЭП.	1. Изменить условия эксплуатации. 2. Произвести перезапуск прибора путем кратковременного (не менее 10 сек.) отключения от сети. 3. Закрыть входную задвижку при отсутствии потребления газа. 4. Выполнить заземление и подключение СК в соответствии с РЭ. 5. Произвести ремонт МЭП и поверку ПП.

Окончание таблицы 8

Наименование неисправности, внешнее проявление, дополнительные признаки	Вероятная причина	Метод устранения[1)]
11. На индикатор выводится сообщение «Внимание! Отказ датчика Q!».	1. Вышел из строя ПЭП. 2. Вышел из строя МЭП.	1. Произвести ремонт и поверку. 2. Заменить МЭП.
12. На индикатор выводится сообщение «Внимание! Плохой сигнал Q»	1**. Попадание предметов, частиц или капель, размером 3 - 4 мм на торец или на отражающую поверхность ПЭП. 2*. Акустическая помеха, возникающая в результате дросселирования газа по потоку перед счетчиком и вызывающая более чем двукратный перепад давления. 3. Вышли из строя ПЭП.	1. Демонтировать ПП, устранить загрязнения. Установить ПП в соответствии с п. 2.2 на штатные уплотнительные кольца. Устранить загрязнения ПЭП. Проверить правильность установки ПП на соответствие направлению потока (по стрелке на корпусе ПП). 2. Обеспечить мгновенное изменение расхода в секундных масштабах времени (напр. отремонтировать либо настроить регулятор давления для работы без пульсаций). Возможно применения специального глушителя (связаться с тех. поддержкой). 3. Заменить ПЭП.
13. При печати архивов цифры печатаются верно, а вместо букв непонятные символы.	1*. Кодировка букв в данном принтере не совпадает с установленной в РИ. Возможно, данный принтер не поддерживает печать русских букв в текстовом режиме.	1. В режиме «Установки» установить «Шрифт принтера» «Латиница», либо добиться читаемости распечаток настроив кодировку принтера на страницу «866» в соответствии с ТД на принтер.
14. В почасовой распечатке имеются строки с одинаковыми значениями времени отчета (дата, час, минуты), но с различными значениями времени наработки Тнар.	1*. Была проведена корректировка часов реального времени, после перевода часов назад возникнут записи в архиве с одинаковыми значениями часа. Проверить по архиву событий, были ли переустановки времени или даты.	Неисправностью не является. Примечание: счетчик объема при дублировании даты и времени отчета продолжает постоянный накопительный отсчет.
15. В почасовой распечатке имеются строки с одинаковым значением часа, но отличающиеся минутами по времени отчета.	1*. Строки со значением минут 00 заполняются при изменении часа при штатном режиме работы РИ (напр. строка со временем отчета 16:00 заполняется информацией, осредняемой с 15:00 по 16:00). Строки со значением минут не равным 00 заполняются в момент выключения прибора и остаются в архиве, если включение не произойдет до следующего изменения часа по ЧРВ.	Неисправностью не является.
16. В распечатке архива событий в графе «Начало события» либо «Конец события» напечатано значение Тнар и символ «*» - «звездочка».	1*. Начало либо окончание действия данного события находятся за пределами распечатываемого интервала (например, событие продолжает действовать в момент печати).	Неисправностью не является.
17. На индикатор выводится сообщение «Внимание! Анализ сигнала Q».	1*. Регулятор давления либо режим потребления газа создают нестационарный расход с параметрами не препятствующими его измерению (см. п. 2.3.2). 2*. Имеет место обратный расход (реверсивное течение газа через ПП).	1. Неисправностью не является. Сообщение выдается для предупреждения, что при изменении частоты или амплитуды пульсации расхода его измерение может стать невозможным, желательно устранить пульсации настройкой регулятора давления. 2. Проверить правильность установки ПП на соответствие направлению потока (по стрелке на корпусе ПП).
Примечание: [1)] Диагностика, описание и методы устранения некоторых неполадок, возникающих при эксплуатации расходомера-счетчика, также приведены в инструкции ИИ1002-256 ред. 2 «ИРВИС-РС4-Ультра. Диагностика «на месте» при нештатной работе прибора учета газа», размещенной на сайте ООО НПП «ИРВИС».		

5.3.3 В течение гарантийного срока эксплуатации устранение всех вышеперечисленных неисправностей должно производиться при непосредственном участии пусконаладочной организации.

Работы, выполняемые по рекламациям, поступившим на приборы с нарушенными пломбами предприятия-изготовителя или пусконаладочной организации, рассматриваются как внеплановый ремонт. Такие работы не входят в стоимость гарантийного или сервисного обслуживания и оплачиваются отдельно.

5.4 Поверка

5.4.1 Первичная поверка ПП и БИП расходомера-счетчика проводится при выпуске из производства и после ремонта.

5.4.2 Поверка расходомера-счетчика проводится согласно ТД «ГСИ. Расходомеры-счетчики ультразвуковые ИРВИС-Ультра. Методика поверки. МП 1758-13-2025».

5.4.3 Межповерочный интервал – 3 года.

6 Транспортирование и хранение

6.1.1 Условия транспортирования расходомеров-счетчиков в упаковке должны соответствовать условиям хранения согласно ГОСТ 15150-69 (раздел 5).

6.1.2 Транспортирование расходомеров-счетчиков в упаковке предприятия-изготовителя может проводиться любым видом транспорта в соответствии с правилами перевозки грузов для этого вида транспорта. Срок пребывания в условиях транспортирования не более 3 месяцев.

Во время погрузочно-разгрузочных работ и транспортирования упакованные расходомеры-счетчики не должны подвергаться резким ударам и воздействию атмосферных осадков.

6.1.3 Расходомеры-счетчики в упакованном виде должны храниться при соблюдении условий хранения по ГОСТ 15150–69, группа условий хранения 1.

7 Методики измерений

7.1.1 Положения ГОСТ 8.611–2024. ГСИ. Расход и количество газа. Методика (метод) измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода, в части не противоречащей требованиям и техническим решениям завода-изготовителя.

7.1.2 ФР.1.29.2011.11472. ГСИ. Объемный расход и объем газа. Методика измерений расходомерами-счетчиками ультразвуковыми ИРВИС-РС4-Ультра.

7.1.3 ФР.1.29.2019.35983. Инструкция «Государственная система обеспечения единства измерений. Объем природного газа. Методика измерений с помощью ультразвуковых расходомеров-счетчиков ИРВИС-РС4М-Ультра и ИРВИС-Ультра на входных узлах измерений АГНКС».

7.1.4 ФР.1.29.2023.46270. Инструкция «Государственная система обеспечения единства измерений. Объемный расход и объем природного газа. Методика измерений на узле учета природного газа ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-Уфанефтехим».

7.1.5 ФР.1.29.2025.52485. Инструкция. «Объёмный расход и объём газа. Методика измерений с применением расходомеров-счётчиков ультразвуковых модельного ряда ИРВИС», аттестована ООО «Цифровая Метрология», свидетельство об аттестации № 1010/1-53-25-RA.RU.313335-2025.

Приложение А

Метод измерений и алгоритм работы расходомеров-счетчиков ИРВИС-Ультра

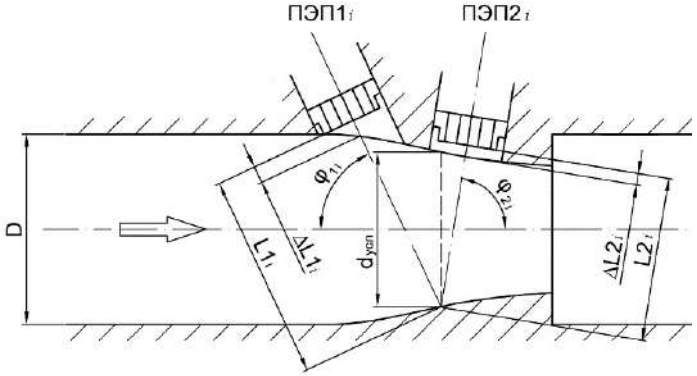
А.1 Принцип метода измерений

Измерение объема газа, приведенного к стандартным условиям, выполняется косвенным методом динамических измерений, который основан на измерении с помощью расходомера-счетчика объемного расхода (объема) газа при рабочих условиях и его приведении к стандартным условиям.

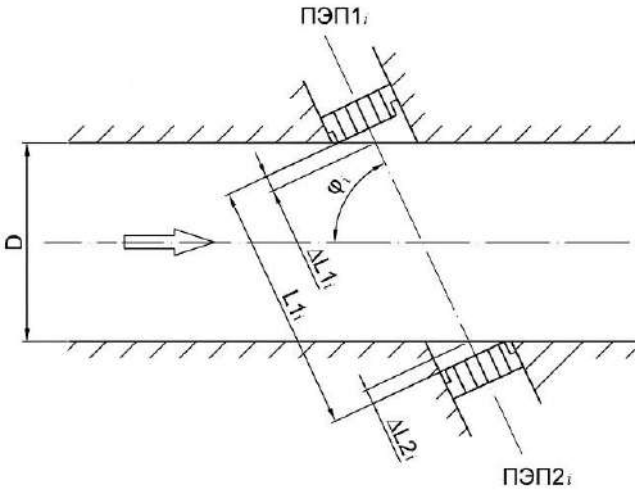
А1.1 Принцип действия расходомеров-счетчиков основан на измерении разности времени прохождения ультразвуковых импульсов по направлению движения потока газа и против него. Возбуждение импульсов производится пьезоэлектрическими преобразователями, установленными на измерительном участке трубопровода, в котором производится измерение расхода газа.

Одна или несколько пар ПЭП (лучей) работают попеременно в режиме приемник-излучатель и обеспечивают излучение и прием ультразвуковых импульсов. Движение газа вызывает изменение времени прохождения ультразвуковых импульсов по потоку и против него. Разность времени прямого и обратного прохождения ультразвуковых импульсов пропорциональна скорости потока среды. Интегрированием скорости среды по площади поперечного сечения трубопровода осуществляется переход к объемному расходу. Учет знака разности времени прохождения ультразвуковых колебаний позволяет измерять расход и накопленный объем газа, как в прямом, так в обратном направлениях.

А1.2 Измерительные схемы модификации ИРВИС-Ультра-Пп приведены на рисунке 6. В углублениях под ПЭП, выполненных в корпусе ПП, измеряемая среда условно принимается неподвижной, а время прохождения ультразвукового импульса приводится к его прохождению в потоке. При приведении принимается, что на пути луча скорость распространения звука в углублениях и в потоке одинакова.



а)



б)

Рисунок А.1 – Измерительные схемы ИРВИС-Ультра-ПП
а) – V-образная с каналом специальной формы; *б)* – диагональная

D – диаметр ППР, м;
$d_{усл}$ – условный диаметр измерительного сечения, м;
L1*i*, L2*i* – путь и участки пути луча между торцами ПЭП1*i* и ПЭП2*i*, м;
φ_i, φ_{1i}, φ_{2i} – углы наклона ПЭП относительно оси ППР, ° (для V-образной схемы $\varphi_i = (\varphi_{1i} + \varphi_{2i})/2$);
ΔL1*i*, ΔL2*i* – концевые поправки пути луча, м;
i – номер луча.

При V-образной схеме, приемники/излучатели ПЭП установлены на одной стороне измерительного канала ППР, а ультразвуковые колебания, прежде чем попасть на принимающий ПЭП, отражаются от противоположной стенки канала.

При диагональной схеме, приемники/излучатели ПЭП установлены на противоположных сторонах измерительного канала ППР.

Геометрия измерительного канала ППР может иметь специальную форму, которая позволяет снизить влияние дефектов профиля скорости от предыстории потока и управлять диапазоном измеряемых расходов.

Врезная модификация ИРВИС-Ультра-Вр отличается от полнопроходной модификации с диагональной измерительной схемой конструктивным исполнением, но схема ее проточной части соответствует схеме б) рисунка А.1. При градуировке в составе измерительной линии или ее модели с аналогичными размерами проточной части измерения выполняются по методике измерений для полнопроходной модификации. Если градуировка на поверочной установке не проводится, используется метод, приведенный ниже.

А1.3 При измерении объемного расхода (объема) газа при рабочих условиях для каждого *i*-го акустического пути определяется средняя скорость потока газа вдоль акустического пути луча $w_г$, м/с в проекции на продольную ось ПП и скорость звука в измеряемом газе a, м/с по формулам:

$$a_i = \frac{L_i}{2}\left(\frac{1}{\tau_{1i}} + \frac{1}{\tau_{2i}}\right); \qquad (A.1)$$

$$w_{ri} = \frac{L_i}{2 \cdot \cos\varphi_i} \cdot \frac{k_{\Delta\tau i}\,(\tau_{2i} - \tau_{1i}) - \Delta\tau_{кор i}}{\left(k_{\tau i}\tau_{1i} - \frac{\Delta L_i}{a}\right) \cdot \left(k_{\tau i}\tau_{2i} - \frac{\Delta L_i}{a}\right)}, \qquad (A.2)$$

где a – скорость звука в измеряемом газе, м/с;

i – номер измерительного луча;

L_i – длина пути луча, м;

τ_{1i}, τ_{2i} – время прохождения ультразвукового сигнала в прямом и обратном направлении, соответственно, с;

$w_г$ – средняя скорость потока газа вдоль акустического пути луча, м/с;

$k_{\Delta\tau i}$, $k_{\tau i}$ – поправочные множители на время и разность времени прохождения луча;

$\Delta\tau_{кор i}$ – поправка на разность времени прохождения, компенсирующая уход нулей;

φ_i – угол наклона ПЭП относительно оси ПП.

А1.4 В качестве длин путей и углов наклона ультразвуковых лучей принимаются их номинальные значения согласно конструкторской документации расходомеров-счетчиков. Фактические отклонения от номинальных значений при выпуске из производства компенсируются коэффициентом преобразования (произведение поправочного коэффициента по числу Рейнольдса на корректирующий коэффициент), определяемым при проливной градуировке расходомера-счетчика.

А1.5 Длина пути луча между парой ПЭП определяется при выпуске или ремонте расходомера-счетчика следующим образом.

Обеспечивается отсутствие потока во внутренней полости ПП. В ПП закачивается среда, для которой имеются стандартные справочные данные (ССД или ГСССД) по вычислению скорости звука при определенном давлении и температуре с погрешностью не более 0,1 %.

Обеспечивается выдержка для установления температурного равновесия между ПП и газом внутри ПП. Измерение длины пути луча выполняется автоматически после перехода в режим корректировки длины пути луча и ввода данных о среде внутри ПП, необходимых для вычисления скорости звука.

Длина пути L, м для *i*-го луча определяется по формуле:

$$L_{i0} = \frac{2 \cdot a}{\frac{1}{\tau_{1i}} + \frac{1}{\tau_{2i}}}, \qquad (A.3)$$

где a – скорость звука в ПП при усредненных условиях выполнения данной операции, м/с

Определяются суммарные концевые поправки на длину луча по формуле:

$$\Delta L_i = L_{i0} - (L1_i + L2_i), \qquad (A.4)$$

Для диагональной схемы $L2_i = 0$.

Величина ΔL_i может быть отрицательной, если ПЭП выступают в поток.

Если суммарная податливость торцов ПЭП при максимальном избыточном давлении газа в ПП превышает 0,01 % от пути луча, путь луча L_i определяется с учетом податливости по формуле:

$$L_i = L_{i0} + K_{L_p} \cdot (P_{абс} - P_{атм}), \quad (A.5)$$

где $P_{абс}$ – абсолютное давление газа в ПП, МПа;

$P_{атм}$ – абсолютное давление при определении пути луча при атмосферном давлении (принимается равным 0,1 МПа);

K_{L_p} – коэффициент суммарной податливости двух ПЭП под воздействием давления, м/МПа (определяется расчетом напряженно-деформированного состояния ПЭП).

На этапе выпуска расходомера-счетчика и при необходимости в эксплуатации выполняется коррекция нулей шкалы по каждому лучу. Для этого в заглушенном с двух сторон ПП обеспечивается отсутствие потока и выдержка для установления температурного равновесия между ПП и газом внутри ПП для максимального снижения конвективных токов. При такой процедуре вычисления скорости звука в среде не требуется, допускается проведение коррекции нулей шкалы на воздухе при обеспечении отсутствия потока.

Поправка на разность времени прохождения, компенсирующая уход нулей для *i*-го луча определяется по формуле:

$$\Delta\tau_{кор\,i} = \tau_{2i} - \tau_{1i}. \quad (A.6)$$

Коррекция нулей шкалы выполняется автоматически после перехода в режим коррекции.

А1.6 Поправочные множители $k_{\tau i}$ и $k_{\Delta\tau i}$ компенсируют искажение траектории луча из-за сноса потоком. Следствием сноса является изменение длины акустического пути при движении луча, как по потоку, так и против потока. Из-за нелинейных эффектов средняя длина акустического пути в потоке отличается от ее значения в неподвижной среде. Искажение траектории луча под влиянием сноса потоком зависит от отношения скорости потока к скорости звука в газе, т.е. от числа Маха. В расходомере-счетчике вместо числа Маха используется связанная с числом Маха величина относительной разности времени прохождения луча, определяемая по формуле:

$$\Delta\overline{\tau}_i = \frac{\tau_{2i} - \tau_{1i}}{0{,}5 \cdot (\tau_{1i} + \tau_{2i})}. \quad (A.7)$$

Зависимости поправочных множителей $k_{\tau i}$ и $k_{\Delta\tau i}$ от $\Delta\overline{\tau}_i$ определяются для каждого исполнения расходомера-счетчика при проведении типовых испытаний и заносятся в энергонезависимую память модуля электронных плат расходомера-счетчика в табличной форме. При $\Delta\overline{\tau}_i = 0$ значения обоих множителей равны 1.

А1.7 Измеренные средние скорости потока газа вдоль акустических путей $w_г$, проверенные на достоверность и усредненные по времени, применяют для расчета расхода газа при рабочих условиях в измерительном сечении ПП. Общий расход через ПП по результатам измерений для каждого акустического пути определяется по формуле:

$$Q_р = 3600 \cdot K_f \cdot \frac{\pi \cdot d_{усл.}^2}{4} \cdot w_г \cdot K_{Re} \cdot K_t \cdot K_p \cdot K_\varepsilon, \quad (A.8)$$

где K_f – корректирующий коэффициент;

$d_{усл}$ – условный диаметр сечения ППР, м;

$w_г$ – средняя скорость потока газа вдоль акустического пути луча, м/с;

K_{Re} – поправочный коэффициент по числу Рейнольдса;

K_t – коэффициент, учитывающий температурное расширение ПП;

K_p – коэффициент, учитывающий изменение размеров ПП под воздействием избыточного давления газа во внутренней полости ПП;

K_ε – коэффициент, учитывающий поправку на расширение газа в ПП (при постоянной по длине ПП площади поперечного сечения $K_\varepsilon = 1$).

А1.7.1 Корректирующий коэффициент K_f предназначен для корректировки градуировочной зависимости ПП при поверке расходомера-счетчика. По результатам поверки K_f определяется в виде функции от среднего по лучам модифицированного числа Рейнольдса.

Для расходомеров-счетчиков с круглым проходным сечением ПП $d_{усл}$ принимается равным фактически измеренному значению внутреннего диаметра ППР, а для расходомера-счетчика с проходным сечением ПП специальной формы вычисляется по формуле эквивалентного гидравлического диаметра:

$$d_{усл} = \frac{4 \cdot F}{П}, \qquad (А.9)$$

где F – площадь измерительного сечения расходомера-счетчика, м2;

П – смачиваемый периметр измерительного сечения расходомера-счетчика, м.

А1.7.2 Поправочный коэффициент K_{Re} характеризует отношение средней по номинальному сечению скорости потока в измерительном сечении ПП к средней скорости вдоль акустического пути. Поправочный коэффициент определяется для каждого из *i*-го лучей в виде функции $K_{Re_i}(Re_{f_i})$. Модифицированное число Рейнольдса Re_{f_i}, вычисленное по средней скорости потока газа, измеренной вдоль акустического пути *i*-го луча $w_{гi}$, и условному диметру измерительного сечения ПП $d_{усл}$ определяется по формуле:

$$Re_{f_i} = \frac{\rho \cdot w_{гi} \cdot d_{усл}}{\eta}, \qquad (А.10)$$

где ρ – плотность газа при рабочих условиях, кг/м3;

η – динамическая вязкость газа при условиях измерений, Па·с.

Определение поправочного коэффициента на влияние числа Рейнольдса зависит от модификации расходомера-счетчика.

Для построения функции $K_{Re_i}(Re_{f_i})$ выполняется определение не менее 11 пар значений Re_{f_i} и K_{Re_i} в диапазоне чисел Рейнольдса, охватывающем весь диапазон измерений. Возможны следующие методы аппроксимации и/или интерполяции:

– интерполяция в логарифмической шкале по Re_f между точками;

– кусочная аппроксимация полиномом не выше второй степени в логарифмической шкале по Re_f.

Допускается усреднение зависимостей $K_{Re_i}(Re_{f_i})$ для симметричных лучей.

Определение поправочного коэффициента на влияние числа Рейнольдса зависит от модификации расходомера-счетчика модельного ряда ИРВИС.

А1.7.3 Поправочный коэффициент K_{Re} для полнопроходной модификации ИРВИС-Ультра-Пп, а также в случае врезной модификации ИРВИС-Ультра-Вр и погружной модификации ИРВИС-Ультра-Пр определяется по результатам проливной градуировки на поверочной установке.

А1.7.4 Для расходомеров-счетчиков врезной модификации ИРВИС-Ультра-Вр, выпуск которых не обеспечен проливной градуировкой, поправочный коэффициент K_{Re} определяется на основе информации о профиле скорости в трубопроводе.

А1.7.5 Для трубопроводов круглого сечения с длинами входного прямолинейного участка $\geq 30DN$ и выходного прямолинейного участка $\geq 5DN$ значения K_{Re} в зависимости от модифицированного числа Рейнольдса определяются на основе обобщенных литературных данных по профилям скорости в развитом трубном течении. Средняя по сечению скорость определяется интегрированием по площади сечения, а средняя на акустическом пути – интегрированием по хорде, соответствующей позиционированию луча в ПП. И в том и в другом случае учитывается также изменение профиля скорости от числа Рейнольдса.

А1.7.6 Если вышеуказанные требования по длинам участков трубопроводов не выполняются или трубопровод имеет некруглое сечение, значения K_{Re} в зависимости от Re_f определяются либо численными методами, либо на натурной или уменьшенной модели ПП, геометрически подобной трубопроводу. Численное моделирование выполняется методами, основанными на интегрировании усредненных по Рейнольдсу уравнений Навье-Стокса с использованием моделей турбулентности, рекомендованных для моделирования течений в трубах и каналах.

А1.7.7 Для погружных модификаций ИРВИС-Ультра-моноПр и ИРВИС-Ультра-Пр с $DN \leq 300$ коэффициент влияния числа Рейнольдса определяется по результатам проливной градуировки в ИУ или его имитаторе.

А1.7.8 Для погружных модификаций ИРВИС-Ультра-Пр с $DN \geq 300$ поправочный коэффициент влияния числа Рейнольдса определяется по результатам проливной градуировки на поверочной установке в специальном измерительном участке диаметром не менее 300 мм. Число Рейнольдса определяется по условному диаметру внутреннего тракта погружного зонда. Для специального ИУ предварительно экспериментальными исследованиями определяется отношение скорости потока на оси к средней по сечению скорости в зависимости от числа Рейнольдса, вычисленного по внутреннему диаметру ИУ и средней скорости потока в нем.

А1.7.9 Коэффициент K_t, учитывающий температурное расширение материала ПП, определяется по формуле:

$$K_t = 1 + 3 \cdot \alpha_t \cdot (t - 20), \quad (А.11)$$

где α_t – температурный коэффициент линейного расширения материала ПП;

t – температура газа, °С.

Значение температурного коэффициента линейного расширения для различных материалов рассчитывают по приложению Г ГОСТ 8.586.1.

Коэффициент, учитывающий изменение размеров ПП под воздействием избыточного давления во внутренней полости ПП K_p вычисляется по формуле:

$$K_p = 1 + 0{,}03 \cdot K_{ПП_p} \cdot (P_{абс} - P_{атм}), \quad (А.12)$$

где $K_{ПП_p}$ – коэффициент влияния давления во внутренней полости ПП на относительное изменение размеров проточной части в области измерительного сечения, %/МПа;

$P_{абс}$ – абсолютное давление газа во внутренней полости ПП, МПа;

$P_{атм}$ – атмосферное давление (принимается равным 0,1 МПа).

А1.7.10 Коэффициент $K_{ПП_p}$ определяется расчетным путем для каждого типоразмера расходомера-счетчика и записывается в энергонезависимую память модуля электронных плат. При изменении внутренних размеров ПП под влиянием максимального давления менее 0,01 % принимают $K_{ПП_p} = 0$.

Для погружных расходомеров-счетчиков корпус ПП разгружен, принимается $K_p = 0$.

А1.7.11Коэффициент поправки на расширение газа в ПП K_ε вычисляется по формуле:

$$K_\varepsilon = 1 - 0{,}5 \cdot \left(1 - \overline{d^4_{усл}}\right) \cdot M^2, \quad (А.13)$$

$$\overline{d_{усл}} = \frac{d_{усл}}{D}, \quad (А.14)$$

$$M = \frac{w_г}{a}, \quad (А.15)$$

где M – число Маха, вычисленное по средним значениям скорости потока и скорости звука в измерительном сечении ПП;

D – внутренний диаметр трубопровода, м.

Для ПП с постоянным по длине сечением проточного тракта $K_\varepsilon = 1$.

А1.8 В связи с изменением давления по продольной координате ИУ трубопровода и ПП изменяется и объемный расход газа при рабочих условиях. Результаты измерений расхода приводятся к одному из расчетных сечений. Для расходомеров-счетчиков модельного ряда ИРВИС расчетных сечений может быть выбрано три:

а) поперечное сечение в плоскости размещения интегрированного СИ абсолютного давления (штатное сечение при проведении измерений по умолчанию);

б) сечение в конце прямолинейного участка трубопровода перед ПП;

в) сечение в прямолинейном участке трубопровода за ПП (обычно используется при проливной поверке расходомера-счетчика).

Приведение расхода от штатного сечения к *j*-му расчетному сечению в расходомере-счетчике выполняется автоматически по формуле:

$$Q_{p_j} = Q_p \cdot (1 + \sigma_j \cdot M^2), \quad (А.16)$$

где σ_j – поправочный коэффициент, определяемый для каждого типоразмера расходомера-счетчика при типовых испытаниях и хранящийся в энергонезависимою памяти модуля электронных плат (для штатного сечения по определению равен нулю).

При вычислении числа Маха используются средние для исправных лучей значения скорости потока и скорости звука в измерительном сечении.

А1.9 Определение общего расхода по результатам измерений по всем лучам зависит от модификации расходомера-счетчика.

А1.10 Для расходомеров-счетчиков полнопроходной модификации ИРВИС-Ультра-Пп и врезной модификации ИРВИС-Ультра-Вр общий расход газа через ПП по результатам измерений по всем лучам определяется с учетом весовых коэффициентов f_i, учитывающих долю акустического канала в общем расходе через измерительное сечение ПП по формуле:

$$Q_p = \frac{\sum_{i=1}^{n} f_i \cdot Q_{p_i}}{\sum_{i=1}^{n} f_i}. \qquad (А.17)$$

Весовые коэффициенты f_i определяются для каждого типоразмера ПП с учетом теоретического профиля скорости и доли площади, обслуживаемой лучом, в общей площади измерительного сечения ПП ($\sum_{i=1}^{n} f_i = 1$). Для конкретного типоразмера ПП эти коэффициенты являются константами, но принимаются $f_i = 0$ при параметрическом отказе акустического канала i, выявленного автоматической диагностикой. Таким образом, отказавший луч исключается из результатов измерений. При этом расширяются пределы основной допускаемой относительной погрешности измерения расхода и объема газа по сравнению со случаем штатной работы всех лучей.

Допустимое количество отказавших лучей, ограничения по их взаимному расположению в ППР являются настроечными параметрами под конкретные задачи измерений, а пределы основной относительной погрешности измерений объёмного расхода (объема) газа определяются описанием типа расходомера-счетчика.

А1.11 Для погружных модификаций ИРВИС-Ультра-моноПр и ИРВИС-Ультра-Пр расход через погружной зонд приводится к площади сечения трубопровода с учетом профиля скорости потока по формуле:

$$Q_p = Q_{p_{зонд.}} \cdot \left(\frac{D \cdot \left(1 + \alpha_{t_{ит}}(t - 20)\right)}{D_{усл.зонд.} \cdot \left(1 + \alpha_{t_{зонд.}}(t - 20)\right)} \right)^2 \cdot K_v, \qquad (А.18)$$

где D – внутренний диаметр трубопровода, м;

$D_{усл.зонд.}$ – условный диаметр проточной части зонда, м;

$\alpha_{t_{ит}}$ – температурный коэффициент линейного расширения материала трубопровода;

$\alpha_{t_{зонд.}}$ – температурный коэффициент линейного расширения материала зонда;

K_v – поправочный коэффициент, учитывающий отношение скорости потока, усредненной по сечению трубопровода, к скорости потока в области расположения оси зонда. Задается в табличной форме в зависимости от Re_{f_i}, вычисленного по скорости потока в зонде и внутреннему диаметру трубопровода.

Для трубопроводов круглого сечения с длинами входного прямолинейного участка $\geq 30DN$ и выходного прямолинейного участка $\geq 5DN$ значения K_v в зависимости от модифицированного числа Рейнольдса определяется на основе обобщенных литературных данных по профилям скорости в развитом турбулентном течении. Средняя по сечению скорость определяется интегрированием по площади сечения. Учитывается изменение профиля скорости от числа Рейнольдса.

При меньшей длине прямолинейных участков трубопровода и трубопроводов некруглого сечения значения K_v в зависимости от модифицированного числа Рейнольдса определяются либо численными методами, либо на натурной или уменьшенной модели ПП, геометрически подобной трубопроводу. Численное моделирование выполняется методами, основанными на интегрировании усредненных по Рейнольдсу уравнений Навье-Стокса с использованием моделей турбулентности, рекомендованных для моделирования течений в трубах и каналах.

А1.12 Объем, масса и расход газа в общем случае определяются по формулам:

$$V_p = \int_т Q_p \cdot \Delta т, \qquad (А.19)$$

$$V_c = \int_т Q_c \cdot \Delta т, \qquad (А.20)$$

$$M = \int_т m \cdot \Delta т, \qquad (А.21)$$

$$Q_p = w_г \cdot F_{пп}, \qquad (A.22)$$

где V_p – объём газа при рабочих условиях, м3;

Q_p – объёмный расход газа при рабочих условиях, м3/с;

$\Delta т$ – интервал дискретизации времени т, с;

V_c – объём газа, приведенный к стандартным условиям, м3;

Q_c – объёмный расход газа, приведенный к стандартным условиям, м3/с;

M – масса измеряемой среды, кг;

m – массовый расход измеряемой среды, кг/ч;

$w_г$ – средняя скорость потока газа вдоль акустического пути луча, м/с;

$F_{пп}$ – площадь поперечного сечения ПП в измерительном сечении, м2.

А2 Определение теплофизических характеристик и физико-химических показателей газа

А2.1 Физические свойства газа, необходимые для расчета его расхода и объема, определяют путем прямых измерений или косвенными расчетными методами, изложенными в национальных стандартах, межгосударственных стандартах или с использованием стандартных справочных данных категории СТД или СД (см. ГОСТ 8.566).

Примечание – Для определения физических свойств газа рекомендуется применять тот метод, который для условий измерений имеет наименьшую погрешность. При этом следует учитывать экономическую целесообразность его применения.

А2.2 Коэффициент сжимаемости однокомпонентных газов при стандартных условиях определяют, используя аттестованные в качестве стандартных справочные данные (см., например, ГОСТ 31369).

Коэффициент сжимаемости многокомпонентного газа при стандартных условиях рассчитывают по измеренному компонентному составу с использованием стандартизованных или аттестованных методик.

Примечание – Коэффициент сжимаемости природного газа при стандартных условиях рекомендуется рассчитывать в соответствии с требованиями ГОСТ 31369.

Коэффициент сжимаемости многокомпонентного и однокомпонентного газа при стандартных условиях может быть рассчитан по уравнению состояния для данного газа при $T = T_c$ и $p = p_c$.

А2.3 Коэффициент сжимаемости однокомпонентных газов при рабочих условиях рассчитывают по измеренным значениям давления и температуры газа, а многокомпонентного газа – по измеренным значениям давления, температуры и компонентного состава газа, с применением уравнения состояния для данного газа.

Методика выполнения измерений изложена в «Инструкция. Объёмный расход и объём газа. Методика измерений с применением расходомеров-счётчиков ультразвуковых модельного ряда ИРВИС», аттестована ООО «Цифровая Метрология», свидетельство об аттестации № 1010/1-53-25-RA.RU.313335-2025.

Приложение А1

Методика определения диапазонов измеряемых расходов расходомеров-счетчиков ИРВИС-Ультра

А1.1 Методика определения диапазонов измеряемых расходов



В связи с тем, что диапазоны измеряемых расходов ИРВИС-Ультра зависят от таких параметров измеряемого газа как его состав, температура и, в меньшей степени, от давления, то для точного подбора расходомера-счетчика необходимо использовать программный комплекс ИРВИС-ТП (модуль «Расчет погрешности»), размещенный на сайте ООО НПП «ИРВИС»: www.gorgaz.ru или провести расчет по приведенной ниже методике, или обратиться к изготовителю.

Значения наименьшего $Q_{наим}$, м³/ч и наибольшего $Q_{наиб}$, м³/ч измеряемых расходов ИРВИС-Ультра при рабочих условиях рассчитываются по формулам:

– для модификаций ИРВИС-Ультра-Пп, ИРВИС-Ультра-Пп-К, ИРВИС-Ультра-Пп-Д и ИРВИС-Ультра-Вр:

$$Q_{наим(наиб)} = 3600 \cdot F \cdot a_г \cdot M_{наим(наиб)}; \quad (А1.1)$$

- для модификаций ИРВИС-Ультра-моноПр и ИРВИС-Ультра-Пр:

$$Q_{наим(наиб)} = 3600 \cdot \frac{F_{ит}}{F_c} \cdot a_г \cdot M_{наим(наиб)} \cdot \frac{1}{k_v}, \quad (А1.2)$$

где $a_г$ – скорость звука в измеряемом газе, м/с;

F – площадь проходного сечения ИРВИС-Ультра, рассчитанная по номинальному диаметру DN, м² (модификаций ИРВИС-Ультра ИРВИС-Ультра-Пп, ИРВИС-Ультра-Пп-К, ИРВИС-Ультра-Пп-Д и ИРВИС-Ультра-Вр);

$F_{ит}$ и F_c – площади проходного сечения измерительного трубопровода и сопла специальной формы (далее зонда), соответственно (для модификаций ИРВИС-Ультра-моноПр и ИРВИС-Ультра-Пр). Эквивалентный диаметр сопла равен 0,0352 м.

$M_{наим(наиб)}$ – числа Маха, соответствующие значениям наименьшего и наибольшего измеряемых расходов ИРВИС-Ультра (выбираются из таблицы А1.2).

k_v – коэффициент, учитывающий отношение скорости потока усредненной по сечению измерительной линии к скорости потока в области расположения оси зонда.

На этапе расчетного определения диапазонов измерений расхода значение скорости звука вычисляются на основе нормативно-справочной документации о скорости звука в измеряемом газе.

Скорость звука для природного газа рассчитывается:

– в диапазоне температур от 250 до 350 К и давлении до 7,5 МПа по ГОСТ Р 30319.2-2015;

– в диапазоне температур от 250 до 350 К и давлении свыше 7,5 МПа по ГОСТ 30319.3-2015.

Коэффициенты сжимаемости при рабочих и стандартных условиях z и z_c рассчитываются:

– в диапазоне температур от 250 до 350 К и давлении до 7,5 МПа – по ГОСТ 30319.2-2015;

– в диапазоне температур от 250 до 350 К и давлении до 16 МПа – по ГОСТ 30319.3-2015;

– в диапазоне температур от 233,15 до 250 К и избыточном давлении до 0,6 МПа – по ГОСТ Р 70927-2023.

Допускается экстраполяция значений скорости звука, вычисленных по ГОСТ 30319.2-2015 и по ГОСТ 30319.3-2015, в диапазон температур от 233.15 до 250 К. Для экстраполяции используются значения скорости звука при заданном давлении и температурах 250 и 270 К с применением линейной зависимости скорости звука от температуры $T^{0,5}$, К. Формула линейной экстраполяции и интерполяции с пояснением и примером расчета приведена в конце данного приложения.

При использовании экстраполированных значений скорости звука оценку значений наибольшего и наименьшего значений расхода проводят с учетом предельной погрешности экстраполяции по формулам:

$$Q_{наим} = 1{,}02 \cdot 36000 \cdot F \cdot a_г \cdot M_{наим} \quad (А1.3)$$

$$Q_{наиб} = 0{,}98 \cdot 36000 \cdot F \cdot a_г \cdot M_{наиб} \quad (А1.4)$$

Скорость звука $a_г$, м/с, для попутного нефтяного газа рассчитывается по ГСССД МР 273-2018. Допускается рассчитывать скорость звука в попутном нефтяном газе по формуле:

$$a_г = \sqrt{kP/\rho}, \quad (А1.5)$$

где P – абсолютное давление газа, Па;

ρ – плотность газа с учетом сжимаемости при рабочих значениях давления и температуры, кг/м³;

k – коэффициент адиабаты.

Плотность газа и коэффициент адиабаты рассчитываются по ГСССД МР 113-03.

Температура газа в формуле (А1.5) учитывается неявным образом через отношение P/ρ, зависящее от температуры.

Формулу (А1.5) допускается использовать не только для попутного нефтяного газа, но и для других газов и газовых смесей в случае отсутствия полных справочных данных о скорости звука в них. При этом плотность газа рассчитывают по уравнению состояния газа или смеси, а коэффициент адиабаты принимают на основе сведений о компонентном составе:

– для одноатомных газов k=1,67;

– для двухатомных газов k=1,4;

– для многоатомных газов k=1,33.

При использовании значений скорости звука, вычисленных с использованием (А1.5), оценку значений наибольшего и наименьшего значений расхода проводят по формулам (А1.3) и (А1.4).

Значение коэффициента k_v в зависимости от диаметра измерительного трубопровода $D_{ит}$ выбирается из таблицы А1.1

Таблица А1.1

$D_{ит}$, м	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
k_v	1,428486	1,284053	1,190789	1,070416	0,992469	0,935969	0,892200

Окончание таблицы А1.1

$D_{ит}$, м	0,7	0,8	0,9	1,0	2,0
k_v	0,856792	0,827256	0,802049	0,780157	0,650277

Значение коэффициентов k_v (таблица А1.1) и значения чисел Маха, соответствующих наименьшему и наибольшему измеряемым расходам (таблица А1.2) для диаметров измерительного трубопровода, являющихся промежуточными по отношению к значения указанным в таблицах А1.1 и А1.2, вычисляются с помощью интерполяции в логарифмической шкале по $D_{ит}$ между точками.

За значение переходного расхода $Q_{пер}$, м³/ч, принимается наибольшее значение из двух значений $Q_{перRe}$, м³/ч и $Q_{перU}$, м³/ч, вычисленных по формулам:

– для модификаций ИРВИС-Ультра-Пп, ИРВИС-Ультра-Пп-К, ИРВИС-Ультра-Пп-Д и ИРВИС-Ультра-Вр:

$$Q_{перRe} = 3600 \cdot F \cdot U_{Re}\,, \tag{А1.6}$$

$$U_{Re} = \frac{Re_{пер} \cdot \eta}{DN \cdot \rho_{ру}}, \tag{А1.7}$$

$$Q_{перU} = 3600 \cdot F \cdot U_{ср}; \tag{А1.8}$$

- для модификаций ИРВИС-Ультра-моноПр и ИРВИС-Ультра-Пр:

$$Q_{перRe} = 3600 \cdot F_{ит} \cdot U_{Re} \cdot \frac{1}{k_v}, \tag{А1.9}$$

$$U_{Re} = \frac{Re_{пер} \cdot \eta}{D_c \cdot \rho_{ру}}, \tag{А1.10}$$

$$Q_{перU} = 3600 \cdot F_{ит} \cdot U_{ср} \cdot \frac{1}{k_v}; \tag{А1.11}$$

Плотность газа при рабочих условиях вычисляется по формуле:

$$\rho_{ру} = \rho_{су} \cdot \frac{P}{T} \cdot \frac{293{,}15}{0{,}101325} \cdot \frac{1}{(z/z_c)}, \tag{А1.12}$$

где D – номинальный диаметр (для модификаций ИРВИС-Ультра-Пп, ИРВИС-Ультра-Пп-К, ИРВИС-Ультра-Пп-Д и ИРВИС-Ультра-Вр);

D_c – эквивалентный диаметр зонда (для ИРВИС-Ультра-моноПр и ИРВИС-Ультра-Пр);

$\rho_{ру}$ – плотность газа при стандартных условиях, кг/м³;

η – динамическая вязкость измеряемого газа, Па · с;

U_{Re} – среднерасходная скорость измеряемого газа при числе $Re_{пер}$, м/с;

$U_{ср}$ – среднерасходная скорость измеряемого газа, соответствующая переходному расходу, м/с (выбирается из таблицы А1.2);

$Re_{пер}$ число Re, соответствующее переходному расходу (выбирается из таблицы А1.2).

Таблица А1.2

DN	Модификация	$Re_{пер}$	$M_{наим}$	$M_{наиб}$	$U_{ср}$, м/с
50	ИРВИС-Ультра-Пп-К-100	3999	0,000163	0,0323	0,1845
	ИРВИС-Ультра-Пп-К-200			0,0644	
80	ИРВИС-Ультра-Пп-К		0,000161	0,1015	
100				0,1013	
50	ИРВИС-Ультра-Пп-G25	3999	0,000048	0,01279	
	ИРВИС-Ультра-Пп-100		0,000163	0,0325	
	ИРВИС-Ультра-Пп-270			0,0884	
80	ИРВИС-Ультра-Пп ИРВИС-Ультра-Пп-Д	4110	0,000161	0,1015	0,182
100		4100		0,1013	
150		8000	0,00046	0,11655	0,3
200			0,000387	0,11654	
300			0,00024	0,11653	0,1845
400			0,000193	0,103037	
100	ИРВИС-Ультра-моно-Пр	8000	0.000589	0.1435	0,5
150			0.000708	0.14115	
200			0.000612	0.15336	
300			0.000613	0.14705	
50	ИРВИС-Ультра-Вр	8000	0.000908	0.08738	0,5
80			0.00058	0.1005	
100			0.000773	0.11653	
150			0.00046	0.11653	0,3
200			0.000387	0.11653	
300			0.00024	0.11653	0,1845
400			0.000193	0.11653	
500			0.000173	0.11653	
600			0.000143	0.11653	
700			0,000123	0.11653	
800			0,000113	0.11653	
900			0,000091	0.11653	
1000			0,000071	0.11653	
2000			0,000051	0.11653	
3000			0,000036	0.11653	
4000			0,000021	0.11653	
100	ИРВИС-Ультра-Пр	8000	0.000589	0.1435	0,5
150			0.000708	0.14115	
200			0.000612	0.15336	
300			0.000613	0.14705	
400			0.000569	0.13635	
500			0.000535	0.128585	
600			0.000510	0.122574	
700			0.000511	0.117708	
800			0.000511	0.11365	
900			0.000511	0.110188	
1000			0.000511	0.10718	
2000			0.000511	0.089337	

Динамическая вязкость вычисляется на основе нормативно-справочной документации на измеряемый газ.

Динамическая вязкость для природного газа рассчитывается по ГОСТ 30319.2(3)-2015. Допускается экстраполяция значений вязкости, вычисленных по ГОСТ 30319.2(3)-2015, в диапазоне температур от 233.15 до 250 К. Для экстраполяции используются значения динамической вязкости при заданном давлении и температурах 250 и 270 К с применением линейной зависимости в шкале натуральных логарифмов как по вязкости, так и по абсолютной температуре. При использовании экстраполированных значений динамической вязкости в формулу для оценки значений переходного расхода $Q_{пер}$, м^3/ч вводят множитель 1,02, т.е.:

$$Q_{перRe} = 1{,}02 \cdot 3600 \cdot F_{ит} \cdot U_{Re} \cdot \frac{1}{k_v}. \qquad (А1.13)$$

При отсутствии полных справочных данных о вязкости газовых смесей допускается использование табличных данных о вязкости для состава пользователя, заданных в форме табличной зависимости от давления и температуры. Измерение расхода и количества таких сред не относится к сфере государственного регулирования, а расчет таблиц вязкости выполняется предприятием–изготовителем по компонентному составу, указанному заказчиком в опросном листе на расходомер-счетчик.

Интерполяция табличных значений выполняется в шкале натуральных логарифмов аргументов и функции. Большинство технически важных смесей газов, включающих преимущественно молекулы газов с числом атомов от 2 до 4, по значениям кинематической вязкости близки к воздуху. Например, согласно выполненным сравнениям кинематической вязкости природного газа в широком диапазоне компонентного состава при давлении от 0,1 до 0,7 МПа и температуре от 250 до 350, вычисленным по ГОСТ 30319.3-2015, с кинематической вязкостью воздуха, вычисленной по ГСССД 109-87 при соответствующих значениях давления температуры, полученные отклонения не превысили 20,5%. При этом коэффициент влияния вязкости на измерение расхода при рабочих условиях при расходах выше $Q_{пер}$ не превышает 0.01 (изменение вязкости на 1% приводит к изменению расхода не более 0,01%), а при числах Рейнольдса свыше 10^5 он стремится к нулю. При погрешности определения вязкости менее 30% ее влиянием можно пренебречь.

Вследствие слабого влияния погрешности вязкости на общую погрешность измерения расхода при рабочих условиях кинематическую вязкость технически важных смесей газов, включающих преимущественно молекулы газов с числом атомов от 2 до 4, допускается принимать равной кинематической вязкости воздуха при соответствующих значениях давления и температуры. При погрешности определения вязкости более 30% ее учитывают в общей погрешности измерений расхода и объема с упомянутым выше коэффициентом влияния. При отсутствии полных справочных данных о вязкости газовых смесей в формулу для оценки значений переходного расхода $Q_{пер}$, м³/ч вводят множитель 1,2, т.е.:

$$Q_{перRe} = 1{,}2 \cdot 3600 \cdot F_{ит} \cdot U_{Re} \cdot \frac{1}{k_v}. \qquad (A1.14)$$

Линейная экстраполяция и интерполяция значений выполняется по формуле:

$$y = y1 + \frac{(y2 - y1) \cdot (x - x1)}{(x2 - x1)}, \qquad (A1.15)$$

где $x, x1, x2$ – значение аргумента в точке интерполяции (экстраполяции) и в двух базовых точках (натурального логарифма $D_{ит}$ для таблицы А1.1, натурального логарифма температуры для экстраполяции динамической вязкости и $T^{0,5}$ для экстраполяции скорости звука);

$y, y1, y2$ – значение функции в точке интерполяции (экстраполяции) и в двух базовых точках (k_v для таблицы А1.1, натурального логарифма динамической вязкости или скорости звука).

В случае нелинейного преобразования параметра после вычисления y выполняется обратное преобразование (например, экспонирование при экстраполяции натурального логарифма динамической вязкости).

Пример:

В таблице А1.3 Приведены значения динамической вязкости для природного газа при давлении 0,7, вычисленные при температурах 250, 273,15 и 293,15 К по ГОСТ 30319.2-2015 и имеющего следующий состав: плотность 0,7 кг/м³, содержание азота 0,3 %, содержание диоксида углерода 0,6 %. Значения температуры и вязкости с индексом 1 и 2 приняты в качестве базовых.

Таблица А1.3

Индекс	T, K	x=ln(T)	$\eta_{гост}$, Па·с	y=ln(η)	$\eta_{экстр}$, Па·с	δ_η, %
1	273,15	5,610021	10,29	2,33117	-	-
2	293,15	5,680684	10,95	2,39334	-	-
нет	250	5,521461	9,50	2,25129	9,51872	0,197

В данном примере экстраполяция выполнена для температуры 250 К с известным расчетным значением вязкости. Погрешность экстраполяции составила 0,197 %.

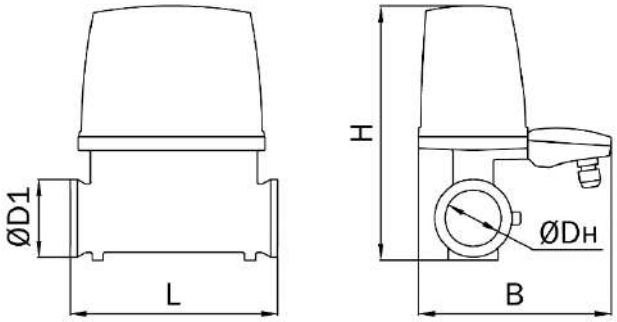
А1.2 Дополнительная погрешность измерения расхода, обусловленная изменением геометрических параметров корпуса расходомера-счетчика ИРВИС-Ультра



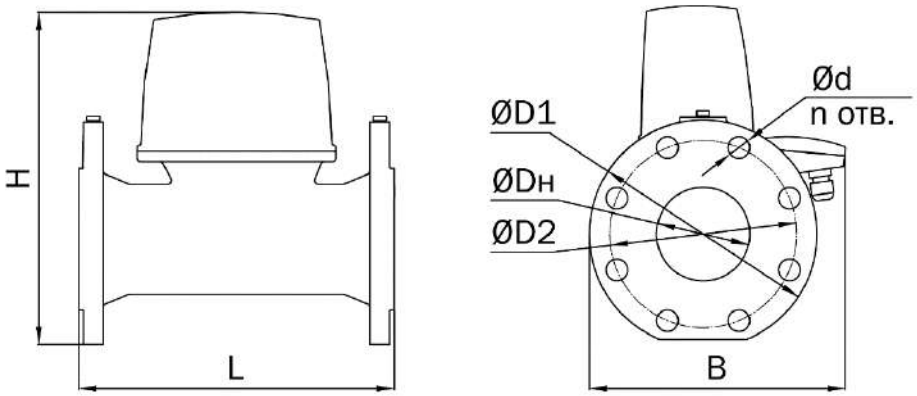
Расходомеры-счетчики ИРВИС-Ультра не имеют дополнительной погрешности измерения расхода, обусловленной изменением геометрических размеров корпуса от влияния температуры и давления газа в связи с тем, что это изменение учтено в алгоритме вычисления объемного расхода газа, реализованном в расходомерах-счетчиках ИРВИС-Ультра.

Приложение Б

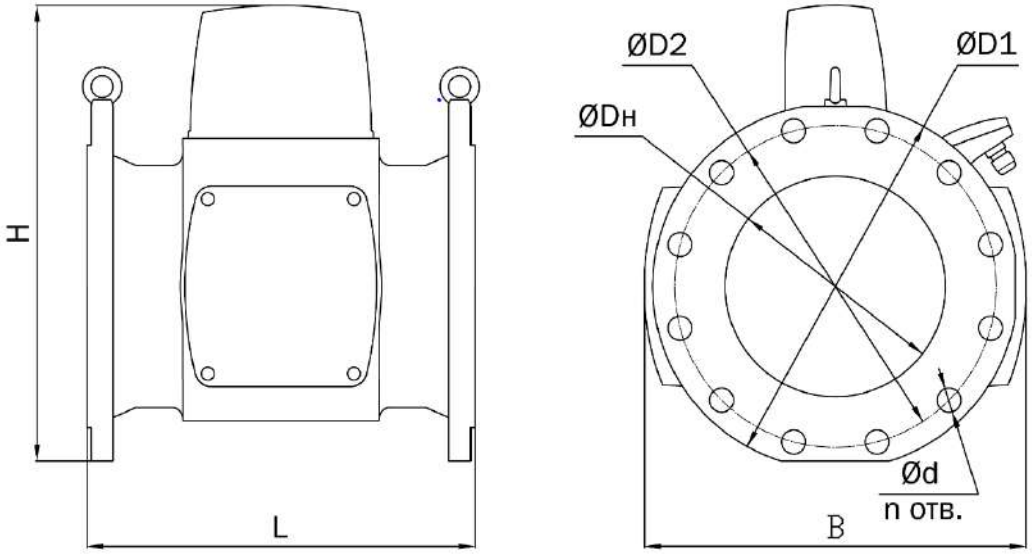
Габаритные и присоединительные размеры ИРВИС-Ультра-Пп-16



ПП DN50



ПП DN80, DN100

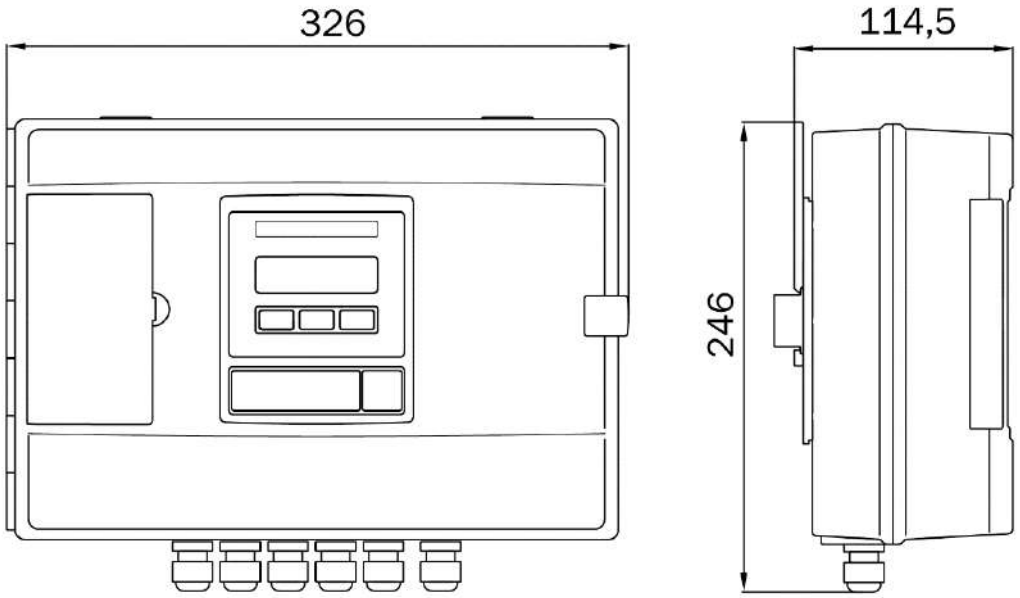


ПП DN150...DN400

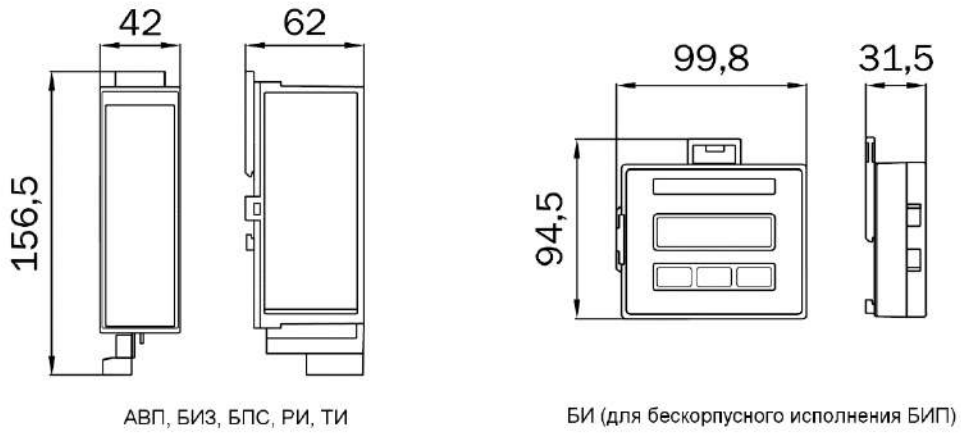
Рисунок Б.1 - Габаритные и присоединительные размеры ПП ИРВИС-Ультра-Пп-16

Таблица Б.1 – Габаритные и присоединительные размеры ПП ИРВИС-Ультра-Пп-16

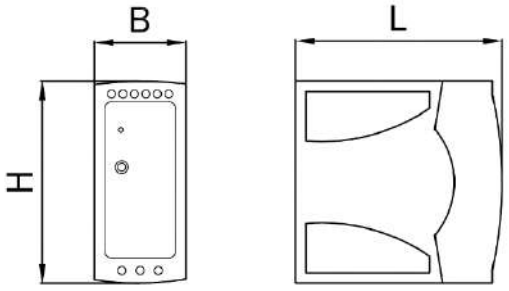
DN	L, мм	B, мм	H, мм	D1, мм	D2, мм	Dн, мм	d, мм	n
50	190	176	233	71	-	-	50	-
80	270	219	285	195	160	80	18	8
100	270	230	303	215	180	100	18	8
150	350	299	360	280	240	150	22	8
200	356	351	418	335	295	202	22	12
300	414	500	532	460	410	303	26	12
400	488	620	660	580	525	400	30	16



Корпус БИП



Стандартные модули

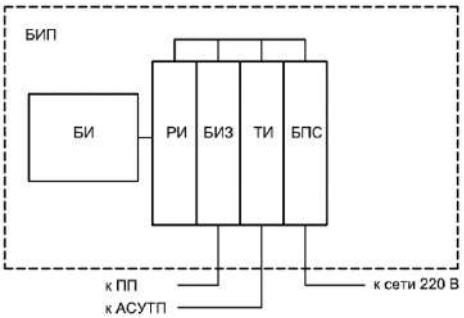


АВП

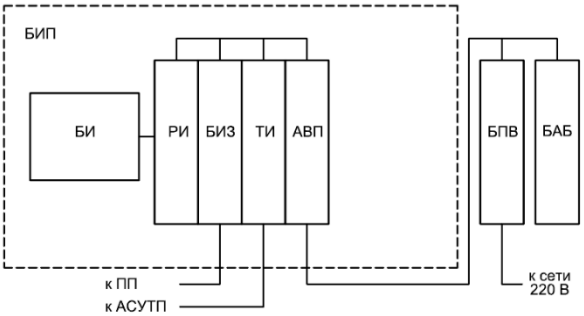
Рисунок Б.2 - Габаритные и присоединительные размеры БИП ИРВИС-Ультра-Пп-16

Таблица Б.2 – Габаритные размеры БПВ

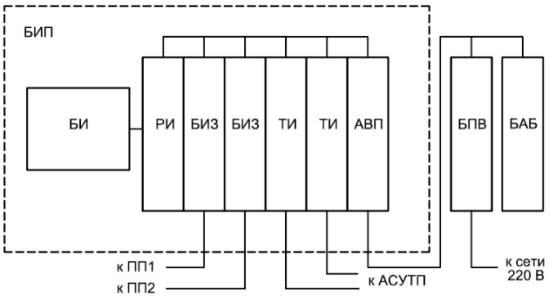
Модель БПВ	L, мм	B, мм	H, мм
MDR-60-24	100	40	89
DRAN60-24A	114	40	90
DRAN120-24A	115	63	123



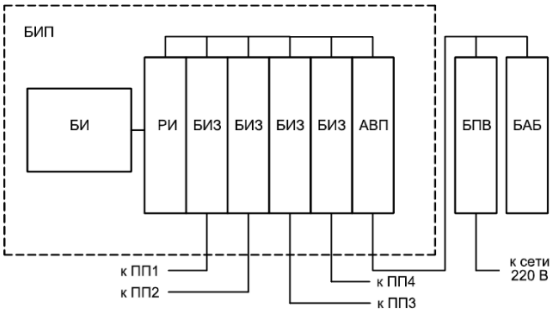
Однокональный БИП с ТИ



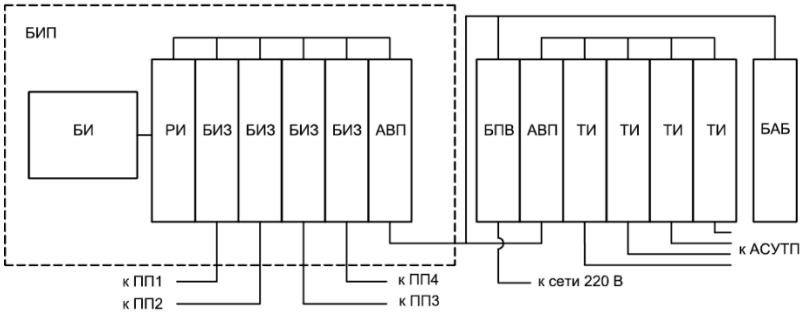
Однокональный БИП с ТИ и с УБП



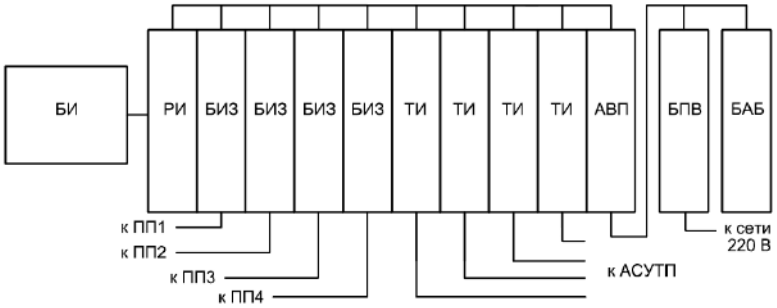
Двухканальный БИП с двуия ТИ



Четырехканальный БИП



Четырехканальный БИП с четырьмя ТИ



Четырехканальный БИП в бескорпусном исполнении

Рисунок Б.3 – Примеры вариантов исполнений БИП

Приложение В

Конструкция шкафов БПВ и УБП. Конструкция и характеристики БАБ

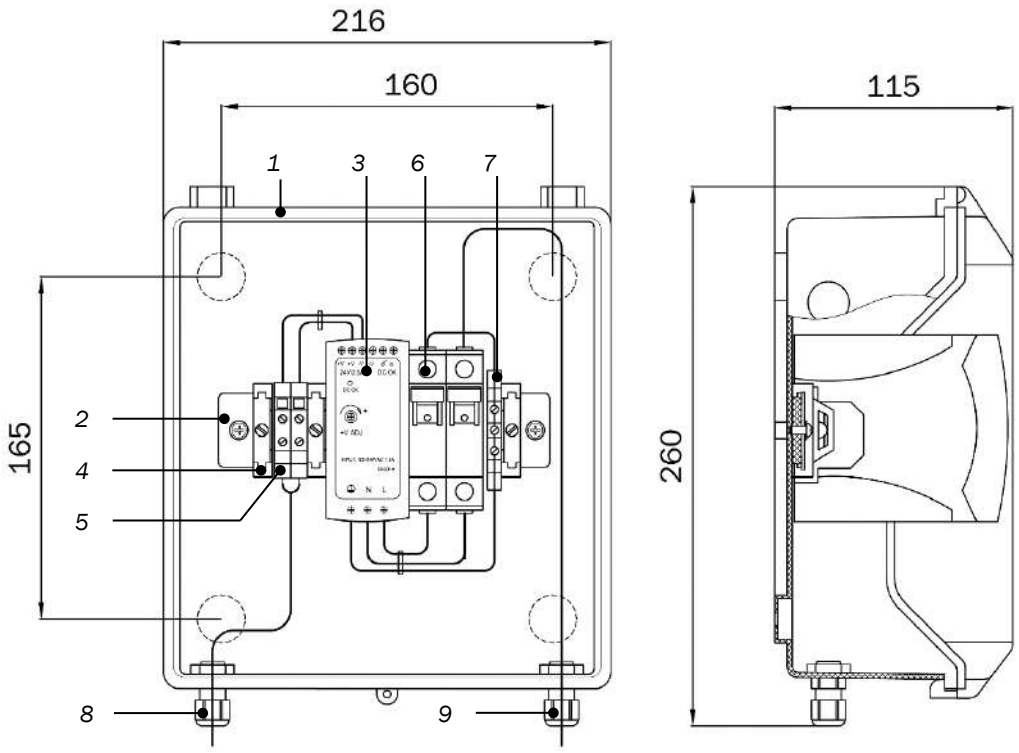


Рисунок В.1 – Конструкция и габаритные размеры шкафа БПВ

1 – Корпус; 2 – DIN-рейка; 3 – БПВ; 4 – Ограничитель; 5 – Винтовые клеммы; 6 – Автомат защиты сети; 7 – Разъем заземления; 8 – Кабельный ввод для подключения питания БИП; 9 – Кабельный ввод для подключения сетевого кабеля 220 В

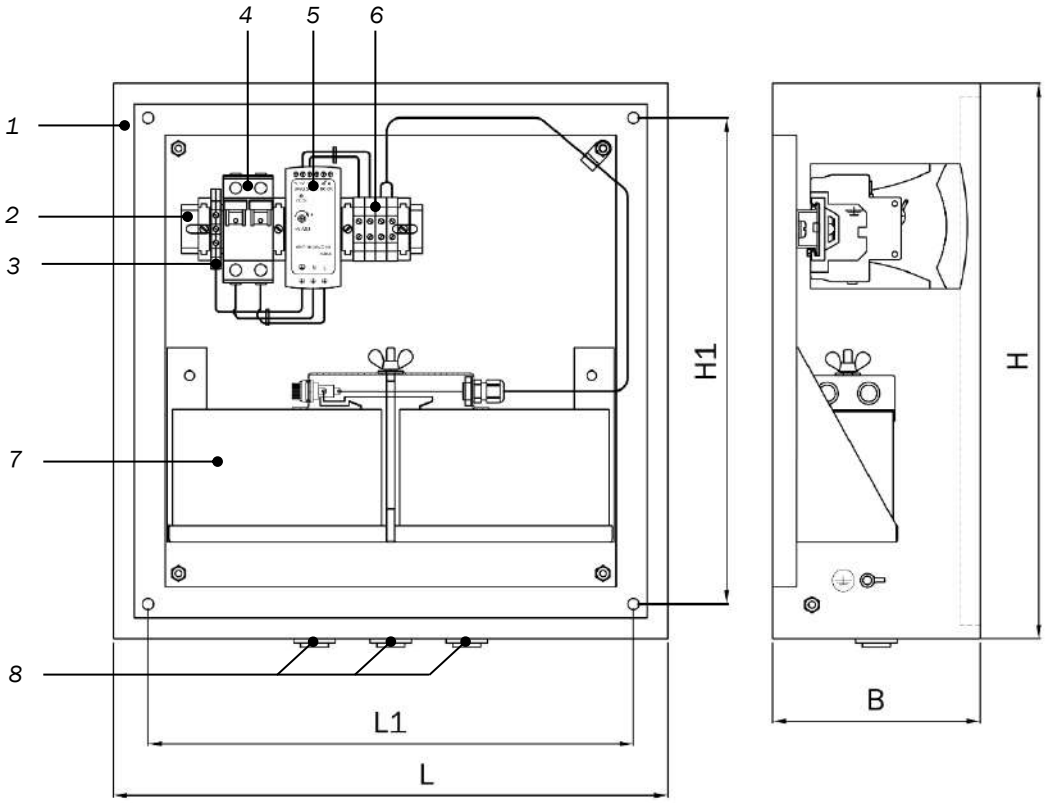


Рисунок В.2 – Конструкция и габаритные размеры шкафа УБП

1 – Корпус; 2 – DIN-рейка; 3 – Разъем заземления; 4 – Автомат защиты сети; 5 – БПВ; 6 –Винтовые клеммы; 7 – БАБ; 8 – Кабельный ввод

Таблица В.1 – Габаритные размеры шкафа УБП

Модель шкафа	L, мм	L1*, мм	B, мм	H, мм	H1*, мм
ИРВИС-УБП-К-7,0(12)	400	350	150	400	350
ИРВИС-УБП-К-33	600	525	250	600	550
Примечание: * Размеры могут отличаться на ± 10 мм, в зависимости от производителя корпуса					

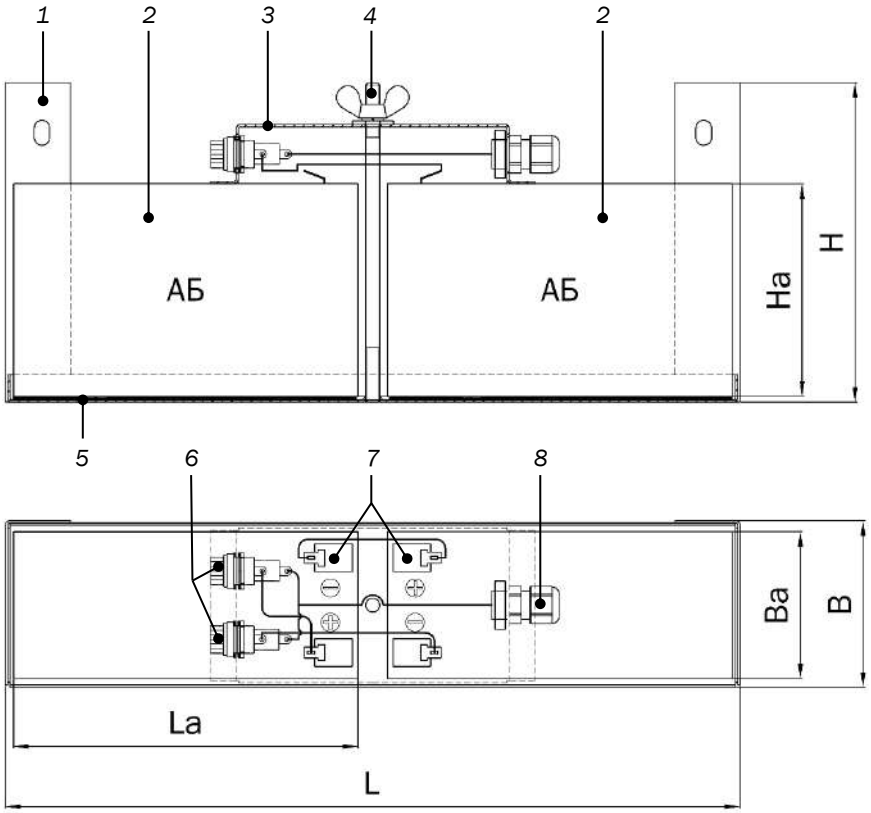


Рисунок В.3 – Конструкция и габаритные размеры БАБ

1 – Кронштейн; 2 – АБ; 3 – Крышка; 4 – Шпилька; 5 – Подкладка; 6 – Предохранитель; 7 – Клемма; 8 – Кабельный ввод

Таблица В.2 - Характеристики БАБ

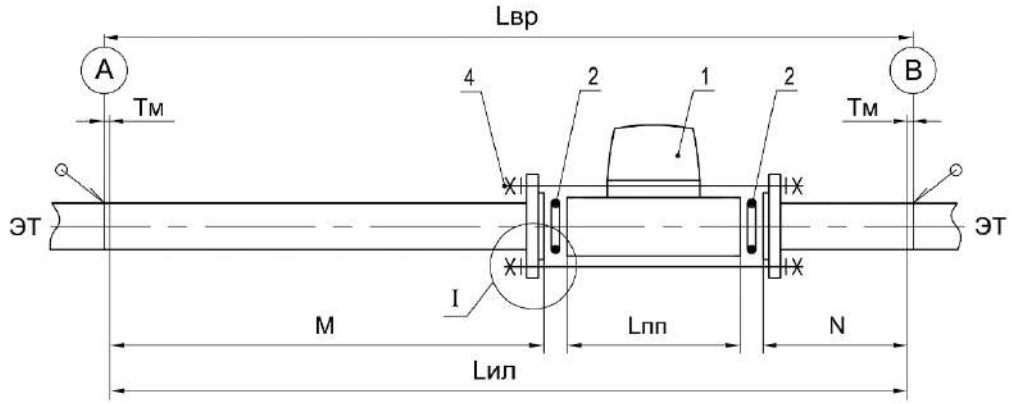
Модель батареи[1)]	Напряжение, В	Кол-во батарей, шт.	Емкость, А·ч	L, мм	B, мм	H, мм	La, мм	Ba, мм	Ha, мм	Время непрерывной работы, ч[2)]			
										Количество каналов			
										1	2	3	4
DJW 12-7	12	2	14 (2×7)	322	73	140	151	64	100	15	11,4	9,2	7,8
DJW 12-12	12	2	24 (2×12)	320	106	140	151	98	101	25,7	19,5	15,8	13,3
DJW 12-33	12	2	66 (2×33)	403	135	216,5	195	130	180	70,7	53,7	43,6	36,7
560 127 054	12	2	120 (2×60)	570	285	254	242	175	190	128,5	97,6	79,3	66,7

Примечания:
1) Возможно использование батарей иных моделей с аналогичными характеристиками;
2) Время непрерывной работы приведено для новых аккумуляторных батарей при температуре 20 ± 5 °С. Наличие в комплекте поставки ТИ на каждый канал сокращает время непрерывной работы на 20...25 %.

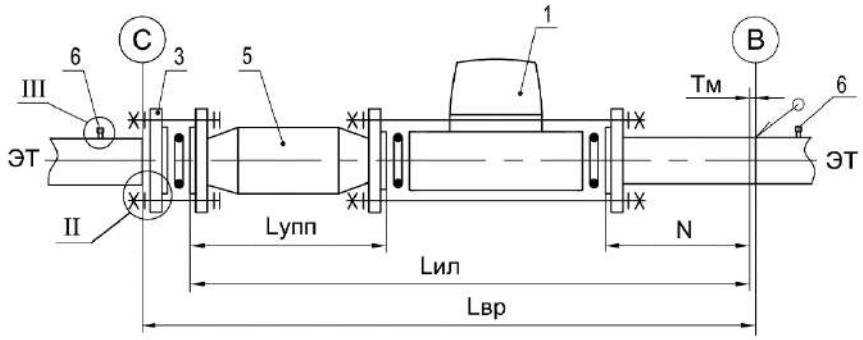
Приложение Г

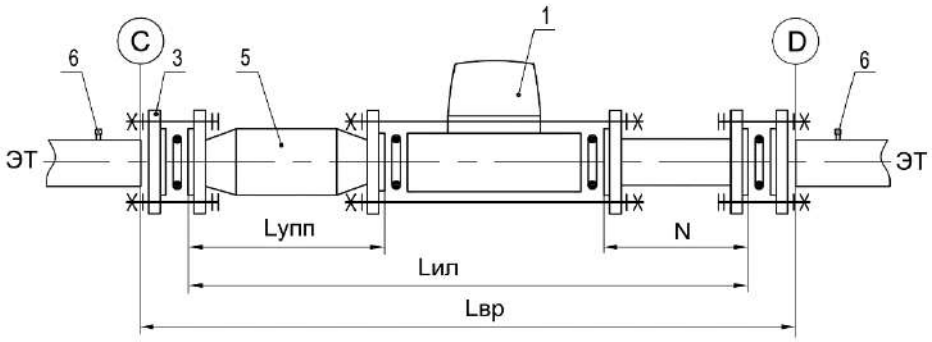
Монтаж ИРВИС-Ультра на ЭТ

1) Участок «врезки» по вариантам «а», «б», «в» (таблица Г.1)



2) Участок «врезки» по вариантам «и», «к» (таблица Г.1)





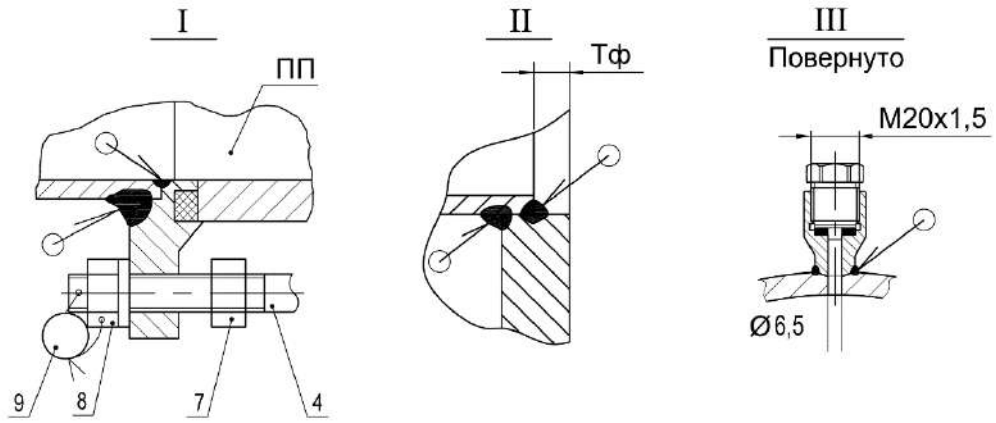
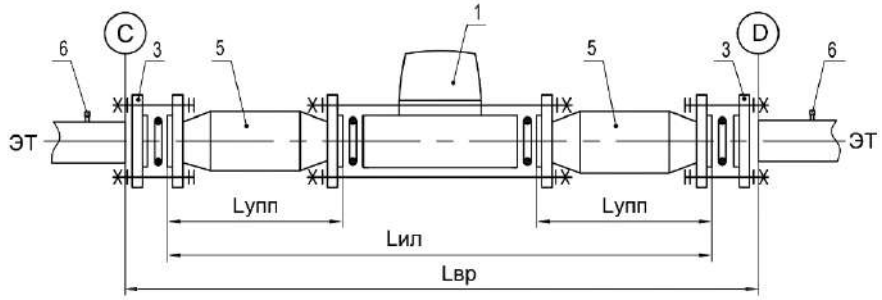


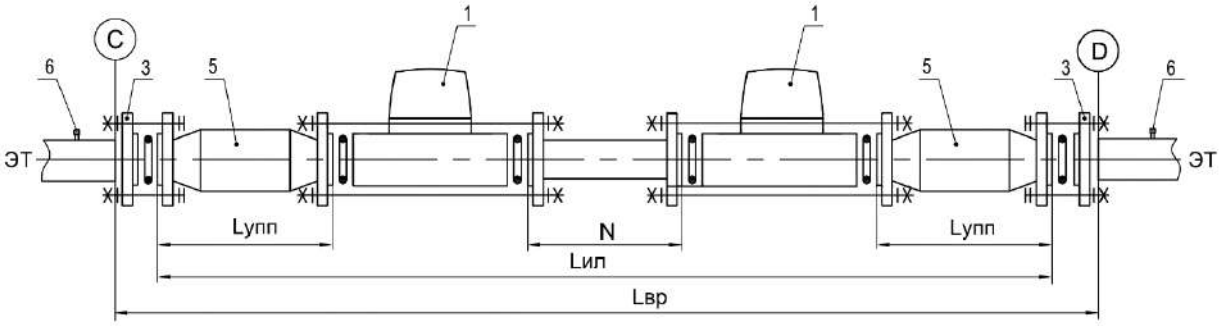
Рисунок Г.1 – Составные части участка «врезки» ИРВИС-Ультра-Пп DN50

1 – ПП (имитатор ПП); 2 – Кольцо уплотнительное; 3 – Ответный фланец; 4 – Стандартная шпилька; 5 – УПП; 6 – Штуцеры для измерения потерь давления на УПП (не обязательны для УПП «Турбулизатор-У-Эндо(Шг-Эндо)»; 7, 8 – Гайка, 9 – Пломба

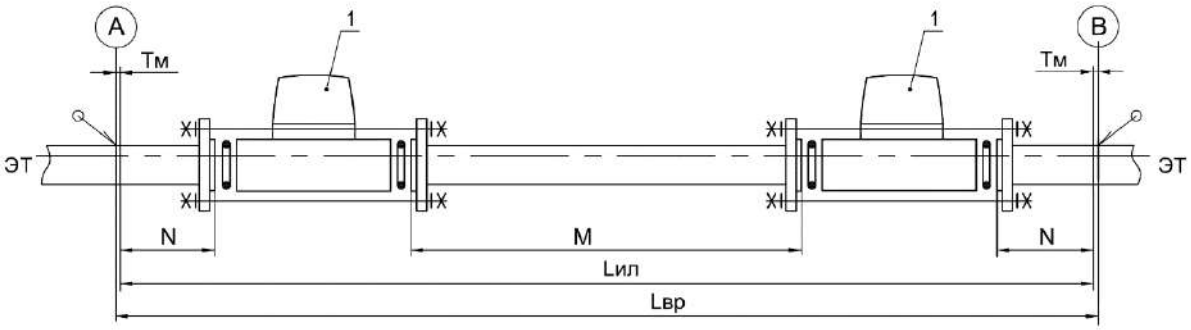
3) Участок «врезки» по варианту «л» (таблица Г.1)



4) Участок «врезки» по варианту «н» (таблица Г.1)



5) Участок «врезки» по варианту «о» (таблица Г.1)



6) Участок «врезки» по варианту «п» (таблица Г.1)

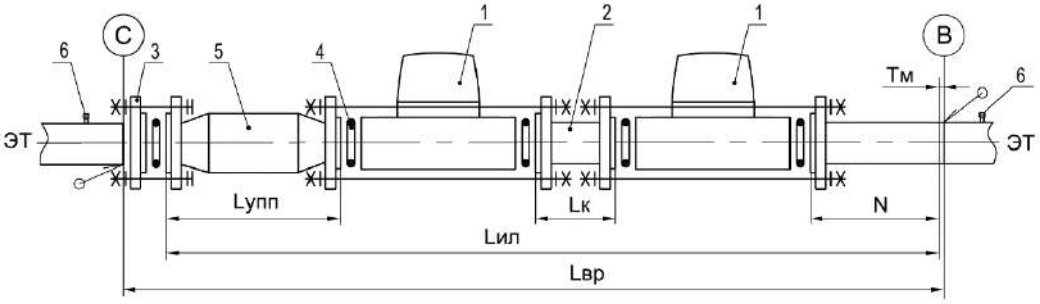
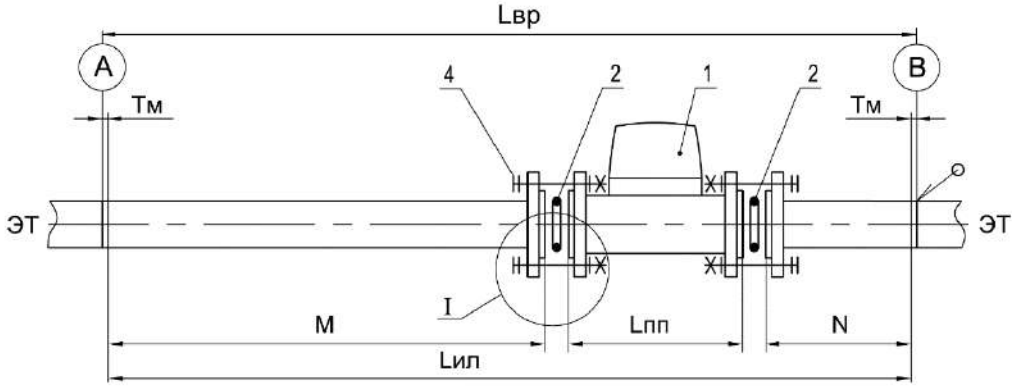


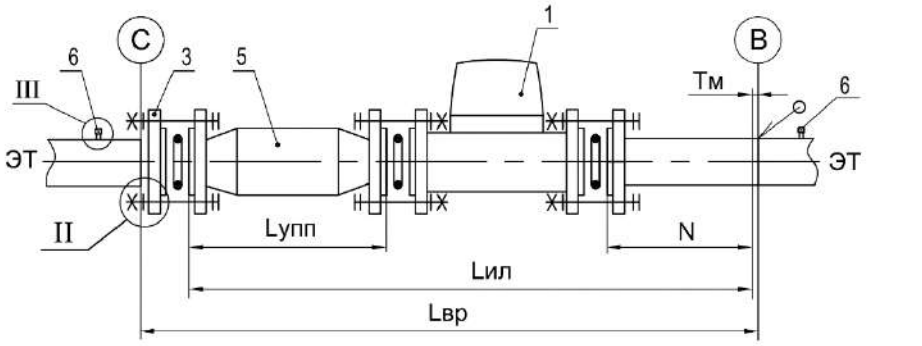
Рисунок Г.2 – Составные части участка «врезки» ИРВИС-Ультра-Пп DN50

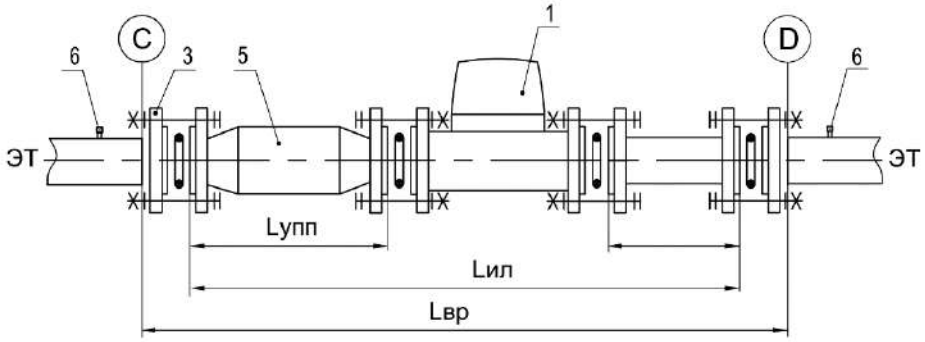
1 – ПП (имитатор ПП); 2 – Катушка (проставка); 3 – Ответный фланец; 4 – Кольцо уплотнительное; 5 – УПП; 6 – Штуцеры для измерения потерь давления на УПП(не обязательны для УПП «Турбулизатор-У-Эндо(Шг-Эндо)»;

1) Участок «врезки» по вариантам «а», «б», «в» (таблица Г.1)



2) Участок «врезки» по вариантам «и», «к» (таблица Г.1)





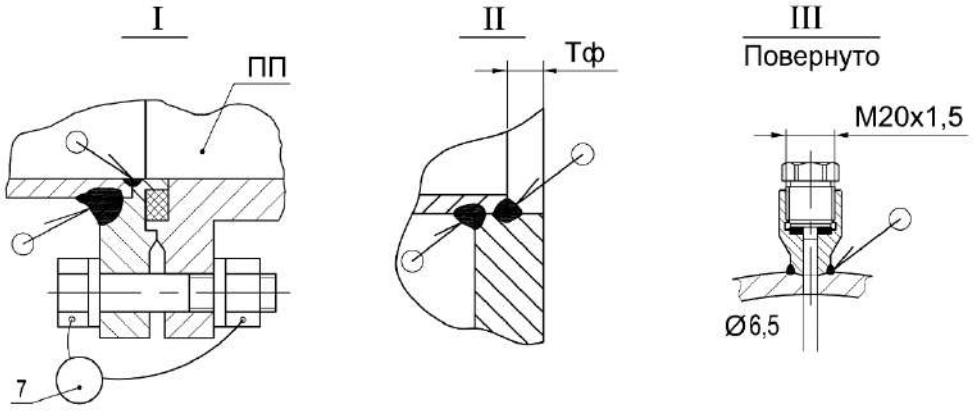
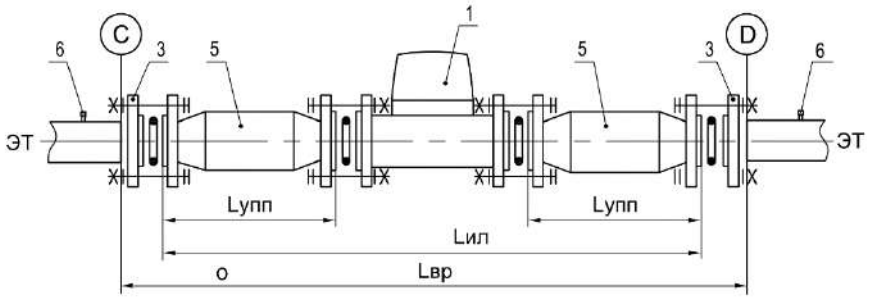


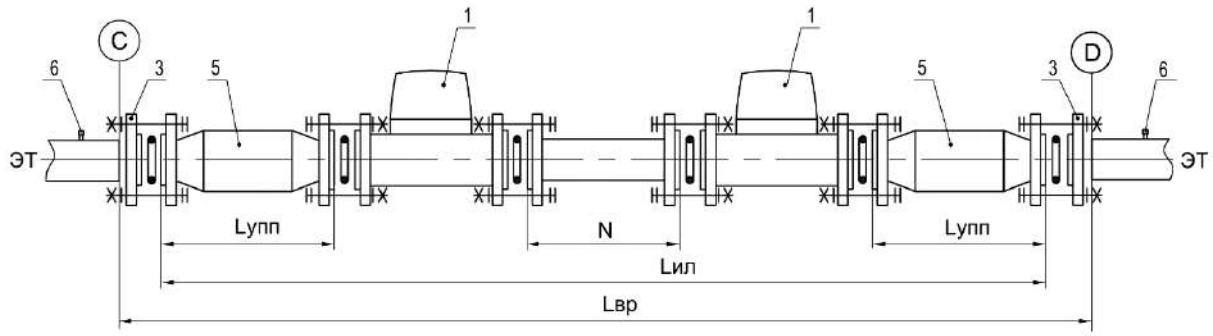
Рисунок Г.3 – Составные части участка «врезки» ИРВИС-Ультра-Пп DN80-400

1 – ПП (имитатор ПП); 2 – Кольцо уплотнительное; 3 – Ответный фланец; 4 – Стандартный крепеж; 5 – УПП; 6 – Штуцеры для измерения потерь давления на УПП (не обязательны для УПП «Турбулизатор-У-Эндо(Шг-Эндо)»; 7 – Пломба

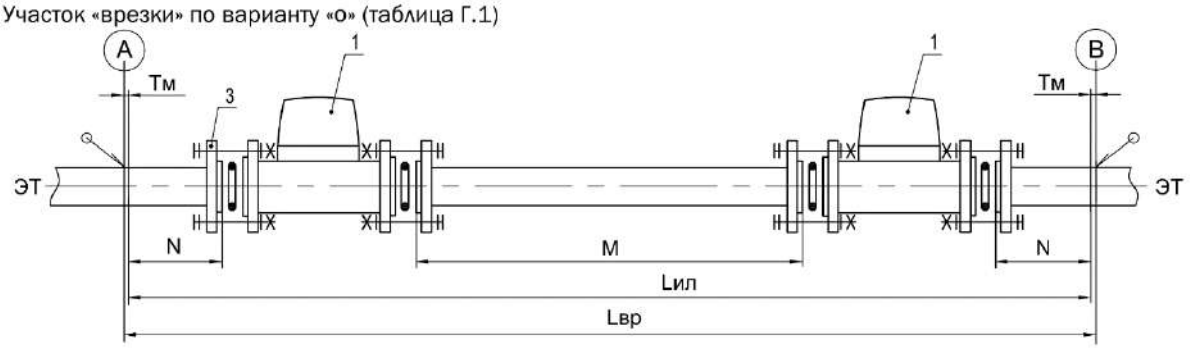
3) Участок «врезки» по варианту «л» (таблица Г.1)



4) Участок «врезки» по варианту «н» (таблица Г.1)



5) Участок «врезки» по варианту «о» (таблица Г.1)



6) Участок «врезки» по варианту «п» (таблица Г.1)

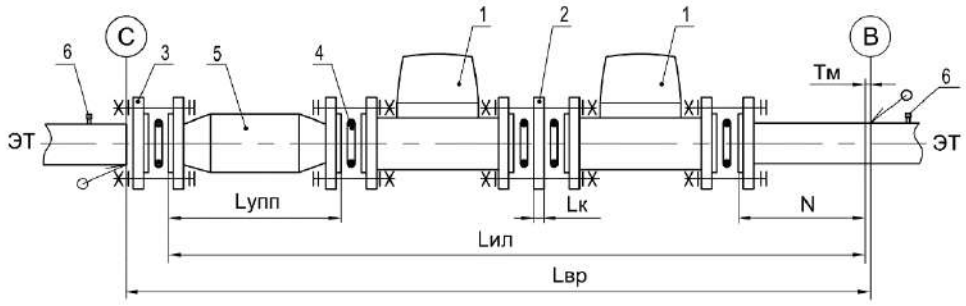
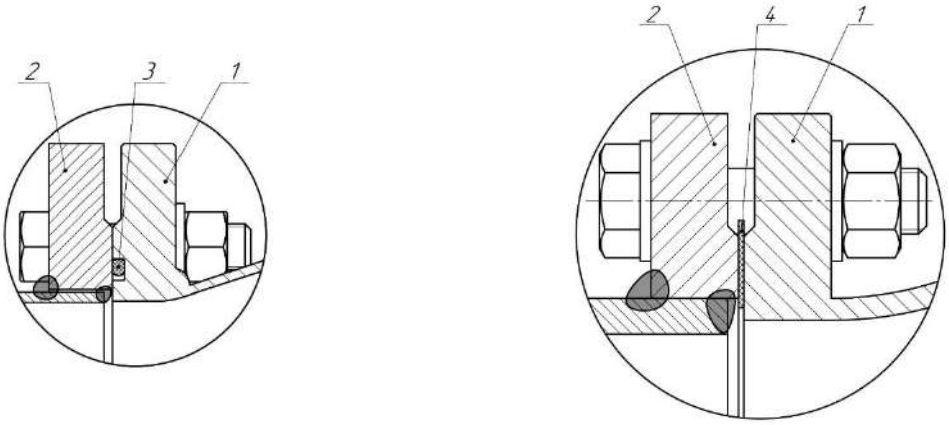


Рисунок Г.4 – Составные части участка «врезки» ИРВИС-Ультра-Пп DN80-400

1 – ПП (имитатор ПП); 2 – Катушка (проставка); 3 – Ответный фланец; 4 – Кольцо уплотнительное; 5 – УПП; 6 – Штуцеры для измерения потерь давления на УПП (не обязательны для УПП «Турбулизатор-У-Эндо (Шг-Эндо)»;



а) б)

Рисунок Г.4.1 – Типы фланцевых уплотнений между УПП и ЭТ

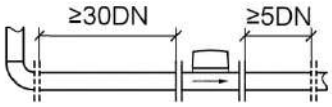
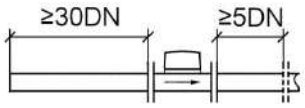
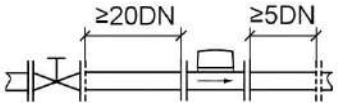
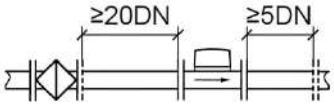
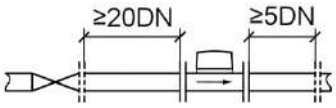
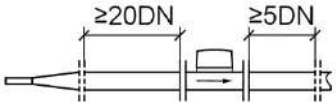
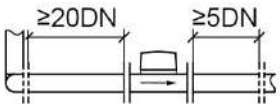
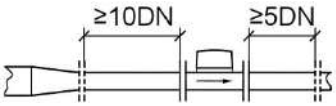
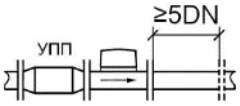
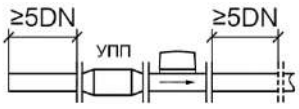
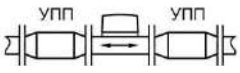
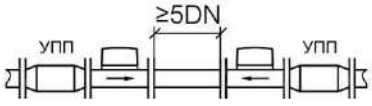
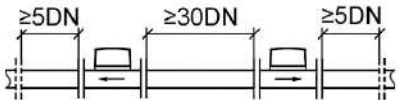
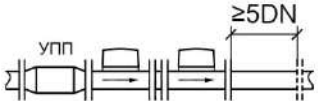
1 – Фланец УПП; 2 – Фланец ЭТ (тип уплотнительной поверхности - В по ГОСТ 33259-2015)
3 – Резиновое кольцо; 4 – Паронитовая прокладка

Таблица Г.0 – Типы фланцевых уплотнений между УПП и ЭТ

DN	Тип уплотнения	Обозначение
50	Резиновое кольцо	Кольцо 070-080-58-2-2 ГОСТ 9833-73
80		Кольцо 105-115-58-2-2 ГОСТ 9833-73
100		Кольцо 125-135-58-2-2 ГОСТ 9833-73
150		Кольцо 185-200-85-1-3 ГОСТ 9833-73
200		Кольцо 240-255-85-1-3 ГОСТ 9833-73
300	Паронитовая прокладка	Прокладка А-300-16-ПОН ГОСТ 15180-86
400		Прокладка А-400-16-ПОН ГОСТ 15180-86

Тип уплотнений и исполнений фланцев могут быть изменены в зависимости от заказа.

Таблица Г.1 – Необходимые длины прямых участков для ПП ИРВИС-Ультра

Вариант «врезки»	Схема «врезки»[1)]	Описание схемы «врезки»
а		Поворот трубопровода на 90°
		Внезапное сужение потока (забор среды из помещения, атмосферы, ресивера бесконечно большого объёма; применяется при поверке)
б		Наличие отсечных задвижек
		Наличие фильтра
		Наличие местных пережатий трубопровода
		Расширение трубопровода в месте установки ПП
		Поворот трубопровода в двух взаимоперпендикулярных плоскостях
в		Сужение трубопровода в месте установки ПП
и		Наличие УПП с любой предысторией потока до УПП
к		Забор среды из помещения (атмосферы) ***(Применяется при поверке на поверочной установке)***
л		Наличие в ЭТ реверсивного течения газа
н		Наличие в ЭТ реверсивного течения газа
о		Наличие в ЭТ реверсивного течения газа
п		Наличие дублирующего ПП

[1)] Участки заводского изготовления по типу присоединения к ЭТ могут иметь фланцевое и бесфланцевое исполнения.

Таблица Г.2 – Параметры «врезки» ПП ИРВИС-Ультра-Пп-16

DN	Вариант	$L_{ил\,nom}$, мм	$L_{ил\,max}$, мм	$L_{вр}$, мм	M, мм	N, мм	Lупп, мм	Lпп, мм	Lк, мм
50	а	1940	1944,4	Lил.ф.+Тм+Тм	1502,5	252,5	-	190	-
	б	1440	1443,9	Lил.ф.+Тм	1002,5				
	в	940	943,1	Lил.ф.+Тм+Тм	502,5				
	и	767,5	769,8	Lил.ф.+Тф+Тм(ф)	-		330		
	к	1017,5	1021,1	Lил.ф.+Тм(ф)	252,5				
	л	845	847,0	Lил.ф.+Тф+Тф	-	-			
	н	1285	1288,3	Lил.ф.+Тм+Тм		255			
	о	2380	2387,2	Lил.ф.+Тф+Тф	1505	252,5	-		
	п	1107,5	1110,8	Lил.ф.+Тф+Тм	-		330		155
80	а	3070	3076,00	Lил.ф.+Тм+Тм	2403	403	-	270	-
	б	2270	2275,3	Lил.ф.+Тм	1603				
	в	1470	1473,9	Lил.ф.+Тм+Тм	803				
	и	1127	1129,6	Lил.ф.+Тф+Тм(ф)	-		460		
	к	1527	1531,1	Lил.ф.+Тм(ф)	403				
	л	1184	1186,0	Lил.ф.+Тф+Тф	-	-			
	н	1854	1857,6	Lил.ф.+Тм+Тм		406			
	о	3740	3748,8	Lил.ф.+Тф+Тф	2406	403	-		
	п	1417	1419,8	Lил.ф.+Тф+Тм	-		460		24
100	а	3770	3777,2	Lил.ф.+Тм+Тм	3003	503	-	270	-
	б	2770	2775,5	Lил.ф.+Тм	2003				
	в	1770	1774,4	Lил.ф.+Тм+Тм	1003				
	и	1344	1346,8	Lил.ф.+Тф+Тм(ф)	-		577		
	к	1844	1848,5	Lил.ф.+Тм(ф)	503				
	л	1418	1420,0	Lил.ф.+Тф+Тф	-	-			
	н	2188	2191,8	Lил.ф.+Тм+Тм		506			
	о	4540	4549,2	Lил.ф.+Тф+Тф	3006	503	-		
	п	1634	1637,0	Lил.ф.+Тф+Тм	-		577		26
150	а	5600	5610,00	Lил.ф.+Тм+Тм	4503	753	-	350	-
	б	4100	4107,4	Lил.ф.+Тм	3003				
	в	2600	2605,1	Lил.ф.+Тм+Тм	1503				
	и	2197	2200,0	Lил.ф.+Тф+Тм(ф)	-		1100		
	к	2947	2952,0	Lил.ф.+Тм(ф)	753				
	л	2544	2546,0	Lил.ф.+Тф+Тф	-	-			
	н	3644	3648,0	Lил.ф.+Тм+Тм		756			
	о	6700	6711,4	Lил.ф.+Тф+Тф	4506	753	-		
	п	2569	2572,3	Lил.ф.+Тф+Тм	-		1100		28
200	а	7356	7368,1	Lил.ф.+Тм+Тм	6003	1003	-	356	-
	б	5356	5364,9	Lил.ф.+Тм	4003				
	в	3356	3362,0	Lил.ф.+Тм+Тм	2003				
	и	2563	2566,3	Lил.ф.+Тф+Тм(ф)	-		1210		
	к	3563	3568,6	Lил.ф.+Тм(ф)	1003				
	л	2770	2772,0	Lил.ф.+Тф+Тф	-	-			
	н	4126	4130,3	Lил.ф.+Тм+Тм		1006			
	о	8712	8725,2	Lил.ф.+Тф+Тф	6006	1003	-		
	п	2943	2946,6	Lил.ф.+Тф+Тм	-		1210		30

Окончание таблицы Г.2

DN	Вариант	$L_{ил\,nom}$, мм	$L_{ил\,max}$, мм	Lвр, мм	M, мм	N, мм	Lупп, мм	Lпп, мм	Lк, мм
300	а	-	-	-	-	-	-	-	-
	б								
	в								
	и	3350	3354,1	Lил.ф.+Тф+Тм(ф)	-	1504	1440	414	
	к	4850	4857,2	Lил.ф.+Тм(ф)	1504				
	л	3286	3288,0	Lил.ф.+Тф+Тф	-	-			
	н	5200	5205,10	Lил.ф.+Тм+Тм		1508			
	о	-	-	-	-	-	-	-	
	п	3788	3792,4	Lил.ф.+Тф+Тм	-	1504	1440	414	32
400	а	-	-	-	-	-	-	-	-
	б								
	в								
	и	4334	4338,7	Lил.ф.+Тф+Тм(ф)	-	2004	1850	488	
	к	6334	6342,4	Lил.ф.+Тм(ф)	2004				
	л	4180	4182,0	Lил.ф.+Тф+Тф	-	-			
	н	6668	6673,7	Lил.ф.+Тм+Тм		2008			
	о	-		-	-	-	-	-	
	п	4852	4857,0	Lил.ф.+Тф+Тм	-	2004	1850	488	38

M – минимальная присоединительная длина прямого участка перед ПП;
N – минимальная присоединительная длина прямого участка после ПП;
Lупп – габаритная длина УПП;
Lпп – габаритная длина ПП;
Lк – габаритная длина катушки (проставки);
$L_{ил\,nom}$ – номинальная длина собранной измерительной линии;
$L_{ил\,max}$ – максимальная длина собранной измерительной линии;
Lил.ф. – фактическая длина собранной измерительной линии (по факту поставки);
Тм – технологический зазор под стыковую приварку труб;
Тф – технологический зазор под приварку фланца к трубе;
Lвр – длина ЭТ, вырезаемого под измерительную линию;

Тм и Тф – выбираются монтажной организацией по ГОСТ 16037 – 80.

При монтаже использовать только фактическую длину измерительной линии Lил.ф.

Допускается применение конфигураций трубопроводов, отличающихся от указанных в таблице Г.1 при условии совместной поверки канала объемного расхода расходомеров-счетчиков на поверочной установке.

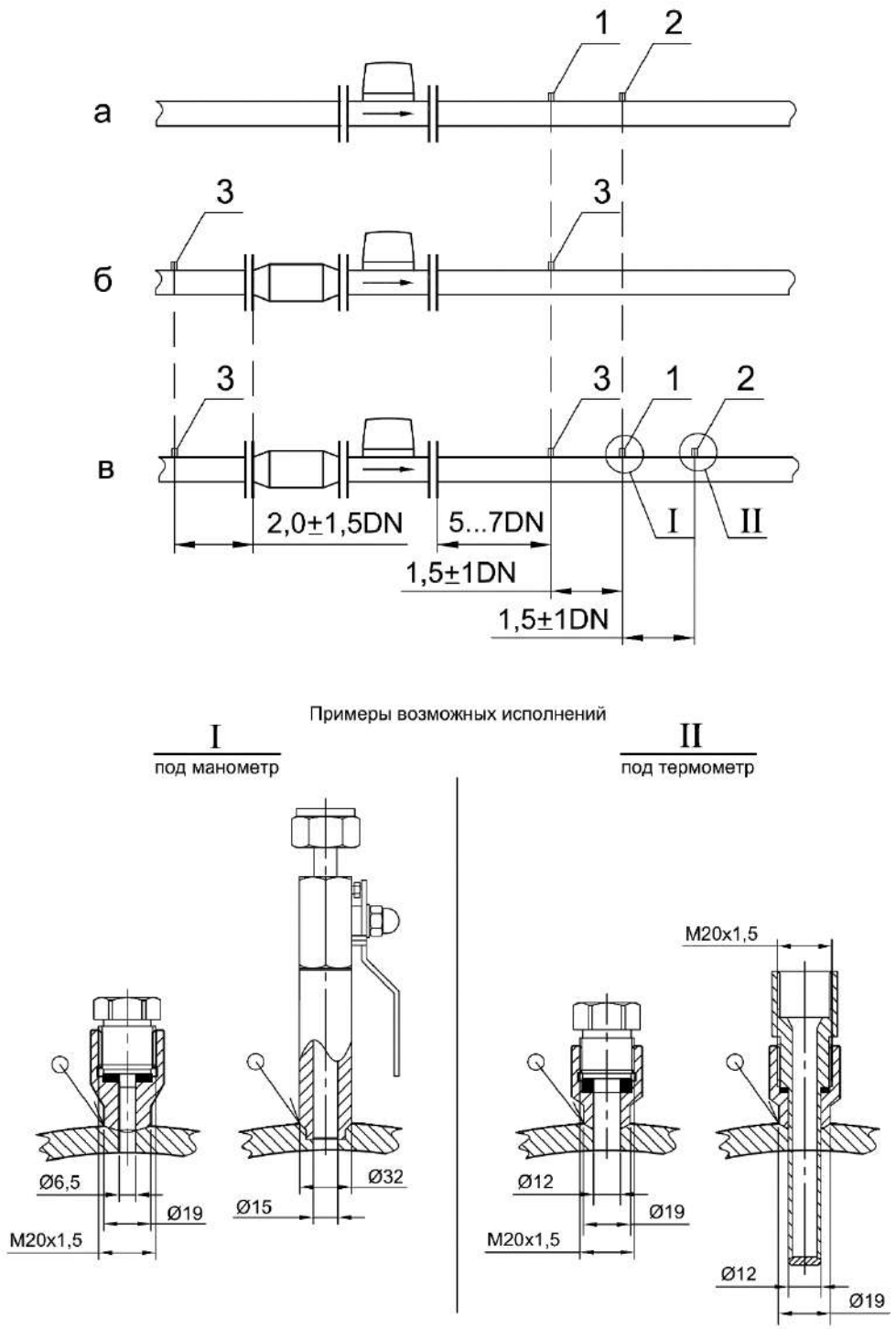


Рисунок Г.5 – «Врезка» штуцеров в ЭТ при монтаже ПП ИРВИС-Ультра-Пп

1 – Штуцер для контрольного манометра; 2 – Штуцер для контрольного термометра;
3 – Штуцер для измерения перепада давления

1. Штуцеры врезать в ЭТ вне измерительных участков. Расстояние между последним сварным швом измерительного участка и сварным швом соседнего штуцера, а также расстояния между соседними штуцерами должны быть не менее регламентированного правилами безопасности для данного газопровода.

2. Врезка штуцеров в пределах измерительных участков допускается при условии проведения первичной поверки расходомера-счетчика совместно с такими измерительными участками.

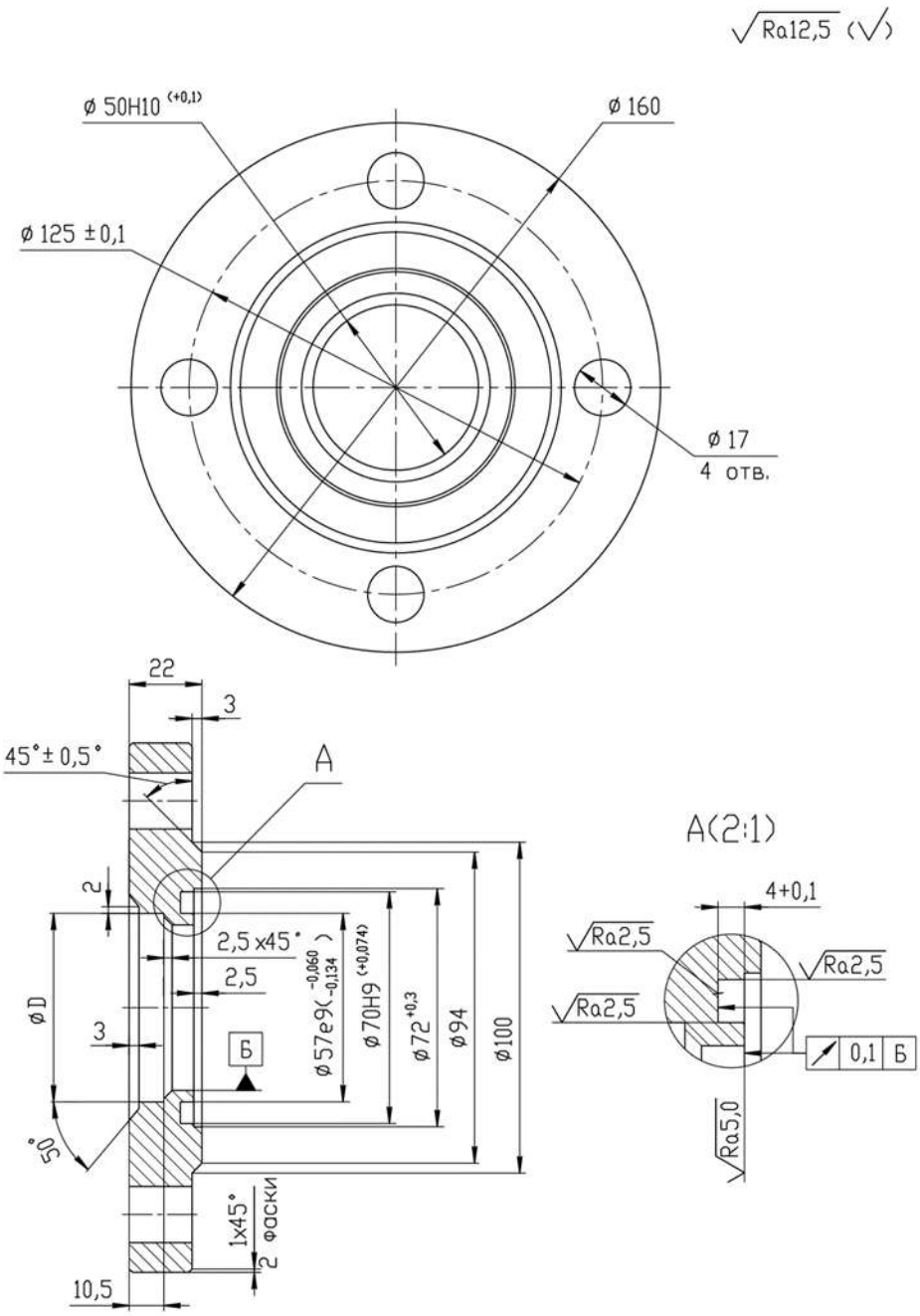
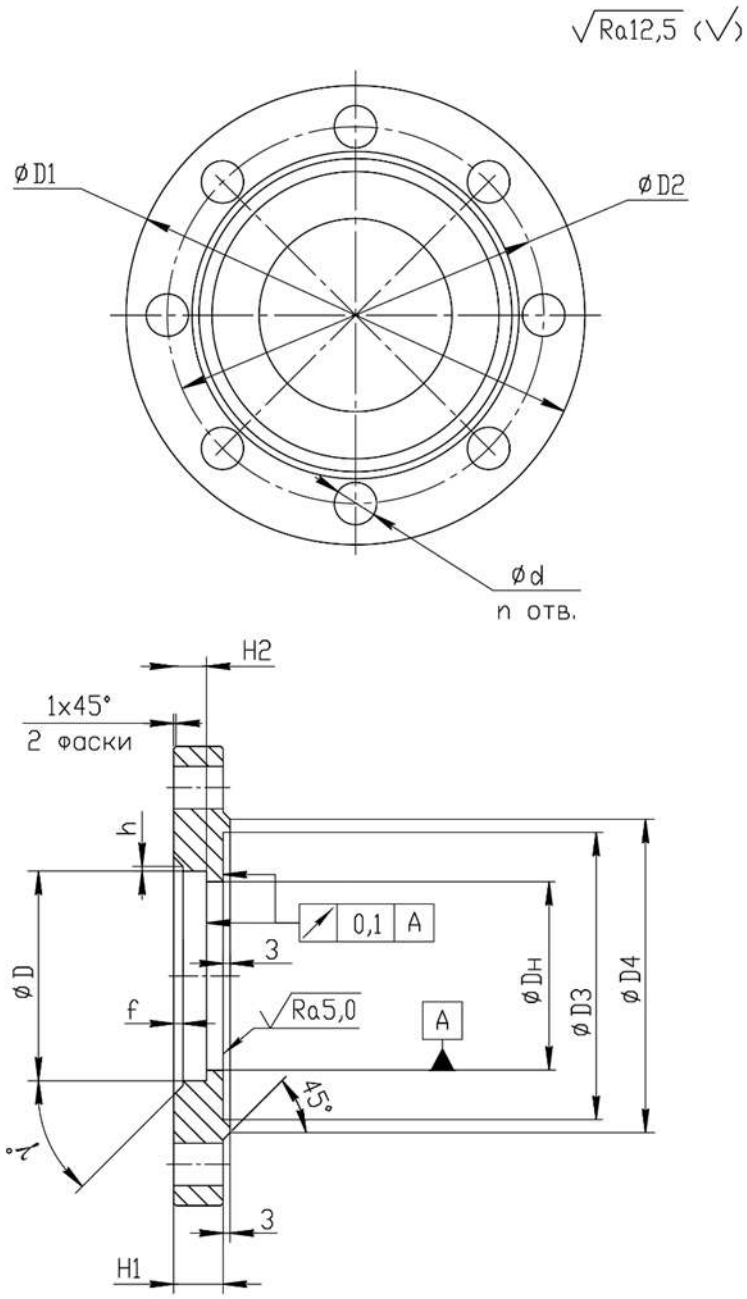


Рисунок Г.6 – Конструкция, габаритные и присоединительные размеры ответного фланца ИРВИС-Ультра-Пп-16-DN50

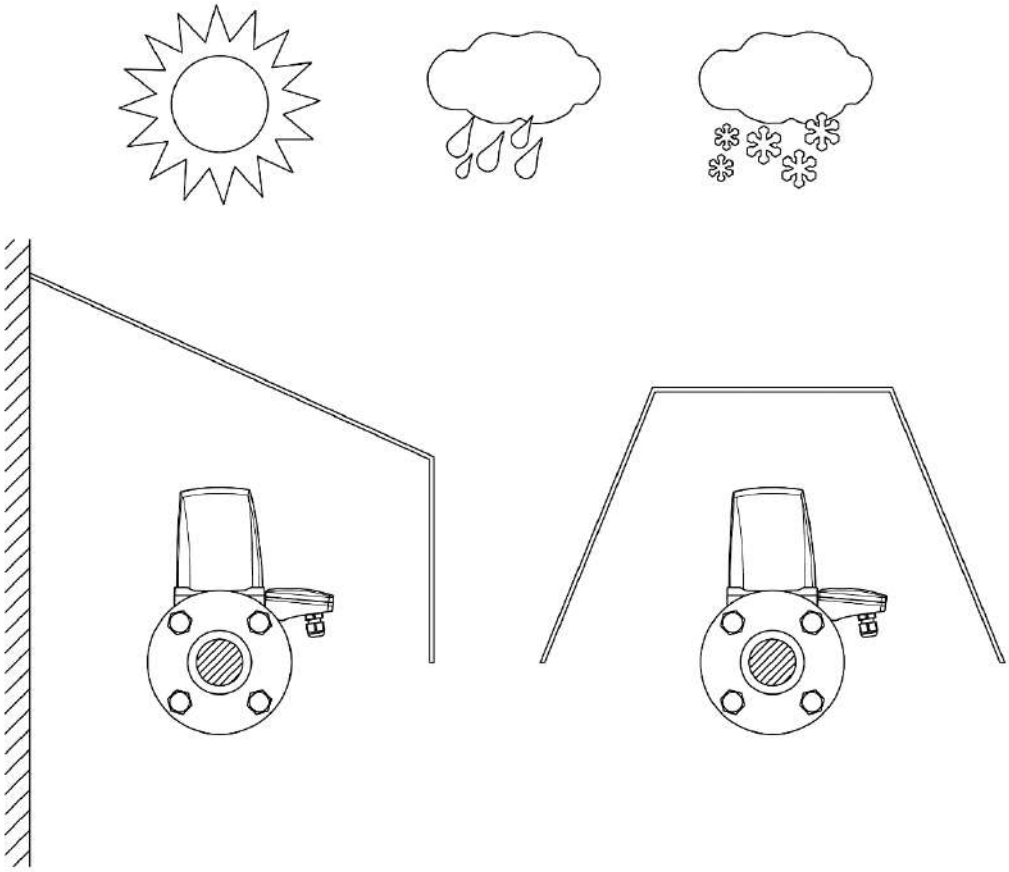


1. H12, h12, $\pm \frac{IT12}{2}$
2. Размер D выполнить по наружному диаметру ЗТ с зазором по радиусу не более 0,3 мм.

Рисунок Г.7 – Конструкция, габаритные и присоединительные размеры ответного фланца ИРВИС-Ультра-Пп-16-DN80...DN400

Таблица Г.3 – Значения размеров

DN	D1, мм	D2, мм	D3, мм	D4, мм	Dн, мм	H1, мм	H2, мм	h, мм	f, мм	γ°	d, мм	n
80	195	160	122	133	80	21	14	2,0	4	45	18	8
100	215	180	151	158	100	23	17	2,5			18	8
150	280	240	204	212	150	25	13	-		55	22	8
200	335	295	260	268	202	27	13		6		22	12
300	460	410	364	370	303	28	13		8		26	12
400	580	525	474	482	400	34	16		9		30	16

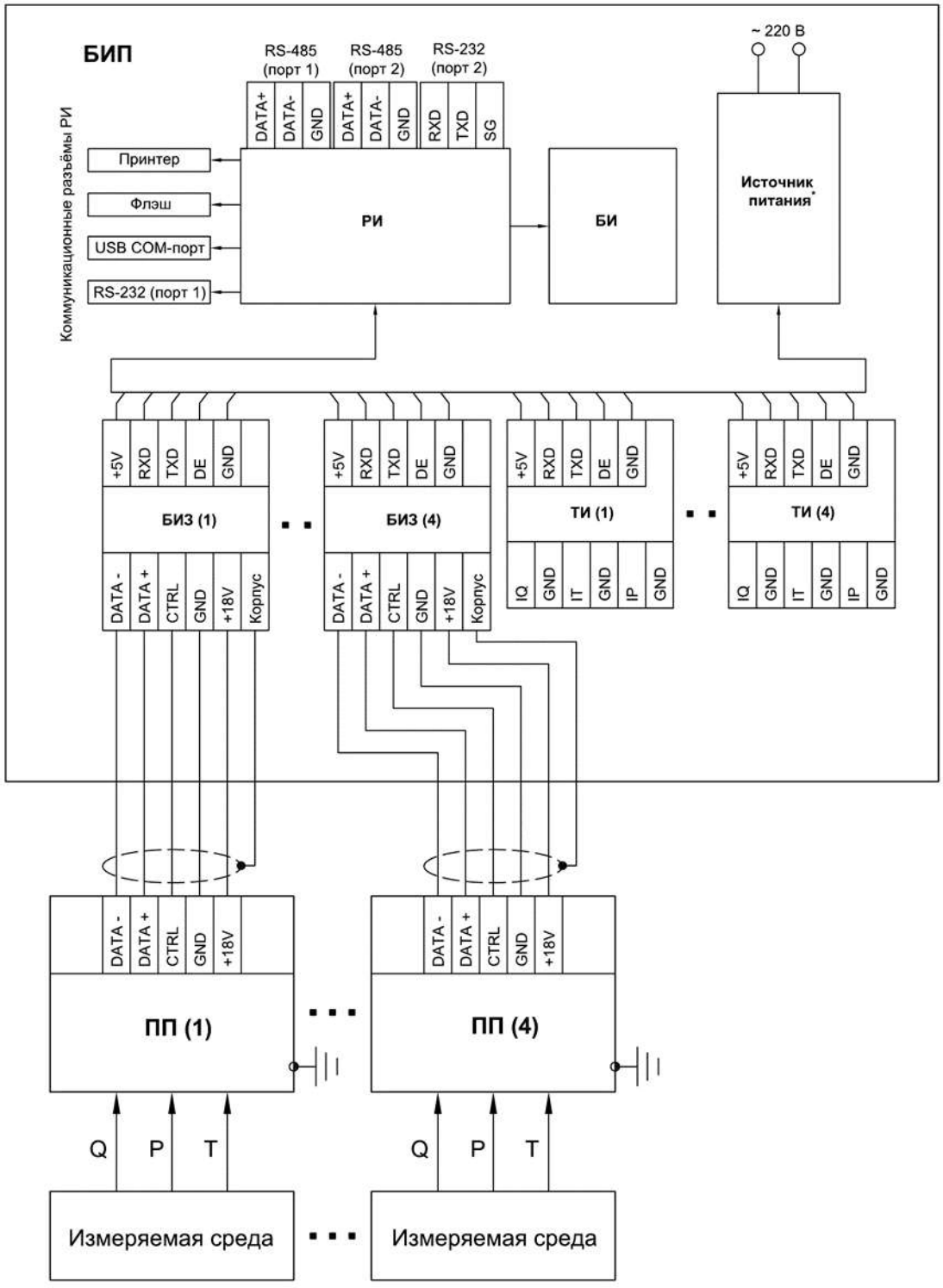


а) Козырек *б) Навес*

Рисунок Г.8 – Примеры защиты ПП ИРВИС-Ультра-Пп от атмосферных осадков и прямых солнечных лучей

Приложение Д

Монтажные схемы соединений



* В качестве источника питания, в зависимости от варианта исполнения, могут применяться БПС, БПВ или УБП

Рисунок Д.1 – Блок-схема ИРВИС-Ультра

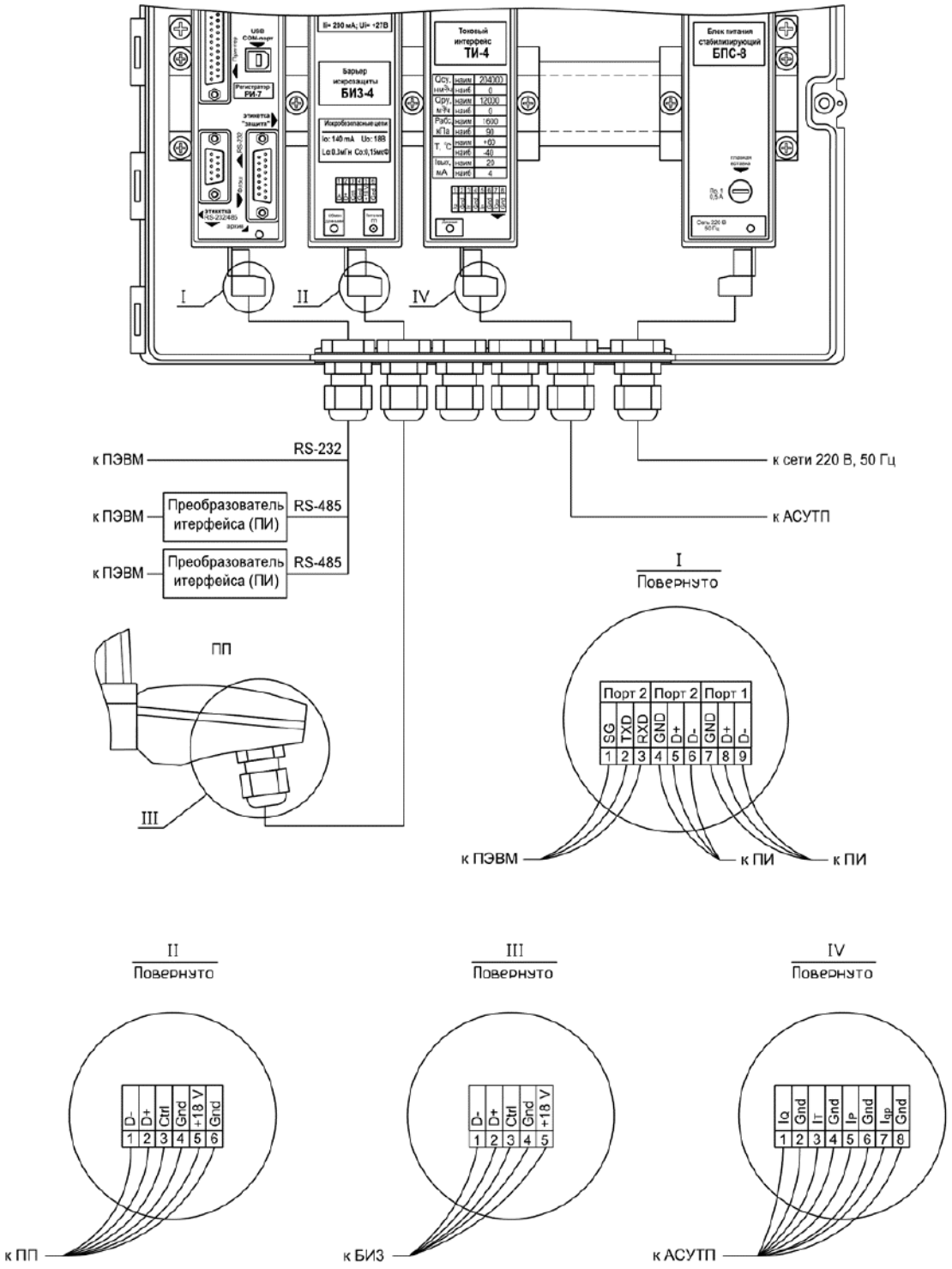
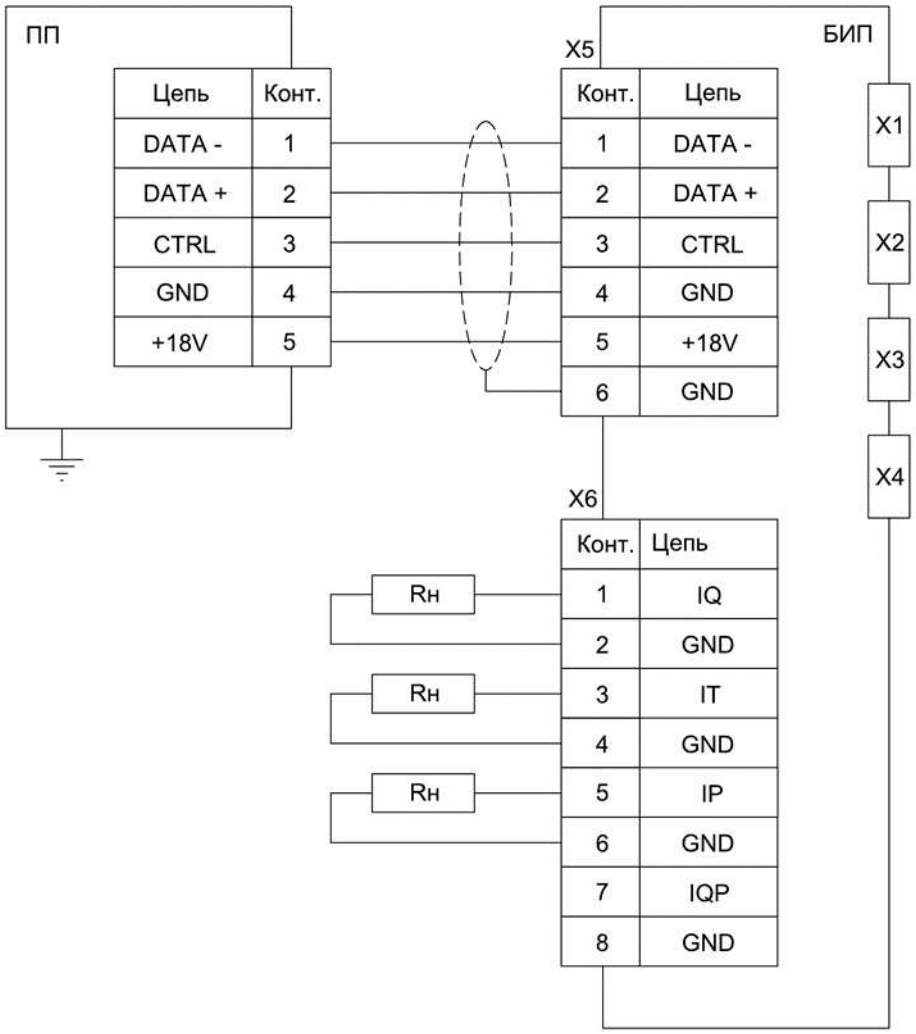


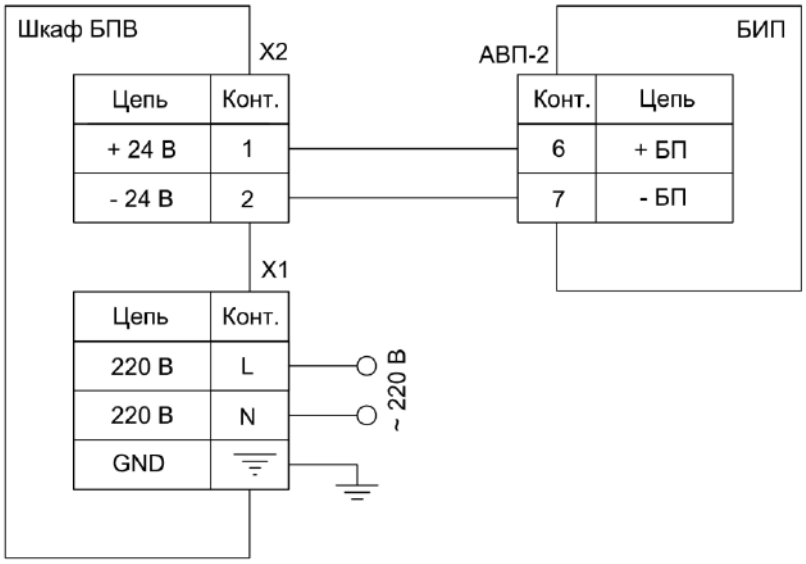
Рисунок Д.2 – Монтажная схема соединений ИРВИС-Ультра



1.Максимальное значение RH: 1 кОм при силе тока I = 0...5 мА; 250 Ом при силе тока I = 4...20 мА;
2. Заземление ПП медным проводом сечением не менее 1,5 мм^2.

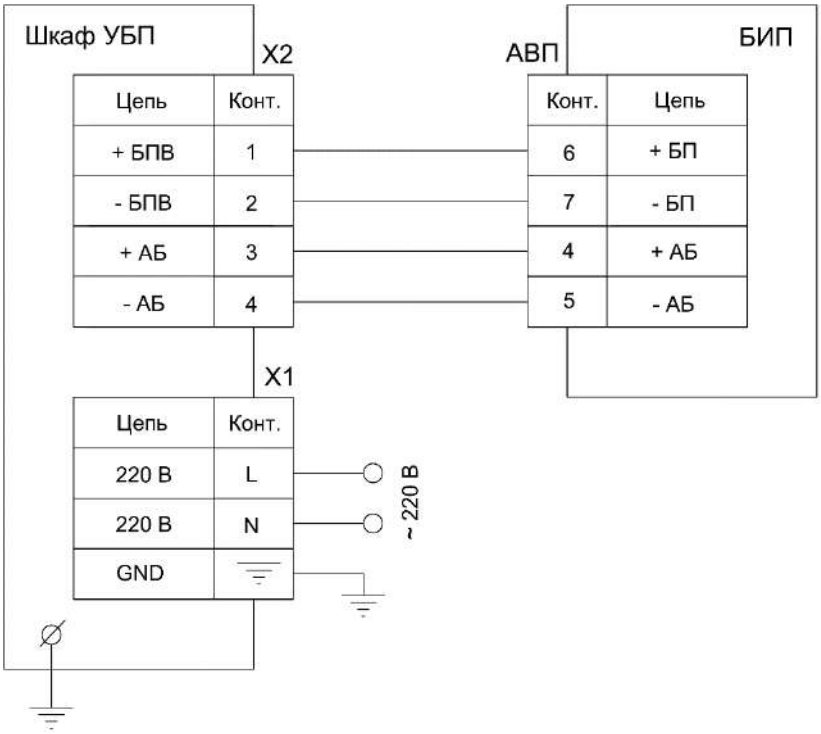
Рисунок Д.3 – Монтажная схема соединений ИРВИС-Ультра с использованием кабеля МКЭШ 5×0,5

ПП – Первичный преобразователь; БИП – Блок интерфейса и питания;
X1 – Разъем подключения флэш-носителя; X2 – Разъем подключения принтера;
X3 – Разъем подключения RS-232; X4 – Разъем USB-B для подключения
ПК через виртуальный COM-порт X5 – Клеммная колодка БИЗ; X6 – Клеммная колодка ТИ



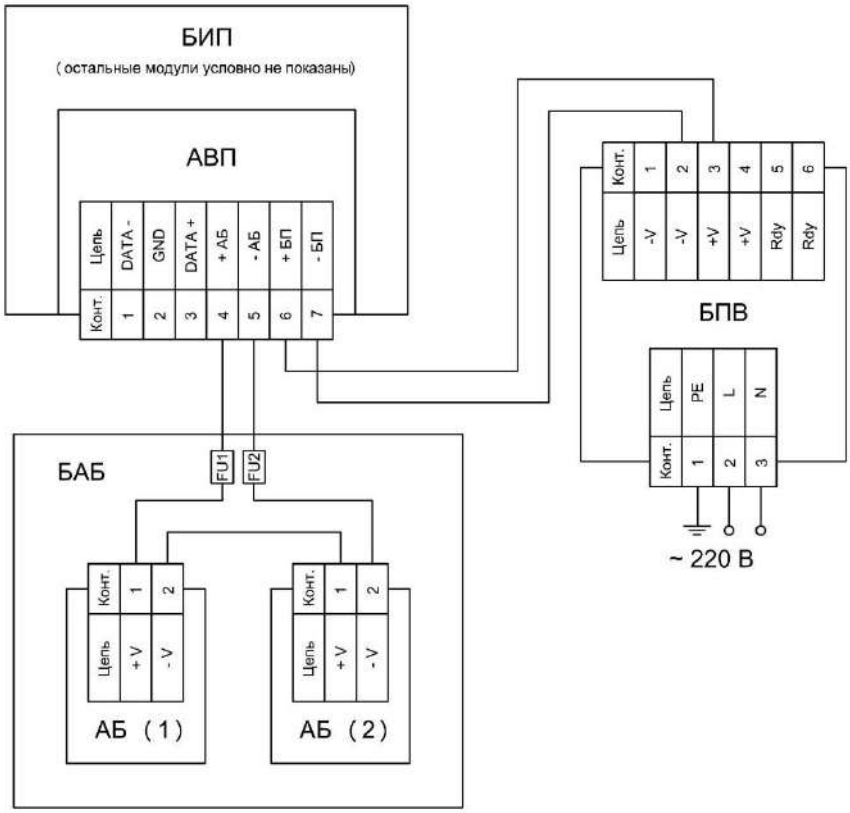
1. Монтаж цепей ~ 220 В вести медным проводом сечением не менее 1,5 мм²;
2. Монтаж цепей 24 В вести многожильным медным проводом сечением не менее 0,5 мм² (напр., МКШ 2×0,5) с использованием наконечников НШВИ.

Рисунок Д.3 – Монтажная схема подключения шкафа БПВ

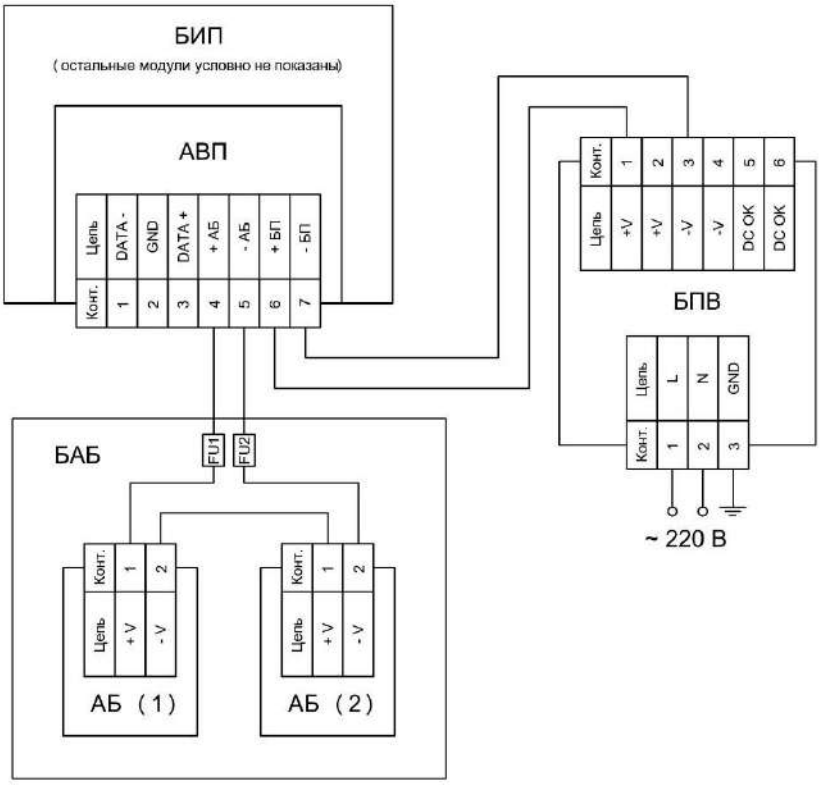


1. Монтаж цепей ~ 220 В вести медным проводом сечением не менее 1,5 мм²;
2. Монтаж цепей 24 В вести многожильным медным проводом сечением не менее 0,5 мм² (напр., МКЭШ 5×0,5) с использованием наконечников НШВИ

Рисунок Д.4 – Монтажная схема подключения шкафа УБП-К



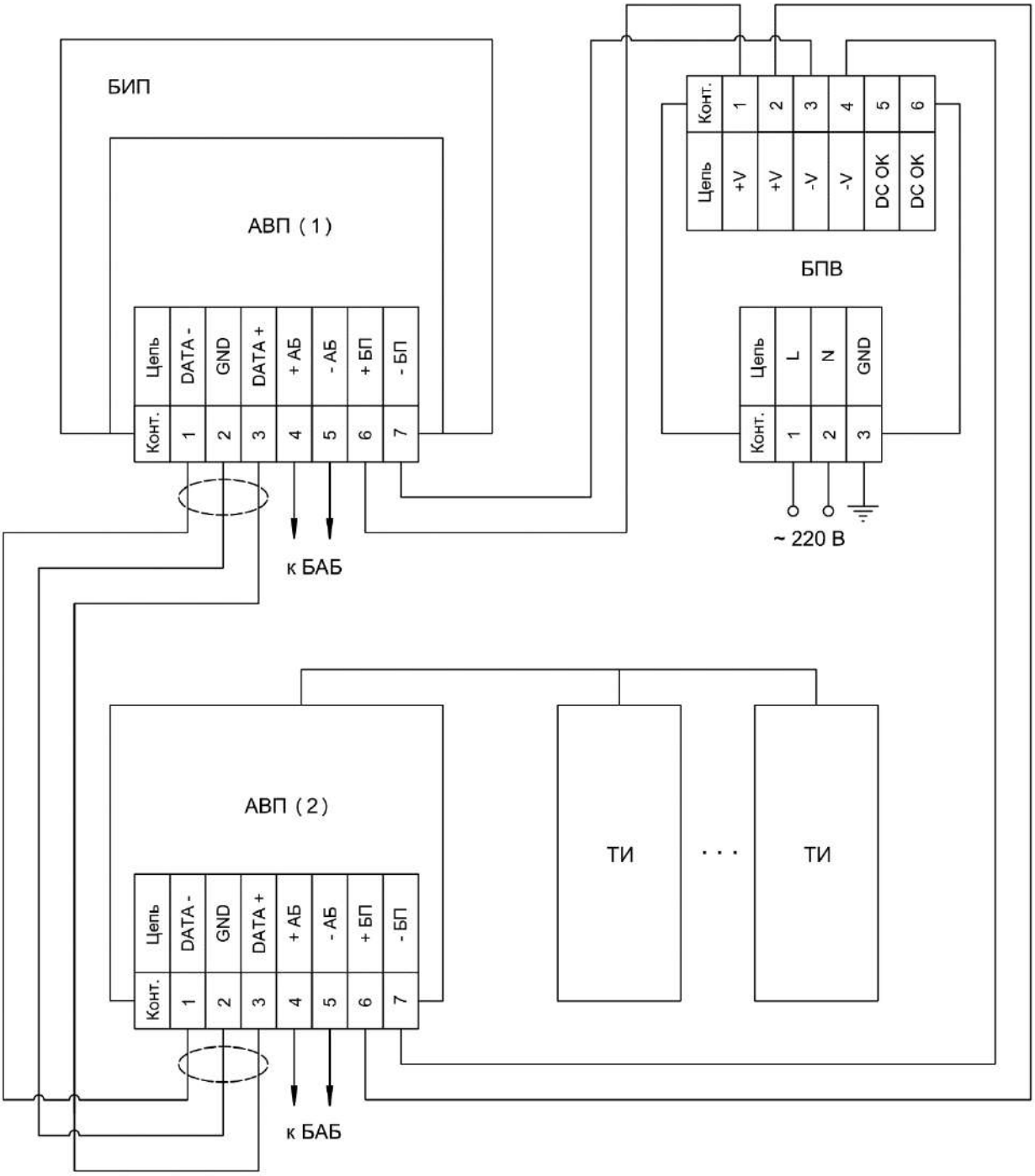
а) для БПВ марки NDR-75-24



б) для БПВ марки MDR-60-24

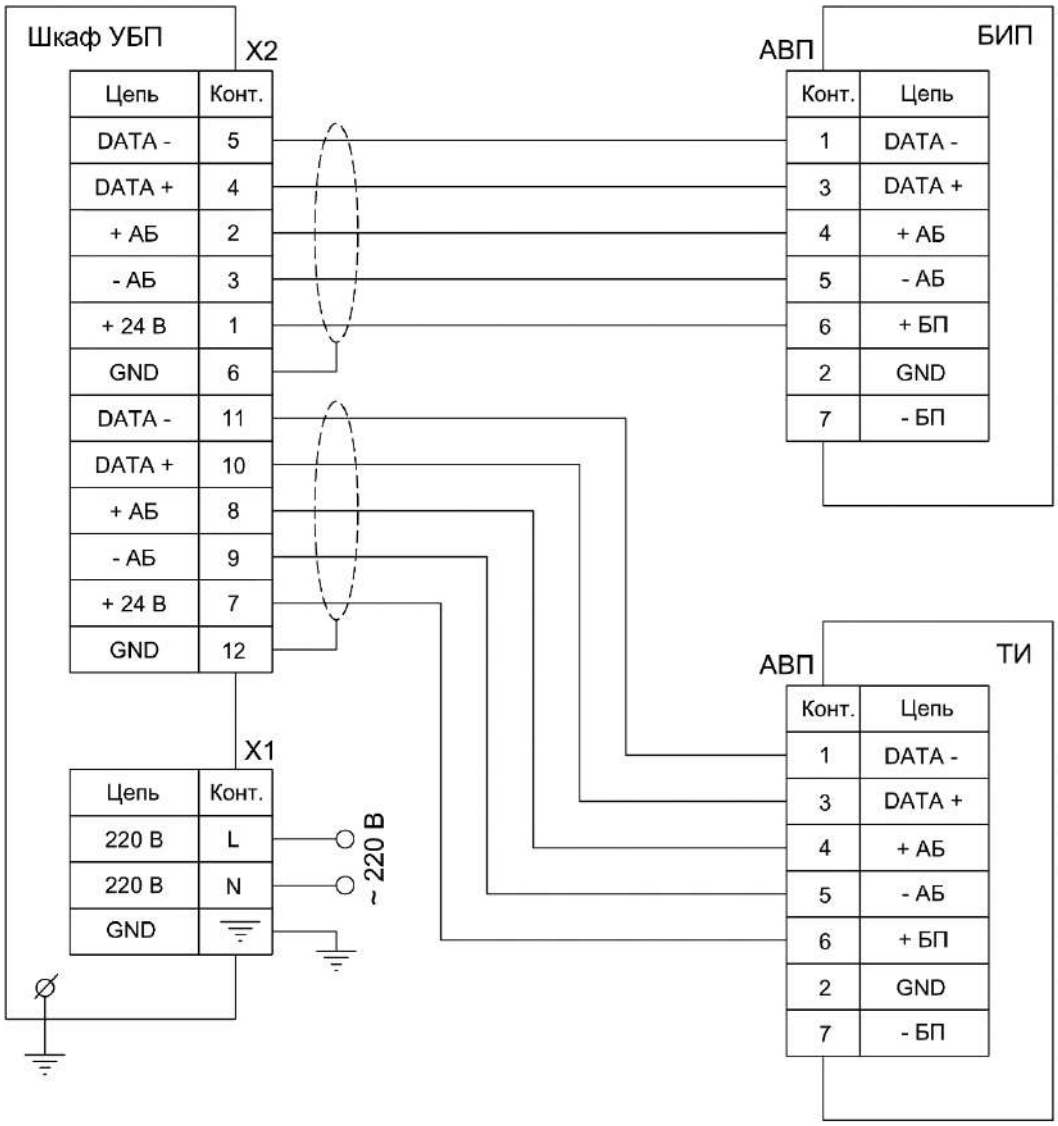
1. Монтаж цепей, идущих от БПВ к БИП, вести проводом ШВВП 2×0,5;
2. Монтаж цепей, идущих от БАБ к БИП, вести проводом МКЭШ 2×0,5.

Рисунок Д.5 – Монтажная схема подключения ИРВИС-УБП с АВП



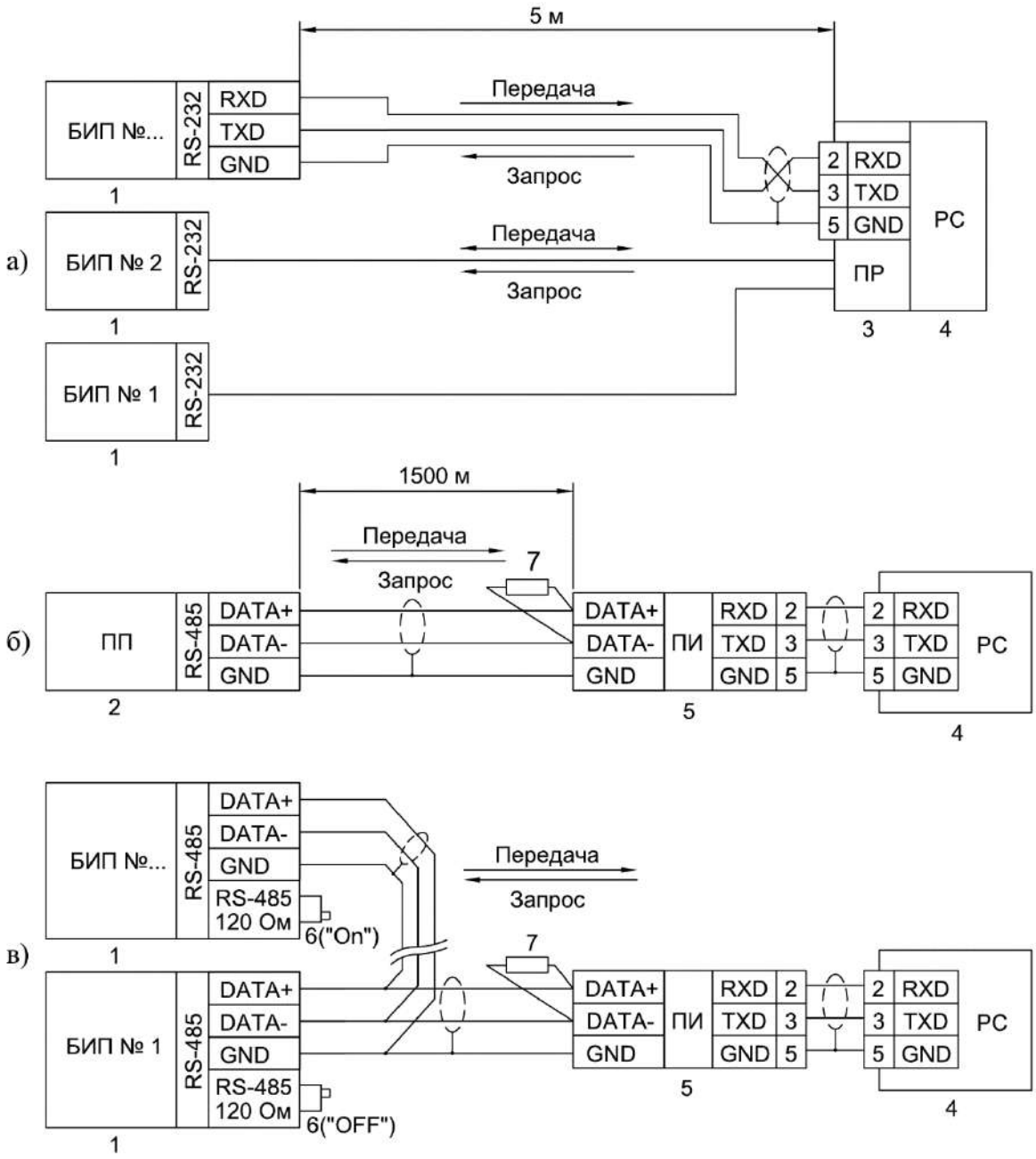
1. Монтаж цепей, идущих от БПВ к АВП-2, вести проводом сечением не менее 0,5 мм² (напр. МКШ 2×0,5 или ПВС 2×0,5);
2. Монтаж цепей, идущих от АВП-2 (1) к АВП-2 (2), вести проводом МКЭШ 2×0,5.

Рисунок Д.6 – Монтажная схема подключения внешних ТИ с использованием АВП



1. Монтаж цепей ~ 220 В вести медным проводом сечением не менее 1,5 мм^2;
2. Монтаж цепей 24 В вести многожильным медным проводом сечением не менее 0,5 мм^2 (напр., МКЭШ 5×0,5) с использованием наконечников НШВИ.

Рисунок Д.7 – Монтажная схема подключения внешних ТИ с использованием шкафа УБП



1. Соединение вести кабелем "витая пара" в экране. При работе на большие расстояния, а также, при высоком уровне помех – экранирование линий "DATA+" и "DATA-" и использование низкой скорости передачи (2400...4800).
2. Устанавливаемые устройства (БИПы, ПП и преобразователь интерфейса RS-232<->RS-485) подключаются в произвольном порядке, но без разветвления линии, как показано на рис. б, в.
3. При подключении ПП к ПЭВМ через преобразователь интерфейса, в случае необходимости, использовать искробезопасный источник питания в соответствии с условиями применения.
4. Параллельно линии данных на крайних в цепочке устройствах необходим согласующий резистор номиналом 120 Ом и мощностью 0,5 Ватт. Поскольку конструкция интерфейса RS-485 БИПа предусматривает такой резистор изначально согласование цепи состоит в процедуре установки переключателя 6 в положение "OFF" на всех устройствах цепи, кроме крайних. Согласующий резистор ПП не удаляется; ПП в цепи может быть только крайним устройством.
5. ПЭВМ подключается к сети через специальный преобразователь интерфейса RS-232<->RS-485, либо через плату расширения интерфейсов.

Рисунок Д.8 – Схема подключения ПЭВМ с использованием интерфейса RS-232/485

1 – БИП; 2 – ПП; 3 – Плата расширения COM-портов (PCL743B745B – 2 порта, PCL746+ – 4 порта, C186P/HS – 8 портов, C320Turbo – 8...32 порта); 4 – ПЭВМ; 5 – Преобразователь RS-485 <-> RS-232 (ADAM-4520, RIO-7520, ОВЕН АС3-М); 6 – Переключатель; 7 – Согласующий резистор

Приложение Е

Рекомендуемые формы актов и протокола

АКТ

измерений узла учета природного газа на базе ИРВИС-Ультра

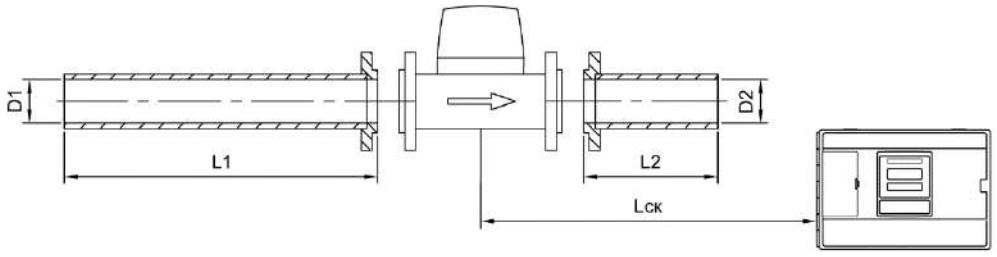
На_____

Наименование предприятия потребителя природного газа

Адрес_____

Место расположения

Схема узла учета



1. Измерение внутреннего диаметра трубопроводов узла учета

	D_1 (перед ПП)	D_1 (на расстоянии 2DN перед ПП)	D_2
Измерение 1*, мм	D_1=_____	D_1=_____	D_2=___
Измерение 2*, мм	D_1=_____	D_1=_____	D_2=___
Измерение 3*, мм	D_1=_____	D_1=_____	D_2=___
Измерение 4*, мм	D_1=_____	D_1=_____	D_2=___
Средний диаметр, мм	$D_{ср1}$=_____	$D_{ср1}$=_____	$D_{ср2}$=___
Наибольшее отклонение результата измерений диаметра от среднего значения, %	δ=_____	δ=_____	δ=____

*Примечание. Измерения 1, 2, 3, 4 проводились в четырех равнорасположенных по диаметру плоскостях.

Измерения D_1, D_2 проводились _____

Наименование средства измерения

с ценой деления _____ мм.

2. Измерение длин прямых участков и СК

	L, мм/ DN	Нормированное значение, DN
L_1	L_1=_____/_____	
L_2	L_2=_____/_____	
$L_{ск}$	$L_{ск}$=_____ м	300 м

Измерения L_1, L_2, проводились _____

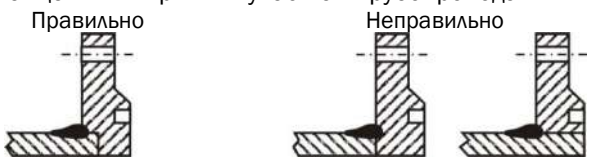
Наименование средства измерения

с ценой деления _____ мм.

Измерения $L_{ск}$ проводились рулеткой.

3. Контроль правильности и качества сварных соединений ответных фланцев ПП

Схема приварки ответных фланцев ПП к прямым участкам трубопровода.



Наименование операции проверки	Методы контроля, норма	Отметка о соответствии
Наплывы сварных швов с внутренней стороны трубопровода.	Контроль визуальный, наплывы должны отсутствовать	_____
Ступеньки на стыках трубы с ответными фланцами ПП.	Контроль визуальный, высота ступеньки не более 0,5 мм.	_____

Вывод: узел учета соответствует условиям применения ИРВИС-Ультра.

Измерения узла учета проводились

_____ _____ /_____/

Должность представителя предприятия-подрядчика *подпись* *Ф.И.О.*

ПРОТОКОЛ

выполнения пуско-наладочных работ узла учета газа на базе расходомера-счетчика ИРВИС-Ультра

№ п/п	Содержание выполняемой операции	Подпись исполнителя
1	<u>Установка ПП и БИП ИРВИС-Ультра.</u> 1.1. Газопровод продут после проведения сварочных работ перед заменой имитатора из комплекта ИРВИС-Ультра на ПП. 1.2. Проверена чистота внутренней поверхности газопровода в месте монтажа ПП. 1.3. Проверены условия эксплуатации БИП (обогреваемое помещение с $t_{окр.среды}$ от минус 10 до плюс 45 °С – для базового исполнения). 1.4. При установке ПП в газопровод, согласно РЭ, использованы уплотнительные кольца и болты крепления только из комплекта поставки. Установку ПП желательно производить после подключения СК (см. п. 2) и проверки функционирования (см. п. 3). Акт измерений узла учета заполнен.	_____ /_____/
2	<u>Монтаж электрических соединений.</u> 2.1. Проложен СК между БИП и ПП из комплекта поставки ИРВИС-Ультра. Прокладка кабеля проведена в соответствии с требованиями ПУЭ к искробезопасным цепям во взрывоопасных зонах. Перед БИП и ПП оставлен запас СК на случай возможной переразделки при повреждении концов. Оголенные концы СК залужены. Обеспечена возможность демонтажа ПП с трубопровода без отсоединения СК на время сварочных работ на трубопроводе. 2.2. Жилы СК подсоединены к клеммным колодкам ПП и БИП согласно маркировке (клемма «1» БИП с «1» ПП… «5» с «5») и схемам приложения Д. Гайки на кабельных вводах ПП и БИП затянуты. Надежная фиксация кабеля обеспечена. Кабель перед вводом в ПП должен иметь перегиб вниз для стока воды (конденсата). 2.3. Болт заземления на фланце ПП (⏚) подсоединен к шине заземления медным проводом сечением 1,5 – 2 мм^2. 2.4. Питание 220 В / 50 Гц к клеммам питания БИП подключено проводом ШВВП 0,5×2 или аналогичным (желательно обеспечить питание БИП от цепей питания автоматики котлов) через автомат защиты сети с номинальным током не менее 1 А.	_____ /_____/
3	<u>Проверка функционирования ИРВИС-Ультра.</u> 3.1. Проведена проверка отсутствия «самохода» счетчика объема. Проверку проводить, либо не устанавливая ПП в трубопровод (заглушив входное и выходное отверстие), либо с установленным в трубопровод ПП без расхода газа. На индикаторе БИП должно появляться сообщение «Внимание! Нет расхода», при переключении в режим индикации расхода – значение «0,0». 3.2. Проведена проверка реальности показаний каналов измерения давления и температуры по показаниям дисплея БИП в соответствующих режимах. <u>Примечание:</u> При проверке учитывать, что в ИРВИС-Ультра индицируется абсолютное давление: $P_{абс.} = P_{избыточное} + P_{атмосферное}$. (для справки: 1кГс/см^2 ≈ 101,3 кПа). 3.3. Проверено функционирование ИРВИС-Ультра в режиме наличия расхода газа через ПП. <u>Примечание:</u> Расход должен быть стабильным – пульсации расхода с периодом менее 3 секунд для штатной эксплуатации ИРВИС-Ультра недопустима.	_____ /_____/
4	<u>Проверка функционирования регистратора РИ.</u> 4.1. Произведена распечатка архивов параметров, событий и констант. Новые данные в почасовом архиве появляются после смены часа, а в архиве событий – по завершении очередного отчетного интервала в 0,1 часа. Розетка с заземленным контактом для подключения принтера к сети 220 В/50 Гц имеется. 4.2. Проведен инструктаж персонала, эксплуатирующего ИРВИС-Ультра.	_____ /_____/

Отметка о выполнении: подпись/дата_____

Предприятие, должность, исполнитель / дата: _____/_____/

АКТ

от «_____» _____ 20___ г.

приемки в эксплуатацию узла учета природного газа на базе ИРВИС-Ультра

На_____
Наименование предприятия потребителя природного газа

Адрес_____
Место расположения

Состав комиссии: _____
Наименование организации, должность, Ф.И.О.

_____
Наименование организации, должность, Ф.И.О.

_____
Наименование организации, должность, Ф.И.О.

1. Наличие и комплектность технической документации

Рабочий проект.
Расходомеры-счетчики ультразвуковые ИРВИС-Ультра. Паспорт. ИРВС 9100.0000.00 ПС7.
Расходомеры-счетчики ультразвуковые ИРВИС-Ультра. Руководство по эксплуатации. ИРВС 9100.0000.00 РЭ7.
Протокол выполнения пусконаладочных работ.
Акт измерений узла учета.

2. Комплектность узла учета расхода газа на базе ИРВИС-Ультра

ПП ИРВИС-Ультра зав. № _____.
БИП ИРВИС-Ультра зав. № _____.

3. Технические характеристики

Пределы допускаемой основной относительной погрешности расходомера-счетчика при измерении объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, или массы газа, с учетом погрешностей измерения объемного расхода, давления, температуры и вычисления коэффициента сжимаемости, равны:

– для $Q_{наим} < Q \le Q_{пер}$: ± %,
– для $Q_{пер} < Q \le Q_{наиб}$: ± %,
Абсолютное давление рабочего газа от ___ до ___ МПа.
Температура окружающего воздуха:
ПП – от минус 40 до плюс 45 °С;
БИП – от минус 10 до плюс 45 °С.
Диапазон измеряемых расходов от _____$м^3$/ч до _____$м^3$/ч.
Номинальный диаметр ____ мм.
Взрывозащита 1Ex ib d IIC Gb T4 X.

4. Результаты проверки соблюдения требований

Наименование операции проверки	Нормативный и/или технический документ	Отметка о соответствии
1. Комплектность	Руководство по эксплуатации ИРВС9100.0000.00 РЭ7.	
2. Монтаж средств измерений	Руководство по эксплуатации. ИРВС 9100.0000.00 РЭ7.	
3. Проверка на функционирование	Руководство по эксплуатации. ИРВС 9100.0000.00 РЭ7.	

5. Выводы

Все средства измерений, входящие в состав узла учета на базе ИРВИС-Ультра смонтированы в соответствии с техническими условиями ИРВИС-Ультра.

Начальные показания расходомера-счетчика: объем _____, время наработки _____. БИП ИРВИС-Ультра показывает объем газа, приведенный к стандартным условиям, и хранит его значение в энергонезависимой памяти неограниченно долгое время.

Время наработки прибора (время наличия питающего напряжения) регистрируется в БИПе и хранится в энергонезависимой памяти.

На основании вышеизложенного, комиссия считает, что узел учета газа соответствует нормативно-технической документации и принимается в эксплуатацию, в качестве коммерческого.

6. Члены комиссии:

_____ /_____/
подпись *расшифровка*
_____ /_____/
подпись *расшифровка*
_____ /_____/
подпись *расшифровка*

Приложение Ж

УПП «Турбулизатор-У-Эндо (Шг-Эндо)»

Краткое описание и методика контроля технического состояния УПП «Турбулизатор-У-Эндо(Шг-Эндо)»

Устройство подготовки потока (формирователь потока) УПП «Турбулизатор-У-Эндо(Шг-Эндо)» (далее – УПП) предназначено для формирования необходимой структуры потока или для сокращения длины прямолинейного участка перед расходомером-счетчиком. УПП устраняет закрутку потока и уменьшает деформацию эпюры скоростей потока газообразных сред, вызванную местными сопротивлениями. Для контроля технического состояния внутренней поверхности УПП оснащено встроенным эндоскопом.

УПП является частью измерительных участков используемых совместно с расходомерами-счетчиками ИРВИС-Ультра (варианты «и», «к», «л», «н», в таблице Г.1 приложения Г).

Конструкция и гидродинамика УПП выполнены таким образом, что критический уровень загрязненности достигается ранее именно в области визуального контроля, проводить который позволяет встроенный эндоскоп, исключая необходимость демонтажа УПП с трубопровода.

Во избежание загрязнения окуляров рекомендуется выполнять монтаж УПП на ЭТ таким образом, чтобы окуляры располагались в горизонтальной плоскости относительно центральной оси ЭТ.

Устройство и схема осмотра внутреннего состояния УПП приведена на рисунке Ж.1.

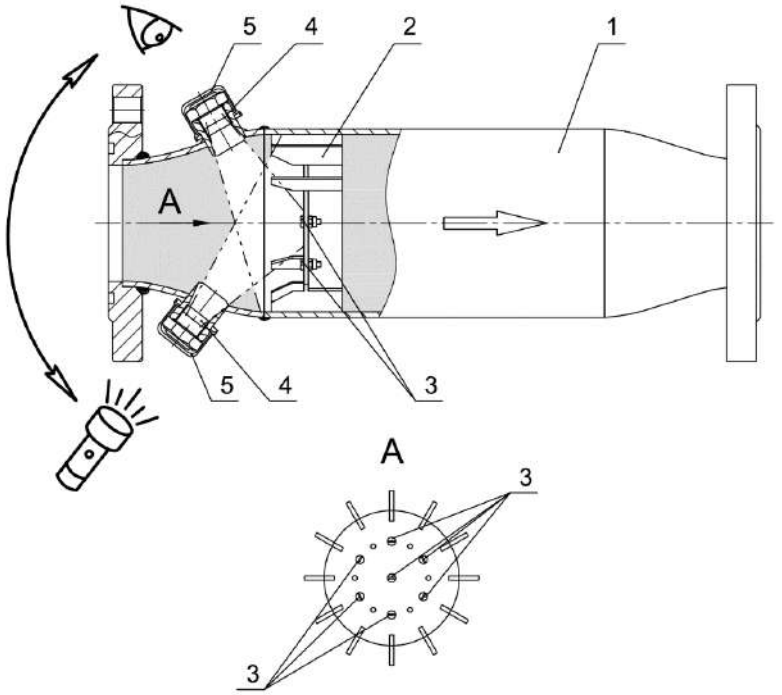


Рисунок Ж.1 – Устройство и схема осмотра внутреннего состояния УПП

1 – Корпус; 2 – Антивихревое устройство; 3 – Индикаторы загрязненности (7 шт.); 4 – Окуляры эндоскопа; 5 – Защитные колпачки

Осмотр внутреннего состояния УПП проводится визуальным способом через окуляры встроенного эндоскопа при естественном освещении с помощью зеркала или с использованием осветительного оборудования[26].

Порядок проведения осмотра

1. Снять защитные колпачки с окуляров эндоскопа;
2. Направить источник света в один окуляр и через другой окуляр осмотреть состояние проточной части и подсчитать количество индикаторов загрязненности.
3. Повторить п.2, поменяв местами позиции наблюдения и подсветки.

Критериями загрязненности, при достижении которых необходимо проведение прочистки проточной части УПП, являются:

– наличие посторонних предметов в проточной части (на антивихревом устройстве);
– визуальная неразличимость хотя бы одного из семи индикаторов загрязненности.

Примечание:

[26] При размещении узла учета во взрывоопасных зонах используемое осветительное оборудование должно иметь соответствующее исполнение по защите.

Приложение И

Диапазоны измерений ППД и ППТ

Таблица И.1 – Диапазоны измерений давления ППД

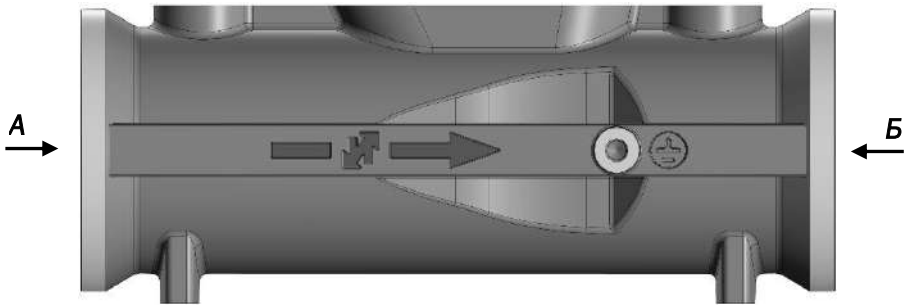
Диапазон давления измеряемой среды, МПа (абс.)	Диапазон измерений давления ППД, МПа (абс.)
0,0105...0,249	0...0,25
0,25...0,399	0...0,4
0,4...0,599	0...0,6
0,6...0,999	0...1,0
1,0...1,599	0...1,6
1,6...2,499	0...2,5
2,5...3,999	0...4,0
4,0...5,999	0...6,0
6,0...9,999	0...10,0
10,0...16,0	0...17,0

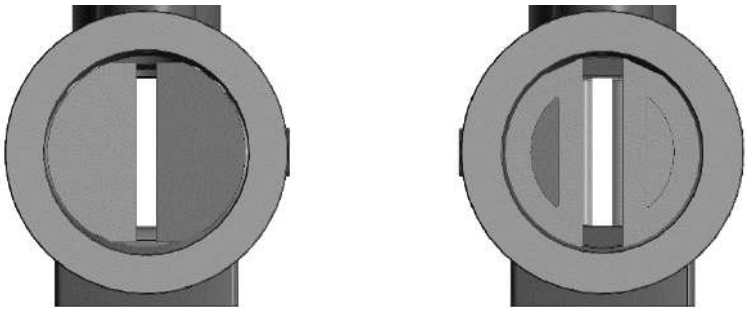
Таблица И.2 – Диапазоны измерений температуры ППТ

Тип ППТ	Диапазон измерений температуры, °С
ИРВИС-ППТ	-50...+250
ТПТ-17-2	-50...+250
ТСП-1199	-50...+250
ТС-1388В	-50...+350

Приложение К

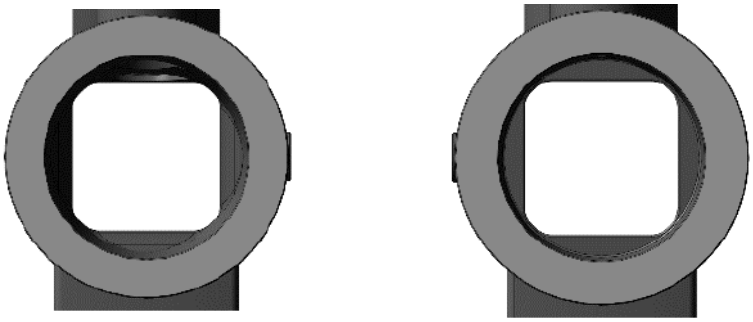
Виды проточных частей DN50-DN100





Вид А Вид Б

б) ИРВИС-Ультра-ПП-DN50-G25



Вид А Вид Б

б) ИРВИС-Ультра-ПП-DN50-100(270)

Рисунок К.1 – Геометрия проточной части ИРВИС-Ультра -ПП-DN50

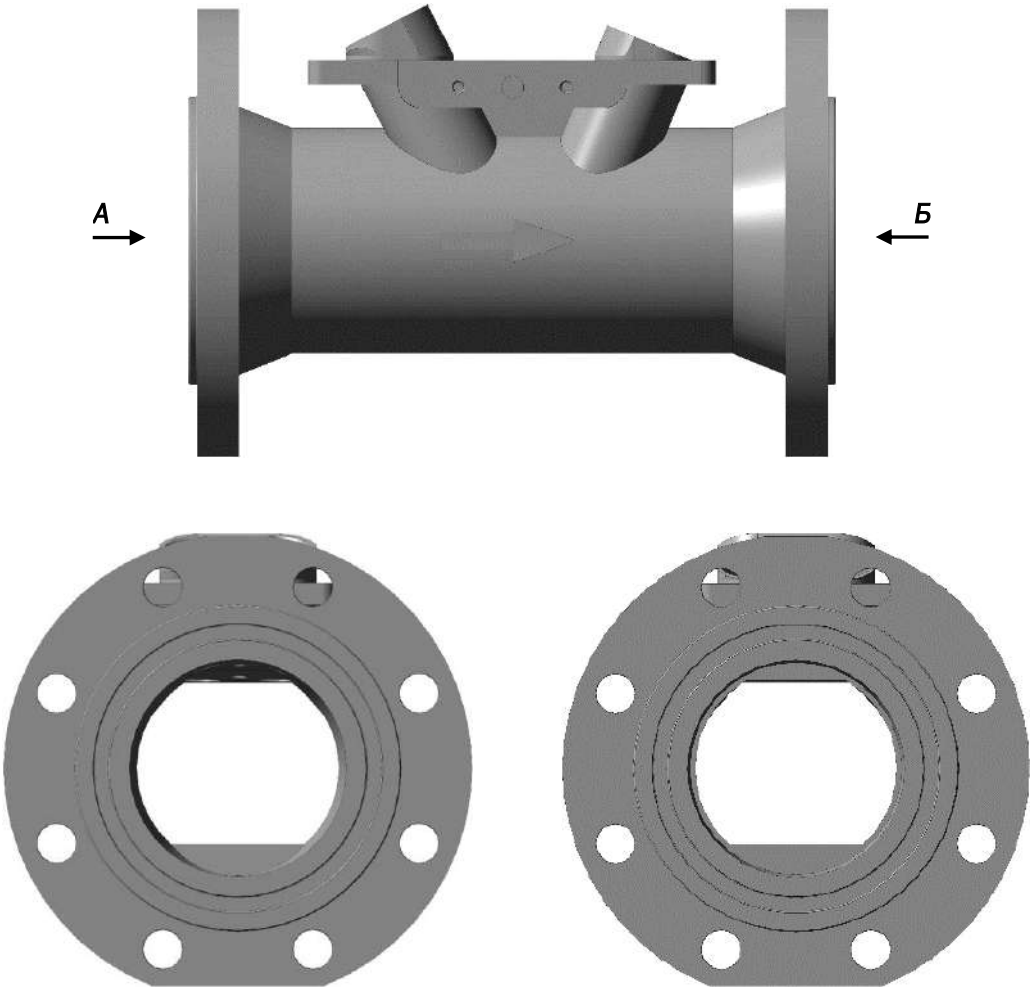


Рисунок К.2 – Геометрия проточной части ИРВИС-Ультра -ПП-DN80(100)

ЗАКАЗАТЬ