ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
«ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко, В.А. Поляков

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК НЕФТИ И ГАЗА В СИСТЕМЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Допущено Учебно-методическим объединением по объединением вузов Российской Федерации по нефтегазовому образованию в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ», направления подготовки дипломированных специалистов 130500 «Нефтегазовое дело»

Издательство
Томского политехнического университета
2010

УДК 622.692.5(075.8)
ББК 39.77я.73
Ч96

Чухарева Н.В.

Ч96 Определение количественных характеристик нефти и газа в системе магистральных трубопроводов: учебное пособие / Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко, В.А. Поляков. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 311 с.

ISBN 5-98298-195-8

В учебном пособии рассмотрены основные физико-химические и технологические характеристики нефти и газа, связанные с режимами движения, учетом количества и расхода различных углеводородных сред. Приведена классификация и представлен комплекс контрольно-измерительных приборов, используемых в системе учета количества углеводородов. На примере реально существующих узлов учета нефти и газа показана технология измерения расхода углеводородов.

Предназначено для студентов специальности 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ».

УДК 622.692.5(075.8)
ББК 39.77я73

Рецензенты

Доктор физико-математических наук
заместитель начальника службы главного технолога
ОАО «Центрсибнефтепровод»
В.В. Жолобов

Кандидат технических наук
доцент Ухтинского университета нефти и газа
А.А. Маматкулов

ISBN 0-00000-000-0
© Чухарева Н.В., Рудаченко А.В., Поляков В.А., 2010
© Томский политехнический университет, 2010
© Оформление. Издательство Томского политехнического университета, 2010

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 5

1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О СВОЙСТВАХ УГЛЕВОДОРОДОВ 7

2. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ИЗМЕРЕНИИ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК УГЛЕВОДОРОДОВ 19

2.1. Теоретические основы измерения расхода вещества 20

2.1.1. Режимы движения жидкостей и газов 20

2.1.2. Уравнение неразрывности движущегося потока жидкости или газа и уравнение Бернулли 21

2.1.3. Теоретическое уравнение расхода несжимаемой среды при прохождении через сужающее устройство 24

2.1.4. Уравнение для реального расхода несжимаемой жидкости при прохождении через сужающее устройство 25

2.1.5. Уравнение для реального расхода газа при прохождении через сужающее устройство 27

2.2. Комплекс контрольно-измерительных приборов, используемых в системе учета количества углеводородов 31

2.2.1. Классификация приборов для измерения давления 35

2.2.2. Классификация приборов для измерения температуры 61

2.2.3. Классификация приборов для измерения уровня нефти 88

2.2.4. Системы автоматизированного комплексного измерения уровня углеводородов 124

2.2.5. Классификация расходомеров и счетчиков жидкости, газа и пара 129

3. ИЗМЕРЕНИЕ РАСХОДА И КОЛИЧЕСТВА УГЛЕВОДОРОДОВ МЕТОДОМ ПЕРЕМЕННОГО ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ СУЖАЮЩИХ УСТРОЙСТВ И ДИФМАНОМЕТРОВ 132

3.1. Сужающие устройства 132

3.1.1. Диафрагма 135

3.1.2. Сопло 136

3.1.3. Сопло Вентури 138

3.1.4. Трубы Вентури 139

3.1.5. Качественные характеристики сужающих устройств 141

3.1.6. Примеры сужающих устройств 144

3.1.7. Измерение физико-химических параметров газа и перепада давления на сужающих устройствах 150
3.1.8. Схемы присоединения измерительного преобразователя перепада давления или дифманометра 167
3.1.9. Влияние местных сопротивлений на измерение расхода газа и способы его снижения 173
3.1.10. Струевыпрямители 176
3.1.11. Устройства подготовки потока 180
3.2. Измерение расхода и количества углеводородов при помощи расходомеров 184
3.2.1. Мембранные счетчики газа 185
3.2.2. Ротационные (объемные) счетчики 188
3.2.3. Кориолисовые расходомеры 196
3.2.4. Вихревые расходомеры 199
3.2.5. Акустические (ультразвуковые) расходомеры 209
3.2.6. Турбинные расходомеры и счетчики 222
3.4.7. Сравнительная характеристика расходомеров и счетчиков 231
3.2.8. Измерительно-вычислительные комплексы для определения расхода газа 231

4. УЧЕТ КОЛИЧЕСТВА ГАЗА И НЕФТИ В СИСТЕМЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ 239
4.1. Узлы учета товарного газа 240
4.1.1. Концепции построения узлов учета газа 240
4.1.2. Газораспределительные и газоизмерительные станции 242
4.2. Учет нефти 252
4.2.1. Классификация методов измерения массы нефти 259
4.2.2. Определение массы нефти с применением СИКН 262
4.2.3. Определение массы нефти в мерах вместимости и мерах полной вместимости 282
4.2.4. Определение массы нефти в нефтепроводах 290
4.3. Погрешности измерений 292
4.4. Пример расчета расхода природного газа для диафрагмы с угловым способом отбора давления 300

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 308

ВВЕДЕНИЕ

Жидкое и газообразное углеводородное сырье и продукты его переработки являются важными составляющими экономики страны. В настоящее время трудно найти отрасль производства, развитие которой прямо или косвенно не связано с поставками нефти, газа и нефтепродуктов. Углеводородное сырье является не только одним из основных энергоносителей, но служит основой для развития новых технологий, производства новых материалов и продуктов.

Дальнейшее развитие экономики страны неразрывно связано с необходимостью дальнейшего увеличения добычи углеводородного сырья. За счет разработки новых месторождений, особенно в Тимано-Печорском и Восточно-Сибирском регионах, добыча нефти с газовым конденсатом должна к 2020 году достигнуть уровня 360 млрд т/год, а газа – 700 млрд $м^3$/год. При таких уровнях добычи первостепенными становятся вопросы транспорта, хранения и, особенно с учетом растущих стоимостных показателей, учета количества нефти, газа и продуктов их переработки.

Вследствие высокой экономичности и надежности, преобладающим в России является трубопроводный транспорт. Общая протяженность только магистральных трубопроводов составляет около 219 тыс. км, из них 150 тыс. км – газопроводов, 49 тыс. км – нефтепроводов и 20 тыс. км – нефтепродуктопроводов. При отсутствии сети трубопроводов или экономической нецелесообразности их прокладки транспортировка осуществляется железнодорожным и водным транспортом.

Существенно различие в способах хранения углеводородов. Жидкие углеводороды (нефть, нефтепродукты, сжиженный газ), как правило, хранят в различных по конструкции резервуарах, включенных в технологическую схему отдельного участка трубопровода или расположенных в местах сбора и отпуска транспортируемой среды (головные перекачивающие станции, нефтеналивные терминалы и т. д.). Для длительного хранения природного газа используют специально оборудованные подземные выработки – подземные хранилища газа. В случае сезонного изменения уровня потребления газа допускается последующая откачка из подземных хранилищ.

В связи с различием в способах транспортировки и хранения углеводородов возникают проблемы с выбором наиболее оптимальных

средств и регламентированных методов учета их количества. Стремление к выработке единых подходов измерения количественных характеристик не всегда приводит к положительным результатам.

Усложняет решение вопроса и различие в физико-механических характеристиках углеводородов и их зависимость от внешних факторов (температуры, давления и т. д.).

Решить данные проблемы может только высококвалифицированный специалист, способный учесть все факторы, влияющие на свойства жидких и газообразных углеводородов, и владеющий информацией о наиболее современных аппаратурных средствах и передовых технологиях по учету их количества.

В данном пособии проведен анализ основных методов определения количества углеводородов, характеристик, влияющих на точность измерения измерительных приборов и систем. Отмечены основные направления развития средств и методов измерения.

1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О СВОЙСТВАХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Нефть – горючая, маслянистая жидкость, преимущественно темного цвета, представляет собой смесь различных углеводородов. В нефти встречаются следующие группы углеводородов: метановые (парафиновые) с общей формулой C_nH_{2n+2}; нафтеновые – C_nH_{2n}; ароматические – C_nH_{2n-6}. Преобладают углеводороды метанового ряда (метан CH_4, этан C_2H_6, пропан C_3H_8 и бутан C_4H_{10}), находящиеся при атмосферном давлении и нормальной температуре в газообразном состоянии. Пентан C_5H_{12}, гексан C_6H_{14} и гептан C_7H_{16} неустойчивы, легко переходят из газообразного состояния в жидкое и обратно. Углеводороды от C_8H_{18} до $C_{17}H_{36}$ – жидкие вещества. Углеводороды, содержащие больше 17 атомов углерода, – твердые вещества (парафины). В нефти содержится 82…87 % углерода, 11…14 % водорода (по весу), кислород, азот, углекислый газ, сера, в небольших количествах хлор, йод, фосфор, мышьяк и т. п.

``

- *углеводороды* (*алканы C_nH_{2n+2} и цикланы C_nH_{2n}*);
- *неуглеводороды* (*N_2,CO_2, H_2S, ртуть, меркаптаны RSH*);
- *инертные газы* (*гелий, аргон, криптон, ксенон*).

Фазовые состояния. Метан (CH_4), этан (C_2H_6) и этилен (C_2H_4) при нормальных условиях ($p = 0{,}1$ МПа и $T = 273$ К) являются реальными газами и представляют сухой газ.

Пропан (C_2H_6), пропилен (C_3H_6), изобутан ($i = C_4H_{10}$), нормальный бутан ($n = C_4H_{10}$), бутилены (C_4H_8) при атмосферных условиях находятся в парообразном (газообразном) состоянии, при повышенных давлениях – в жидком состоянии. Они входят в состав жидких (сжижаемых, сжиженных) углеводородных газов.

Изопентан ($i = C_5H_{12}$) и более тяжелые углеводороды ($17 \geq n > 5$) при атмосферных условиях находятся в жидком состоянии. Они входят в состав бензиновой фракции.

Углеводороды, в молекулу которых входит 18 и более атомов углерода (от $C_{18}H_{28}$), расположенных в одну цепочку, при атмосферных условиях находятся в твердом состоянии.

Физико-химические свойства углеводородов *позволяют определить их товарные качества и используются при их транспорте и хранении.*

Одним из основных показателей товарного качества углеводородов является плотность ρ (отношение массы к объему). По ней судят о их качестве. Чем больше содержится в составе углеводородов так называемых легких фракций, тем более ценными являются эти углеводороды.

Плотность *– это масса единицы объема тела* (*объемная масса*), *т. е. отношение массы тела в состоянии покоя к его объему.*

Единица измерения плотности в системе СИ выражается в к*г*/м^3. Измеряется плотность ареометром. Ареометр – прибор для определения плотности жидкости по глубине погружения поплавка (трубка с делениями и грузом внизу). На шкале ареометра нанесены деления, показывающие плотность исследуемой нефти.

Плотность нефти, как указывалось выше, является важной технологической характеристикой. Чем меньше плотность нефти, тем выше выход легких фракций. Плотность нефти может быть абсолютной и относительной.

Абсолютная плотность представляет собой массу жидкости в единице объема. Например, плотность бензинов составляет 730…760 кг/м^3; керосинов 780…830 кг/м^3; дизельных топлив 840…850 кг/м^3; нефтей 800…940 кг/м^3 (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Значения плотности и коэффициента объемного расширения

Плотность нефти, кг/м^3	ξ, 1/°С	Плотность нефти, кг/м^3	ξ, 1/°С
800…819	0,000937	920…939	0,000650
820…839	0,000882	940…959	0,000607
840…859	0,000831	960…979	0,000568
860…879	0,000782	980…999	0,000527
880…899	0,000738	1000…1200	0,000490
900…919	0,000693	–	–

Относительная плотность является безразмерной величиной и представляет собой отношение абсолютной плотности исследуемой среды к плотности стандартного вещества (плотности дистиллированной воды, определённой при 4 ^{o}С).

При изменении давления и температуры плотность нефти так же изменяется, поэтому плотность есть функция от давления и температуры:

$$\rho(T) = \rho_{20}(1 + \xi(20 - T)), \tag{1.1}$$

где ρ_{20} *– плотность нефти при стандартных условиях (20 °С и давлении 1 атм*);*

ζ *– коэффициент объёмного расширения (табличная величина) – физическая величина, равная относительному изменению объема при изменении температуры на один градус (табл. 1.1);*

** – нормальные физические условия: температура 0 °С, давление 1 атм (0,10123 МПа); стандартные условия для нефти в странах Американского континента и Англии: температура 15 °С, давление 1 атм, в европейских странах и России – температура 20 °С, давление 1 атм; для газа – температура 20 °С (293,15 К), давление 1 атм.*

Для расчета плотности нефти в зависимости ***от давления*** используется формула

$$\rho(P) = \rho_0(1 + \beta(P - P_0)), \tag{1.2}$$

где ρ_0 *– плотность нефти при нормальных условиях;*

P *– давление, Па;*

P_o *– атмосферное давление, Па;*

β *– коэффициент сжимаемости нефти 0,00078 1/Па.*

Плотность газов существенно зависит от давления и температуры. Она может измеряться в абсолютных единицах (г/см^3, кг/м^3) и в относительных. При стандартных условиях плотность природного газа составляет примерно 0,7 кг/м^3.

Относительной плотностью газа называют отношение плотности газа при давлении 1 атм. и температуре, обычно 0 ºС к плотности воздуха при тех же значениях давления и температуры. Для углеводородных газов относительная плотность по воздуху изменяется в пределах 0,6…1,1.

Вязкость *– это свойство жидкости или газа оказывать сопротивление перемещению одних ее частиц относительно других; она бывает динамическая и кинематическая.*

Динамическая вязкость μ **(*коэффициент динамической вязкости*)** характеризует внутреннее трение жидкости. Размерность динамической вязкости: система СИ → [Па·с, мПа·с], т. е. вязкость такой жидкости (газа), в которой на 1 м^2 поверхности слоя действует сила, равная одному ньютону, если скорость между слоями на расстоянии 1 см изменяется на 1 см/с. Другими словами, μ зависит от силы взаимодействия между молекулами жидкости (газа); система СГС → [Пз (пуаз) = г/(см · с), сПз (сантипуаз)] ; 1 сПз = 10^{-3}·кг/м ·с = 10^{-3}·Па ·с.

Жидкость с вязкостью 1 Па·с относится к числу высоковязких. Большинство нефтей, добываемых в России, имеет показатель динамической вязкости от 1 до 10 МПа·с, но встречаются нефти с вязкостью менее 1 МПа·с и несколько тысяч МПа·с. *Увеличение содержания в нефти растворенного газа* влияет на вязкость, она заметно уменьшается. Для большинства нефтей, добываемых в России, вязкость, при полном выделении из них газа (при постоянной температуре), увеличивается в 2…4 раза, а с повышением температуры резко уменьшается.

В технологических расчетах чаще используется ***кинематическая вязкость ν***, представляющая собой отношение динамической вязкости к плотности жидкости. Единицы измерения кинематической вязкости: система СИ→ [м^2/с, см^2/с, мм^2/с]; система СГС → [Ст (стокс), сСт (сантистокс)]; 1сСт = 10^{-2} Ст = 10^{-6} м^2/с = 1мм^2/с.

На практике иногда пользуются понятием условной вязкости, представляющей собой отношение времени истечения из вискозиметра определенного объема жидкости ко времени истечения такого же объема дистиллированной воды при температуре 20 °С.

Вязкость нефти и нефтепродуктов уменьшается *с повышением температуры***.** При необходимости вязкость несложно пересчитать с одной температуры на другую. Зависимость вязкости от температуры носит нелинейный характер, присущий данному нефтепродукту.

Что касается вязкости газов, по сравнению с жидкостями, зависимость вязкости газов от некоторых технологических параметров имеет свои особенности. *Вязкость нефтяного газа* при давлении 1 атм и температуре 0 ºС обычно не превышает 0,01 МПа·с. С повышением температуры и уменьшением молярной массы вязкость газов повышается. Для жидкостей наблюдается обратная картина. Можно принять, что до 5…6 МПа вязкость газов не зависит от давления.

Для газов и паров принимают *динамическую* и *кинематическую* вязкость, единицы измерения которых в СИ те же, что и для жидкостей (соответственно, Па·с и м^2/с, а также кратные им).

Изменение вязкости газов в зависимости от температуры при атмосферном давлении можно представить уравнением Сатерленда [1]:

$$\mu = \mu_0 (273 + C) \times \frac{\left(T/273\right)^{1,5}}{T + C}, \qquad (1.3)$$

где $\boldsymbol{\mu_0}$ *– вязкость газа при нормальных условиях, Па·с;*

C *– постоянная* (*значение постоянной С для некоторых газов представлено в табл. 1.2*).

Растворимость углеводородных газов в жидкости. При неизменной температуре ее определяют по формуле [2]:

$$S = \alpha P^b, \qquad (1.4)$$

где ***S*** *– объем газа, растворенного в единице объема жидкости, которая приведена к стандартным условиям;*

P *– давление газа над жидкостью, МПа;*

α *– коэффициент растворимости газа в жидкости, характеризующий объем газа (приведенный к стандартным условиям), растворенный в единице объема жидкости при увеличении давления на 1 МПа;*

b *– показатель, характеризующий степень отклонения растворимости реального газа от идеального. Значения α и b зависят от состава газа и жидкости.*

Таблица 1.2

Значения постоянной С для газов

Газ	С	Газ	С
Метан	162	Воздух	107
Этан	252	Кислород	127
Пропан	290	Азот	104
Н-бутан	377	Водород	79
Изобутан	368	Диоксид углерода	254
Н-пентан	383	Оксид углерода	101

Коэффициент растворимости *α* для нефтей и газов изменяется в пределах 5…11 м^3/м^{3}на 1 МПа. Показатель *b* изменяется в пределах 0,8…0,95.

Теплоемкость углеводородов. Теплоемкостью называется количество тепла, необходимое для нагревания единицы веса или объема этого вещества на 1 °С. Весовая теплоемкость газа измеряется в кДж/кг, а объемная – в кДж/м^3.

Теплота сгорания. Теплота сгорания какого-либо вещества определяется количеством тепла, выделяющимся при сжигании единицы веса или единицы объема данного вещества. Теплота сгорания газов выражается в кДж/кг и кДж/м^3 и является основным показателем, характеризующим газ или топливо.

Критические и приведённые термодинамические параметры. Критическим состоянием называется такое состояние вещества, при котором плотность вещества и его насыщенного пара равны. Параметры, соответствующие этому состоянию, называются критическими параметрами.

Если при постоянной температуре повышать давление какого-либо газа, то после достижения определенного значения давления этот газ

сконденсируется, т. е. перейдет в жидкость. Для каждого газа существует определенная предельная температура, выше которой ни при каком давлении газ невозможно перевести в жидкое состояние.

Критическая температура *– это наибольшая температура, при которой газ еще не переходит в жидкое состояние, как бы велико ни было давление.*

Критическое давление *– это давление, при котором газ еще не переходит в жидкое состояние, какова бы ни была температура.*

Например, для метана CH_4, из которого в основном состоит природный газ, $T_{кр}$ = 190,55 К и $P_{кр}$ = 4,641 МПа (табл. 1.3). Это означает, что если температура газа выше 190,55 К, то газ ни при каком повышении давления не может быть переведен в жидкое состояние.

Таблица 1.3

Физико-химические параметры газа

Газ	Молярная масса, кг/кмоль	Относительная плотность газа по воздуху	Критическое давление, МПа	Критическая температура, К
Метан	16,042	0,554	4,641	190,55
Этан	30,068	1,049	4,913	305,50
Пропан	44,094	1,562	4,264	369,80
Изобутан	58,120	2,066	3,570	407,90
Н-бутан	58,120	2,091	3,796	425,17
Н-пентан	72,146	2,480	3,374	469,78
Азот	28,016	0,970	3,396	126,25
Кислород	32,000	1,104	4,876	154,18
Сероводород	34,900	1,190	8,721	373,56
Углекислый газ	44,011	1,525	7,382	304,19
Водород	2,020	0,069	1,256	33,10
Гелий	4,000	1,136	0,222	5,00
Воздух	28,966	1,000	3,780	132,46

Природные газы могут воспламеняться или взрываться, если они смешаны в определенных соотношениях с воздухом и нагреты до температуры их воспламенения при наличии открытого огня.

Минимальные и максимальные содержания газа в газовоздушных смесях, при которых может произойти их воспламенение, называются *верхним и нижним пределом взрываемости.* Для метана эти пределы со-

ставляют от 5 до 15 %. Эта смесь называется ***гремучей*** и давление при взрыве достигает 0,8 МПа.

Парциальные параметры. Термодинамическое состояние природного газа описывается в целом через средние параметры, а компонентов – через парциальные параметры.

Парциальное давление компонента смеси $\mathbf{p_i}$ *– давление, которое он бы имел при удалении из объёма, занимаемого смесью остальных компонентов, при неизменных величинах начального объёма и температуры.*

Парциальный объем компонента смеси $\mathbf{v_i}$ *– объём, который он бы имел при удалении из объёма, занимаемого смесью остальных компонентов, при неизменных величинах начального давления и температуры.*

Газовые законы. По сравнению с молекулами жидкости, молекулы газов удалены друг от друга на неизмеримо большие расстояния, чем их собственные размеры. С этим связаны некоторые особые свойства газов, например способность к сжатию со значительным изменением объема, заметное повышение давления с ростом температуры и т. д. Поведение газообразных веществ достаточно полно объясняет кинетическая теория газов, основу которой составляют законы газового состояния Бойля–Мариотта, Гей-Люссака и Шарля. Эти законы могут быть выражены объединенным уравнением (законом) Клапейрона–Менделеева:

$$PV = nRT, \tag{1.5}$$

где ***P*** *– давление, Па = Н/м*^{2} *= кг м/с*^{2}*;*

V *– объем газа, м*^{3}*;*

n *– количество молей вещества, моль;*

T *– температура, К;*

R *= 8,314 Дж/моль – газовая постоянная.*

К расчёту физико-химических свойств газа, как многокомпонентной смеси, применяется ***принцип аддитивности***, то есть каждый компонент газа в смеси ведёт себя так, как если бы он в данной смеси был один (индивидуальный компонент).

Так, применяя этот принцип к законам Амага и Дальтона, можно сказать, что плотность газовой смеси равна сумме плотностей всех индивидуальных компонентов, с учетом объемной доли компонента. Общий объем газовой смеси равен сумме парциальных объемов компонентов с учетом объемной доли каждого компонента. Общее давление смеси газов равно сумме парциальных давлений компонентов смеси $\mathbf{P_i}$ с учетом объёмной доли каждого компонента и т. д.:

$$P = \sum P_i Y_i \ , \tag{1.6}$$

где $\mathbf{P_i}$ *– парциальное давление индивидуального компонента смеси, МПа;*

$\mathbf{Y_i}$ *– объемная доля индивидуального компонента смеси, %.*

Приведенные выше законы полностью справедливы для идеальных газов. Углеводородные газы и нефтяные пары можно приближенно считать идеальными газами, особенно при невысоких давлениях. При расчетах допустимо использовать все названные законы.

При повышенных давлениях поведение нефтяного газа отклоняется от законов идеальных систем. Молекулы газов становятся склонными к межмолекулярным взаимодействиям, начинают притягиваться друг к другу за счёт вандерваальсовых сил. Поэтому свойства реальных газов и газовых систем отличаются от идеальных.

Для описания реальных газовых систем вводится поправка Z, которая называется *коэффициентом сверхсжимаемости*.

Коэффициент сверхсжимаемости *– это фактор, характеризующий степень отклонения реального газа от закона идеального газа.*

$$P = Z\left(\overline{P,T}\right)\rho RT, \tag{1.7}$$

где $\overline{P}\ \overline{T}$ *– приведенные параметры давления и температуры, являющиеся безразмерной величиной.*

Приведённые параметры индивидуальных компонентов *– это безразмерные величины, показывающие, во сколько раз действительные параметры состояния газа* (*температура, давление, объём, плотность и другие*) *больше или меньше критических:*

$$\overline{T} = \frac{T}{T_{кр.}},\ \overline{P} = \frac{P}{P_{кр.}}. \tag{1.8}$$

Вернемся к коэффициенту сверхсжимаемости газа **Z.** Это безразмерная величина, определяемая либо графически, либо расчетным методом.

Коэффициент сверхсжимаемости определяется графически или аналитически. Существует множество аппроксимационных формул для вычисления коэффициента Z. Однако свойства реальных газов столь сложны, что универсальных формул для всех газов не существует, поэтому в разных случаях используются различные приближенные формулы. Самой распространенной является формула

$$Z\left(\overline{P},\overline{T}\right) \cong 1 - 0,4273\overline{P}\overline{T}^{-3,668}. \tag{1.9}$$

Для умеренных давлений и температур $\boldsymbol{Z \approx 1}$ и для газовой системы применимо уравнение идеальных газов. При содержании неуглеводородных компонентов в составе нефтяных газов (N_2, CO_2, H_2S) следует вводить поправки в рассчитанные значения ***Z***, используя специальные графики.

Показатель адиабаты газа *– это отношение относительного изменения давления P к соответствующему относительному изменению*

плотности газа ρ в процессе изменения его состояния без теплообмена с окружающей средой.

Показатель адиабаты для идеального газа всегда больше единицы. С увеличением количества атомов в молекуле газа значение показателя адиабаты возрастает.

Адиабатические процессы могут протекать обратимо и необратимо. В случае обратимого адиабатического процесса энтропия системы остаётся постоянной. Поэтому обратимый адиабатический процесс называют ещё ***изоэнтропийным***. В необратимых адиабатических процессах энтропия возрастает.

Показатель адиабаты применяется при расчете коэффициента расширения газа и зависит от параметров состояния газа (давления и температуры), а в случае смеси газов – и от состава смеси.

Адиабатическим дросселированием называется процесс необратимого перехода газа (жидкости) с высокого давления на низкое (расширение) при прохождении его через сужение поперечного сечения (перегородка с отверстием, пористая перегородка) без совершения внешней работы и без сообщения и отнятия теплоты.

Процесс протекает быстро, вследствие чего теплообмен с окружающей средой практически не происходит и энтальпия вещества не изменяется. Полезная же работа не совершается, так как работа проталкивания переходит в теплоту трения.

При адиабатическом дросселировании реального газа, в отличие от идеального, в результате изменения внутренней энергии производится работа против сил взаимодействия молекул. Это приводит к изменению температуры газа. Изменение температуры газа при дросселировании называется ***эффектом Джоуля–Томпсона***.

В зависимости от начального состояния реального газа перед дросселем, температура его при дросселировании может уменьшаться, увеличиваться или оставаться без изменений.

Точка, соответствующая начальному состоянию газа, в котором температура газа при адиабатическом дросселировании не изменяется, и следовательно изменяется знак температурного эффекта, называется ***точкой инверсии***. Температура, соответствующая этой точке, называется температурой инверсии. Точку инверсии можно определить, построив в координатах «температура–объем» изобару и проведя к ней касательную из начала координат.

При начальных температурах газа, которые меньше температуры инверсии, реальный газ при дросселировании будет ***охлаждаться***; при начальных температурах, которые больше температуры инверсии, – ***нагреваться.***

Большинство газов, за исключением водорода и галлия, имеет довольно высокую температуру инверсии (600 ºС и выше), поэтому практи-

чески для всех газообразных веществ в области, близкой к критической, адиабатическое дросселирование приводит к понижению температуры.

Влияние неуглеводородных компонентов и свойств природного газа на влагосодержание. Присутствие углекислого газа и сероводорода в газах увеличивает их влагосодержание. Наличие азота приводит к уменьшению влагосодержания, так как он способствует уменьшению отклонения газовой смеси от идеального газа и менее растворим в воде. С увеличением молекулярной массы газа за счет роста количества тяжелых углеводородов, влажность газа уменьшается из-за взаимодействия молекул тяжелых углеводородов с молекулами воды.

Гидратообразование. Природный газ, насыщенный парами воды, при высоком давлении и при определенной положительной температуре способен образовывать твердые соединения с водой – гидраты.

Газовые гидраты внешне напоминают спрессованный снег. Они часто имеют характерный запах природного газа и могут гореть. Гидраты природных газов представляют собой неустойчивое физико-химическое соединение воды с углеводородами, которое с повышением температуры или при понижении давления разлагается на газ и воду.

В структуре газогидратов молекулы воды образуют ажурный каркас (то есть «решётку хозяина»), в котором имеются полости. Эти полости могут занимать молекулы газа (молекулы-«гости»). Молекулы газа связаны с каркасом воды вандерваальсовыми связями. В общем виде состав газовых гидратов описывается формулой M_nH_2O, где ***M*** – молекула газа, которая участвует в гидратообразовании, ***n*** – число молекул воды, приходящихся на одну включённую молекулу газа, причём ***n*** – переменное число, зависящее от типа гидратообразователя, давления и температуры. В настоящее время известно, по крайней мере, три кристаллические модификации газогидратов, соответственно представленные на рис. 1.1, 1.2 и 1.3.

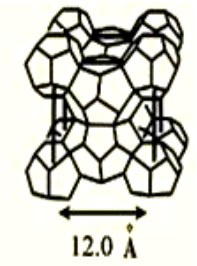


Рис. 1.1. Структура I

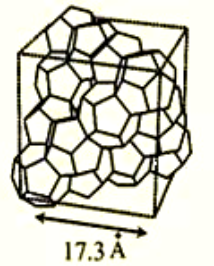


Рис. 1.2. Структура II

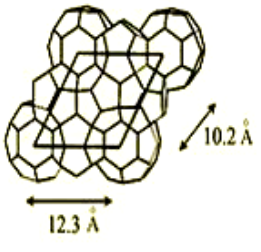


Рис. 1.3. Структура H

Газовые гидраты образуются и существуют при определенных термобарических условиях.

Благодаря своей клатратной структуре газовый гидрат объёмом 1 см³ может содержать до 160…180 см³ чистого газа.

Влияние неуглеводородных компонентов и свойств природного газа на гидратообразование. Увеличение процентного содержания сероводорода, углекислого газа приводит к повышению равновесной температуры гидратообразования и понижению равновесного давления. Например, при давлении 50 атм для чистого метана температура образования гидратов составляет 6 ^{o}C, а при содержании H_2S, равном 25 %, она достигает температуры 10 ^{o}C. Природные газы, содержащие азот, имеют более низкую температуру образования гидратов.

Для образования гидратов *в жидких углеводородных газах* требуются более низкие температуры и более высокое давление. В отличие от природных газов, выделение гидратов в жидких углеводородных газах сопровождается увеличением давления системы (в замкнутом объеме). Кроме того, как и в природных газах, в этом случае выделяется теплота, в результате чего повышается температура системы. Поскольку объем остается постоянным, с увеличением температуры в системе растет и давление.

Разложение гидратов жидких углеводородных газов сопровождается уменьшением объема и, следовательно, понижением давления. Образование гидратов в жидких углеводородах протекает медленнее, чем в газообразных.

При добыче газа гидраты могут образовываться в стволах скважин, промысловых коммуникациях и магистральных газопроводах. Отлагаясь на стенках труб, гидраты резко уменьшают их пропускную способность, а следовательно влияют на режим работы всей системы трубопроводного транспорта. Для борьбы с образованием гидратов на газовых промыслах вводят в скважины и трубопроводы различные ингибиторы (метиловый спирт, гликоли, 30%-й раствор $CaCl_2$), а также поддерживают температуру потока газа выше температуры гидратообразования с помощью подогревателей, теплоизоляцией трубопроводов и подбором режима эксплуатации, обеспечивающего максимальную температуру газового потока. Для предупреждения гидратообразования в магистральных газопроводах наиболее эффективна газоосушка – очистка газа от паров воды.

Контрольные задания

1. Определите массу нефти в трубопроводе, если: наружный диаметр – 720 мм; длина – 10 км; толщина стенки – 12 мм; температура нефти на начальном участке трубопровода составляет 50 ºС, в конце – 25 ºС; давление на начальному участке трубопровода – 5,5 МПа, в конце участка– 4,0 МПа.

2. Рассчитайте коэффициент сверхсжимаемости и плотность газовой смеси (метан – 92%,этан – 5%, азот – 1%, сероводород – 1%, диоксид углерода – 1%) при давлении 6,5 МПа и температуре 30 ºС. Характеристики газов см. табл 1.3.

2. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ИЗМЕРЕНИИ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК УГЛЕВОДОРОДОВ

Показатели качества и количества жидкого и газообразного углеводородного сырья и продуктов его переработки являются определяющими параметрами, широко применяемыми как в приемо-сдаточных и отчетных операциях, так и при контроле, регулировании и управлении технологическими процессами их транспортировки и хранения.

Большое количество ранее рассмотренных параметров, характеризующих состояние жидких и газообразных углеводородов, а также специфические условия их транспортирования, хранения и учета, налагают ряд дополнительных требований к методическому и приборному обеспечению контроля состояния транспортируемых сред.

К одним из основных специфических условий следует отнести:

- *высокую, прогрессирующую стоимость углеводородного сырья и продуктов его переработки;*
- *сравнительно высокие объемы транспортируемых сред;*
- *высокие требования к пожаровзрывобезопасности технологического процесса при транспортировании, хранении и учете транспортируемой среды;*
- *необходимость учета различных вариантов и режимов транспортировки сырья – от непрерывного поточного варианта до циклического или эпизодического периода.*

Измерения, как физико-химических параметров, так и количественных характеристик среды, можно разделить на два основных вида: прямые и косвенные.

При прямых измерениях значение искомого параметра (например, объема) получается путем непосредственного измерения этого параметра измерительным прибором либо мерными емкостями.

При косвенных измерениях результат получается на основании опытных данных прямых измерений значений одной или нескольких величин, связанных с искомой величиной определенным уравнением. В качестве примера можно привести метод измерения температуры с помощью термосопротивления, действие которого основано на способности веществ изменять электрическое сопротивление с изменением температуры. Зная зависимость сопротивления от температуры, можно по его изменению судить о температуре измеряемой среды.

При косвенных измерениях получить результат можно только при использовании целого комплекса технических средств, получившего название ***системы измерения***. В зависимости от назначения и поставленных задач измерительную систему выполняют в виде цепи последовательно или параллельно соединенных преобразователей, каналов связи и измерительных приборов.

2.1. Теоретические основы измерения расхода вещества

2.1.1. Режимы движения жидкостей и газов

Режимы движения жидкостей и газов:

- *ламинарный;*
- *турбулентный;*
- *переходный*.

Движение жидкости, наблюдаемое при малых скоростях потока, в котором отдельные струйки жидкости движутся параллельно друг другу, называют ***ламинарным режимом.*** Ламинарное движение можно рассматривать как движение отдельных слоев жидкости, происходящее без перемешивания частиц.

Турбулентный режим имеет вид неупорядоченного движения, без видимой закономерности, при котором отдельные частицы перемешиваются между собой и движутся все время по изменяющимся траекториям весьма сложной формы. Турбулентный режим наблюдается при больших скоростях потока. Несмотря на кажущуюся, на первый взгляд, беспорядочность движения, при турбулентном режиме имеют место определенные закономерности.

Переходный режим течения наблюдается, когда скорость потока незначительно превышает скорость ламинарного режима. Переходный режим характеризуется перемежаемостью, проявляющейся в форме про-

хождения цепочек турбулизованных и квазиламинарных объемов жидкости.

Многие типы расходомеров, эксплуатируемые при переходном режиме течения, могут иметь нестабильные характеристики.

Режим течения жидкостей и газов зависит от соотношения сил инерции и сил вязкости (внутреннего трения) в потоке, которое выражается критерием Рейнольдса:

$$\mathrm{Re} = \frac{D\overline{U}\rho}{\mu}, \qquad (2.1)$$

где ***D*** *– внутренний диаметр измерительного канала, м;*

U *– скорость потока, м/с;*

ρ *– плотность среды, кг/с;*

μ *– динамическая вязкость среды, Па·с.*

При значениях числа Re, не превышающих 2000, режим движения потока обычно бывает ламинарным, при значениях числа Re от 2000 до 4000 – течение переходное. Однако эти граничные величины не являются точными. Ламинарный режим может нарушаться уже при Re = 1200 или сохраняться при числах, значительно превышающих 2000.

Если два потока жидкости являются геометрически подобными (линейные размеры рассматриваемых потоков одинаковы), а их числа Re равны, то эти потоки будут динамически подобны между собой: в них будут происходить одинаковые механические процессы и иметь место одинаковые режимы течения. В связи с этим обстоятельством многие характеристики потока в расходомерах обычно выражаются как функция числа Re.

2.1.2. Уравнение неразрывности движущегося потока жидкости или газа и уравнение Бернулли

Рассмотрим стационарное (установившееся) движение элементарной струйки жидкости (газа), рис. 2.1. При этом введем следующие определения.

Среда *– движущаяся по измерительному трубопроводу жидкость или газ, в том числе сухой насыщенный пар, расход и* (*или*) *количество которых определяют по* ***ГОСТ 8.586.1–2005****.*

Объемный расход среды *– объем среды при рабочих условиях, протекающей через измерительный канал в единицу времени, измеряется в м^3/с, м^3/ч и т. д.*

Массовый расход среды *– масса среды, протекающей через измерительный канал в единицу времени, измеряется в кг/с, кг/ч и т. д.*

Объемный расход среды, приведенный к стандартным условиям *– это объемный расход среды, приведенный к условиям по* ***ГОСТ 2939:*** *абсолютное давление 1 атм, температура 20 °С.*

В любой точке пространства, при стационарном движении, неизменными во времени являются ***скорость движения и состояние жидкости*** (плотность, давление, температура). Траектории частиц при таком движении называются ***линиями тока***. Боковая поверхность струйки, носящая название поверхность тока, является для среды непроницаемой.

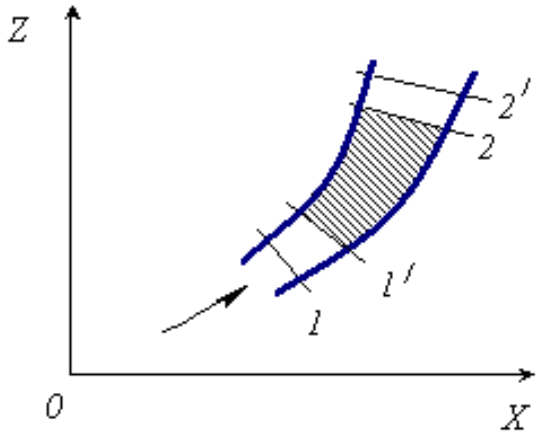


Рис. 2.1. Схема движения элементарной струйки жидкости (*газа*)

Рассмотрим некоторый участок струйки между двумя нормальными к поверхности тока сечениями 1 и 2. В соответствии с указанным направлением движения (см. рис. 2.1), ***приток*** среды осуществляется только через поперечное сечение 1, а ***расход*** среды – только через поперечное сечение 2.

Приток среды через сечение 1 за бесконечно малый промежуток времени dτ будет равен:

$$dQ_{m_1} = \rho_1 \cdot U_1 \cdot F_1 \cdot d\tau. \qquad (2.2)$$

Расход среды через сечение 2 за бесконечно малый промежуток времени dτ будет равен:

$$dQ_{m_2} = \rho_2 \cdot U_2 \cdot F_2 \cdot d\tau\,, \qquad (2.3)$$

где ρ – *плотность среды, кг/м3;*

U – *скорость потока, м/с;*

F – *площадь поперечного сечения потока, м*^{2}.

При установившемся режиме и отсутствии разрывов сплошности движущейся среды приток ее должен равняться расходу, поэтому уравнение неразрывности – закон сохранения массы – для единичной струйки среды при установившемся течении можно записать в следующем виде:

$$\rho_1 \cdot U_1 \cdot F_1 = \rho_2 \cdot U_2 \cdot F_2. \qquad (2.4)$$

Уравнение Бернулли выражает известный закон сохранения энергии, примененный к случаю движения жидкости. Согласно уравнению Бернулли удельная полная механическая энергия, которую несет жидкость, является постоянной вдоль элементарной струйки, если жидкость идеальная.

Идеальной жидкостью *называют воображаемую жидкость, которая характеризуется абсолютной неизменностью объема и полным отсутствием вязкости* (*т. е. сил трения при ее движении*).

Удельная кинетическая энергия определяется следующим выражением:

$$\frac{U^2}{2g}, \qquad (2.5)$$

где $\boldsymbol{g}$ *– ускорение свободного падения, м/с*^{2}.

Удельная потенциальная энергия состоит из суммы удельной энергии положения и удельной энергии давления. Удельная энергия положения выражается возвышением (h) рассматриваемого живого сечения струйки (поверхность нормальная к линиям тока) над горизонтальной плоскостью, относительно которой рассматривается положение струйки.

Удельная энергия давления *представляет собой отношение* P/η (*где* $\boldsymbol{P}$ *– абсолютное давление в Па, равное сумме избыточного* $P_{изб}$ *и барометрического давления* $P_{бар}$; $\boldsymbol{\eta}$ *– удельный вес, н/м*^{3}. $\eta = \rho g$), *отвечающее гидростатическому давлению P в точке.*

Исходя из сказанного выше, уравнение Бернулли запишем для двух произвольно выбранных живых сечений струйки (рис. 2.2).

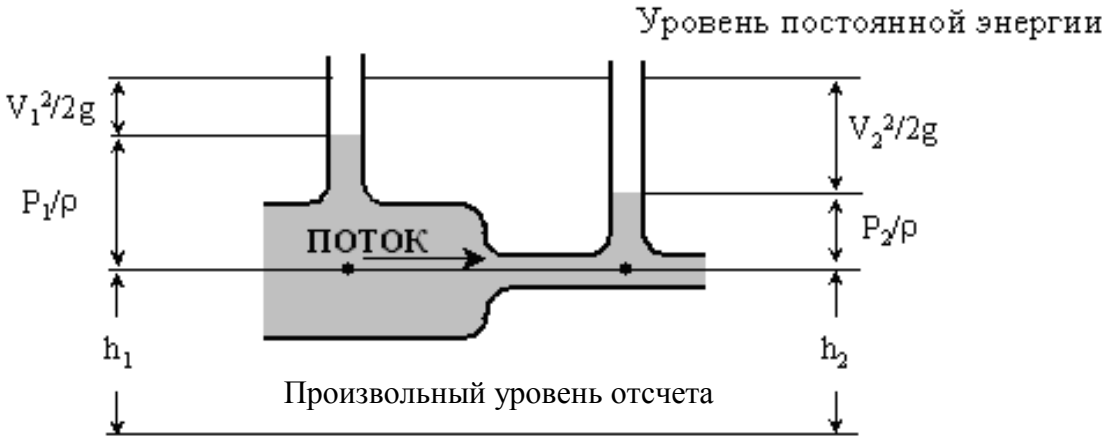


Рис. 2.2. Схема выбранных живых сечений струйки

Если учесть, что $\eta = \rho g$, тогда уравнение Бернулли примет вид

$$h_1 \cdot g + \frac{P_1}{\rho_1} + \frac{U_1^2}{2} = h_2 \cdot g + \frac{P_2}{\rho_2} + \frac{U_2^2}{2}. \qquad (2.6)$$

2.1.3. Теоретическое уравнение расхода несжимаемой среды при прохождении через сужающее устройство

Рассмотрим течение несжимаемой среды через сужающее устройство (рис. 2.3).

Предположим, что распределение скоростей вдоль живых сечений потока среды равномерное, разница в высоте двух точек измерений равна нулю, т. е. $h_1 = h_2$, а жидкость однородная несжимаема ($\rho_1 = \rho_2$), тогда уравнение неразрывности и уравнение Бернулли примут следующий вид:

$$U_1 \cdot F_1 = U_0 \cdot F_0 \text{ и } \frac{P_1}{\rho} + \frac{U_1^{\ 2}}{2} = \frac{P_0}{\rho} + \frac{U_0^{\ 2}}{2}. \qquad (2.7)$$

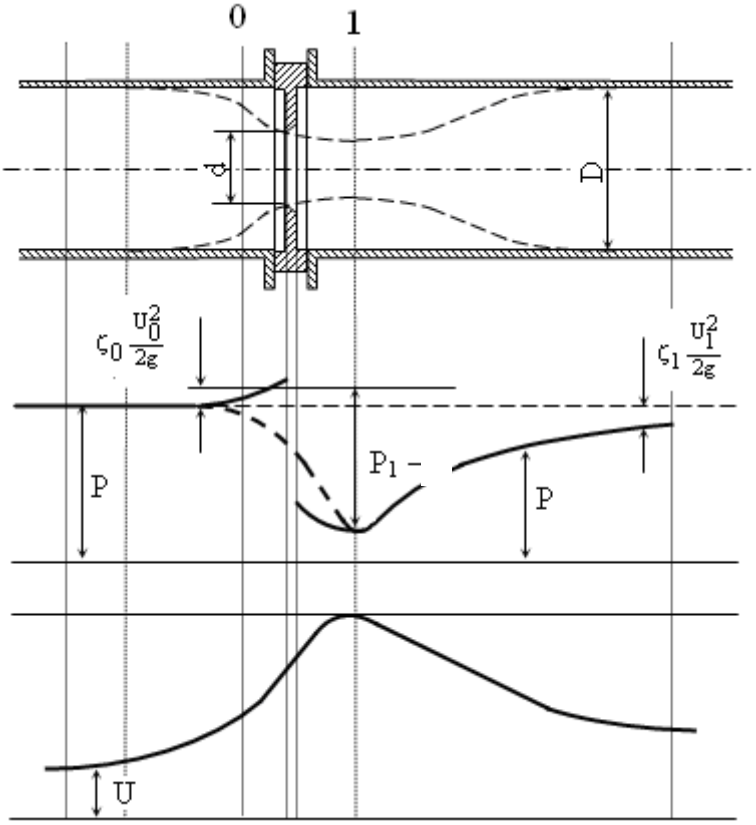


Рис. 2.3. Схема течения несжимаемой среды через диафрагму

Совместное решение этих уравнений позволяет получить следующее теоретическое уравнение для расчета массового расхода среды:

$$Q_m = \rho F_0 U_0 = F_0 \sqrt{\frac{1}{1-\left(\frac{F_0}{F_1}\right)^2}} \sqrt{2\rho(P_1 - P_2)}\,, \qquad (2.8)$$

где коэффициент $\sqrt{1/\left(1-(F_0/F_1)^2\right)}$, который обычно в литературе называют коэффициентом скорости входа и обозначают буквой **E**, – величина безразмерная [4, 5].

Согласно [4] значение коэффициента скорости входа *E* можно определять по формуле

$$E = 1/\sqrt{1-\beta^4}\,, \qquad (2.9)$$

где ***β*** *– относительный диаметр отверстия сужающего устройства, определяемый как отношение диаметра отверстия сужающего устройства* ***d*** *к внутреннему диаметру измерительного трубопровода перед сужающим устройством* ***D.***

$$\beta = \frac{d}{D}\,. \qquad (2.10)$$

2.1.4. Уравнение для реального расхода несжимаемой жидкости при прохождении через сужающее устройство

Реальный расход несжимаемой жидкости при прохождении через сужающее устройство не равен теоретическому расходу. Это обстоятельство вызвано тем, что при выводе уравнения теоретического расхода измеряемая среда принята идеальной и несжимаемой, не учтена кинематическая структура потока.

Рассмотрим течение реальной несжимаемой жидкости через диафрагму, схема которого представлена на рис. 2.3.

Запишем уравнение Бернулли для потока реальной несжимаемой среды:

$$\frac{P_1}{\rho_1} + \phi_1 \frac{\overline{U}_1^2}{2} + \psi_1 \frac{\overline{U}_1^2}{2} = \frac{P_2}{\rho_2} + \phi_2 \frac{\overline{U}_2^2}{2} + \psi_2 \frac{\overline{U}_2^2}{2} + \xi \frac{\overline{U}_2^2}{2}\,, \qquad (2.11)$$

где ψ_1, ψ_2 *– доли скоростного напора на входе и выходе сужающего устройства, учитывающие разность значений измеренных и статических давлений в сечениях 1 и 2;*

ξ *– коэффициент гидравлического сопротивления;*

ϕ_1, ϕ_2 *– коэффициенты Кориолиса* (*безразмерные величины*).

Коэффициенты Кориолиса зависят от распределения скоростей потока, которое, в свою очередь, зависит от числа Re и шероховатости

стенок трубопровода. В случае турбулентного режима течения коэффициенты Кориолиса для равномерного движения в трубопроводе принимают значения от 1,10 до 1,15. Для неравномерного движения коэффициенты Кориолиса могут существенно отличаться от единицы. В горловине сужающего устройства коэффициенты Кориолиса принимают значения, близкие единице.

Коэффициенты Кориолиса равны отношению действительной кинетической энергии потока к средней кинетической энергии:

$$\phi = \frac{\int_F U^3 dF}{\overline{U}^3 F}. \qquad (2.12)$$

Выразим с помощью уравнения неразрывности,

$$\overline{U_0} \cdot F_0 = \overline{U_1} \cdot F_1 = \overline{U_2} \cdot F_2, \qquad (2.13)$$

значения скоростей U_1 и U_2 через скорость U_0 в отверстии диафрагмы:

$$\overline{U_1} = \overline{U_0} \cdot \beta^2 \text{ и } \overline{U_2} = \frac{\overline{U_0}}{\mu}, \qquad (2.14, 2.15)$$

где $\boldsymbol{\beta^2 = F_0/F_1}$ *– относительная площадь диафрагмы или относительный диаметр отверстия сужающего устройства;*

$\boldsymbol{\mu = F_2/F_0}$ *– коэффициент сужения потока.*

Подставим значения $\overline{U}_1$ и $\overline{U}_2$, выраженные через скорость $\overline{U}_0$, в уравнение (2.13). Решение этого уравнения относительно скорости $\overline{U}_0$ дает следующую зависимость для расчета массового расхода:

$$Q_m = \rho F_0 \overline{U}_0 = F_0 \frac{\mu}{\sqrt{\phi_2 + \psi_2 + \xi - \phi_1 \beta^4 \mu^2 - \psi_1 \beta^4 \mu^2}} \sqrt{2\rho(P_1 - P_2)}. \qquad (2.16)$$

Для удобства сравнения уравнений для реальной и идеальной жидкости умножим и разделим правую часть уравнения на коэффициент скорости входа $E = \sqrt{1/(1-(F_0/F_1)^2)}$*, тогда получим следующее уравнение:*

$$Q_m = \rho F_0 \overline{U}_0 = F_0 C E \sqrt{2\rho(P_1 - P_2)}, \qquad (2.17)$$

где ***C*** *– коэффициент истечения (безразмерная величина), равный отношению действительного значения расхода жидкости к его теоретическому значению.*

Коэффициент истечения вычисляют по формуле

$$C = \frac{Q_m}{\frac{\pi}{4} d^2 E \sqrt{2\rho(P_1 - P_2)}}. \qquad (2.18)$$

Из формул (2.8) и (2.17) видно, что уравнения для реальной и идеальной среды отличаются наличием в уравнении для реальной среды коэффициента истечения.

Величина коэффициента истечения зависит от типа сужающего устройства и его относительного отверстия, числа *Re*, а также распределения скоростей потока в трубопроводе (рис. 2.4).

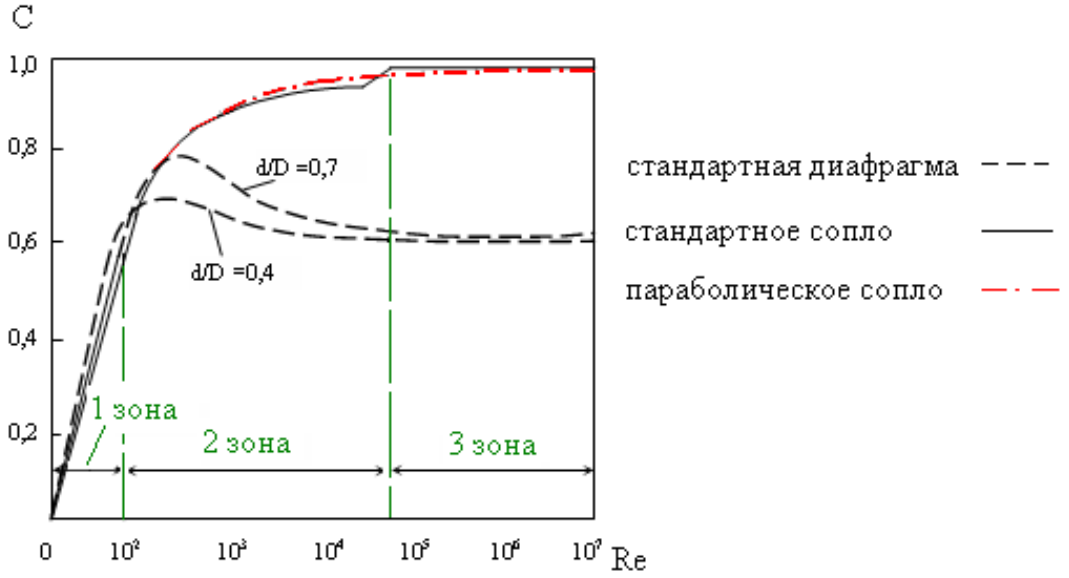


Рис. 2.4. Зависимость коэффициента истечения от числа Рейнольдса для различных сужающих устройств

Существующие теоретические методы расчета коэффициента истечения, как правило, не обеспечивают достаточную для практики точность.

Поэтому значения коэффициентов истечения, стандартизованные в отечественных и зарубежных нормативных документах, являются результатом обработки многочисленных экспериментальных исследований.

2.1.5. Уравнение для реального расхода газа при прохождении через сужающее устройство

Выше указывалось, что плотность измеряемой среды при ее течении через сужающее устройство не изменяется. Это допущение справедливо для несжимаемых сред. *Для газов такое допущение может привести к значительным ошибкам.*

Процесс истечения газа через сужающие устройства можно считать адиабатическим (отвод или подвод тепла отсутствует). В этом случае плотность газа меняется по адиабате:

$$\rho = \rho_1 \left(\frac{P}{P_1} \right)^{\frac{1}{k}}, \qquad (2.19)$$

где ***k*** *– показатель адиабаты,* зависящий от типа газа, его температуры и давления.

Запишем уравнение сохранения энергии в дифференциальной форме:

$$d\frac{U^2}{2} + \mathrm{g}dh + \frac{dP}{\rho} + dL_{тр} = 0, \qquad (2.20)$$

где ***dL*$_{тр}$** *– работа на преодоление сил трения.*

После интегрирования уравнение (2.20) примет вид

$$\frac{U_2^{\,2} - U_1^{\,2}}{2} + \mathrm{g}(\mathrm{h}_2 - h_1) + \int_1^2 \frac{dP}{\rho} + L_{\text{ТР}} = 0. \qquad (2.21)$$

Интеграл в уравнении (2.21), с учетом (2.19), равен:

$$\int_1^2 \frac{dP}{\rho} = \frac{k}{k-1} \frac{P_1}{\rho_1} \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]. \qquad (2.22)$$

Примем $L_{тр} = 0$, $h_1 = h_2$ и учтем уравнения неразрывности:

$$\rho_1 U_1 = \rho_0 U_0 \beta^2 \text{ и } \rho_2 U_2 = \rho_0 \frac{U_0}{\mu_г}, \qquad (2.23, 2.24)$$

где $\mu_г$ *– коэффициент сужения струи для газа.*

Тогда получим следующее уравнение для расчета массового расхода среды:

$$Q_m = \rho_0 F_0 \overline{U}_0 = F_0 E \sqrt{2\rho_1 (P_1 - P_2)} \sqrt{\frac{k}{k-1} \frac{P_1}{(P_1 - P_2)} \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{2}{k}} \frac{(1-\beta^4)}{1 - \beta \mu_г^{\,2} \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{2}{k}}} \left(1 - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right)}. \qquad (2.25)$$

Умножим и разделим правую часть уравнения (2.25) на величину коэффициента истечения, тогда окончательно получим следующее уравнение:

$$Q_m = F_0 C E \varepsilon \sqrt{2\rho_1 (P_1 - P_2)}, \qquad (2.26)$$

где ε *– коэффициент расширения.*

Поправочный множитель ε на расширение измеряемой среды вводится вследствие того, что плотность газа изменяется при прохож-

дении через сужающее устройство. Основным параметром, определяющим ε, является отношение $(P_1 - P_2)/P_1$, характеризующее степень изменения плотности газа ρ при прохождении через сужающее устройство. Чем больше $(P_1 - P_2)/P_1$, тем значительнее изменения ρ, тем больше отличается коэффициент расширения ε от единицы. При малых значениях $(P_1 - P_2)/P_1$ коэффициент ε стремится к единице.

При одном и том же значении $(P_1 - P_2)/P_1$ для диафрагмы коэффициент расширения всегда больше, чем для сопл. Это объясняется тем, что у диафрагм имеет место радиальное расширение струи, приводящее к увеличению площади ее сужающей части.

Числовые значения коэффициента расширения ε можно рассчитывать по формуле:

$$\varepsilon = \sqrt{\frac{\kappa}{\kappa - 1}\frac{P_1}{(P_1 - P_2)}\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{2}{k}}\frac{\left(\phi_2 + \psi_2 + \xi - \phi_1\beta^4\mu^2 - \psi_1\beta^4\mu^2\right)}{1 - \beta^4\mu_г^2\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{2}{k}}}\left(1 - \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{k-1}{k}}\right)}. \quad (2.27)$$

Если площадь F_0 выразить через диаметр отверстия сужающего устройства при рабочей температуре среды и $P_1 - P_2 = \Delta P$, то уравнение массового расхода будет иметь следующий вид:

$$Q_m = \left(\frac{\pi d^2}{4}\right) CE\varepsilon\sqrt{2\rho_1\Delta P}\,. \quad (2.28)$$

Формула для расчета объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям:

$$Q_m = \frac{Q_v}{\rho} = \frac{Q_c}{\rho_c}, \quad (2.29)$$

где $\boldsymbol{Q_m}$ *– массовый расход среды, кг/с;*

$\boldsymbol{Q_v}$ *– объемный расход среды при рабочих условиях, м^3/с;*

$\boldsymbol{Q_c}$ *– объемный расход среды, приведенный к стандартным условиям;*

$\boldsymbol{\rho_c}$ *– плотность газа при стандартных условиях, кг/м^3.*

Тогда

$$Q_c = \left(\frac{\pi d^2}{4}\right) CE\varepsilon\frac{1}{\rho_c}\sqrt{2\rho_1\Delta P}\,. \quad (2.30)$$

Но при расчете, согласно данным ***ГОСТ 8.586.–2005***, массовый расход газа должен определяться с учетом поправочных коэффициентов $\mathbf{K_Ш}$ и $\mathbf{K_П}$, что, в отличие от международных стандартов [6], позволяет

расширить возможность измерения расхода жидкостей и газов при применении стандартных сужающих устройств:

$$Q_m = \left(\frac{\pi d^2}{4}\right) K_Ш K_П C E \varepsilon \sqrt{2\rho_1 \Delta P}\,, \qquad (2.31)$$

где ***$K_П$*** *– поправочный коэффициент, учитывающий притупление входной кромки диафрагмы;*

$K_Ш$ *– поправочный коэффициент, учитывающий шероховатость внутренней поверхности измерительного трубопровода* (*рис. 2.5, 2.6*).

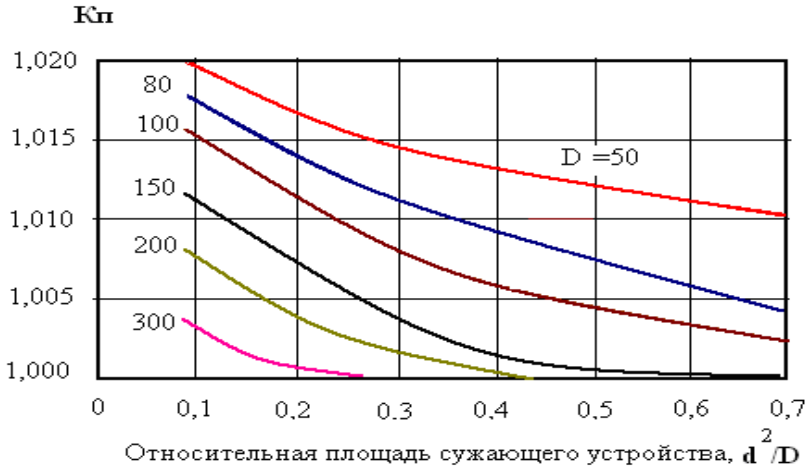


Рис. 2.5. Зависимость поправочного коэффициента притупления входной кромки диафрагмы $K_П$ от диаметра трубопровода и площади проходного отверстия сужающего устройства

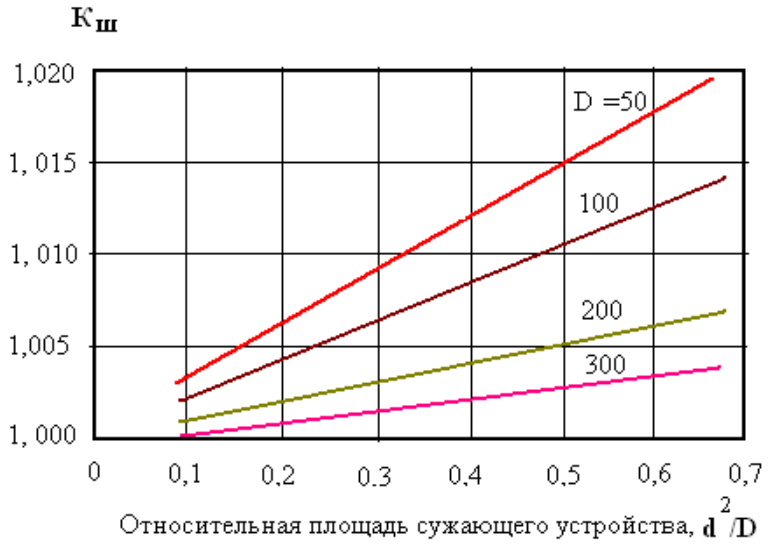


Рис. 2.6. Зависимость поправочного коэффициента шероховатости внутренней поверхности трубопровода $K_Ш$ от диаметра трубопровода и площади проходного отверстия сужающего устройства

2.2. Комплекс контрольно-измерительных приборов, используемых в системе учета количества углеводородов

Учет количества углеводородного сырья и продуктов их переработки сводится к определению объемных или массовых характеристик с использованием, как было указано выше, прямых или косвенных методов.

Реализация методов заключается в определении массы продуктов с помощью весов, весовых дозаторов и устройств, массовых счетчиков, расходомеров с интеграторами.

Все методы, в свою очередь, подразделяют на ***объемно-массовый и гидростатический.***

Объемно-массовый метод сводится к измерению объема (***V***) и плотности (***ρ***) продукта при одинаковых условиях (по температуре и давлению), определению массы брутто продукта как произведения значений этих величин и последующего вычисления массы нетто продукта по формуле

$$M_{бр} = V_{pt} \times \rho_{pt}, \qquad (2.32)$$

где $\boldsymbol{M_{бр}}$ *– масса брутто продукта, т;*

$\boldsymbol{V_{pt}}$ *– объем продукта, м*^{3}*;*

$\boldsymbol{\rho_{pt}}$ *– плотность продукта, приведенная к условиям измерения объема, т/м*^{3}*.*

Плотность продукта измеряют или поточными плотномерами, реализованными на различных физических принципах, или ареометрами для нефти и нефтепродуктов в условиях аналитической лаборатории по объединенной (среднесменной) пробе, отобранной, например, автоматическим пробоотборником, с последующим ее перемешиванием перед измерением плотности. Температуру продукта и давление при условиях измерения плотности и объема измеряют, соответственно, термометрами и манометрами.

При определении массы нетто продукта определяют массу балласта. Для этого измеряют содержание воды и концентрацию хлористых солей в нефти и рассчитывают их массу. Массу механических примесей определяют, принимая среднюю массовую долю их в нефти в соответствии с действующими стандартами, техническими условиями (ТУ) и другими нормативными документами.

Содержание воды в нефти и концентрацию хлористых солей измеряют, соответственно, поточными влагомерами и солемерами или определяют по результатам анализов объединенной (среднесменной) пробы нефти, проведенных в аналитической лаборатории.

Массу нетто продукта при учетно-расчетных операциях определяют как разность массы брутто нефти $\boldsymbol{M_{бр}}$ и массы балласта $\boldsymbol{M_б}$:

$$M_н = M_{бр} - M_б . \qquad (2.33)$$

В зависимости от способа измерения объема продукта объемно-массовый метод подразделяют на ***динамический, статический.***

Динамический метод применяют при измерении массы продукта непосредственно на потоке в нефте- и нефтепродуктопроводах. При этом объем продукта измеряют расходомерами или счетчиками.

Статический метод применяют при измерении массы продукта в градуированных емкостях (вертикальные и горизонтальные резервуары, транспортные емкости и т. п.).

Объем продукта в резервуарах определяют с помощью градуированных таблиц резервуаров по значениям уровня наполнения, измеренным уровнемером, метроштоком или металлической измерительной рулеткой. В емкостях, градуированных на полную вместимость, контролируют уровень наполнения и определяют объем по паспортным данным.

Гидростатический метод. При применении гидростатического метода измеряют величину гидростатического давления столба продукта, определяют среднюю площадь заполненной части резервуара на уровне, относительно которого производят измерения, и рассчитывают массу продукта как произведение значений этих величин, деленное на ускорение свободного падения. При этом формула для определения массы продукта *M* имеет вид

$$M = \frac{p\,F_{ср}\,(H_p)}{g}, \qquad (2.34)$$

где $\boldsymbol{p}$ *– гидростатическое давление продукта в резервуаре, относительно уровня отсчета, Па;*

$\boldsymbol{H_p}$ *– расчетный уровень наполнения, или уровень, относительно которого производят измерение, м;*

$\boldsymbol{F_{ср}}$ (H_p) *– средняя площадь сечения резервуара, определяемая из градуировочных таблиц на резервуар;*

$\boldsymbol{g}$ *– ускорение свободного падения.*

Массу отпущенного (принятого) продукта при использовании гидростатического метода можно определять по двум вариантам:

- как разность масс, определенных в начале и в конце товарной операции (используя вышеизложенный метод);
- как произведение разности гидростатических давлений в начале и в конце товарной операции на среднюю площадь сечения части

резервуара (из которого отпущен нефтепродукт), деленное на местное ускорение силы тяжести.

Измерение гидростатического давления столба продукта производят манометрическими приборами с учетом давления паров нефти или нефтепродукта.

Для определения средней площади сечения части резервуара с помощью металлической измерительной рулетки, метроштока или уровнемера измеряют уровни продукта в начале и в конце товарной операции и по данным градуировочной таблицы резервуара вычисляют соответствующие этим уровням средние площади сечения.

При широко используемом ***динамическом методе,*** многие расходомеры предназначены не только для измерения расхода, но и для измерения массы или объема вещества, проходящего через средство измерения в течение любого, произвольно взятого промежутка времени. В этом случае они называются ***расходомерами со счетчиками,*** или просто ***счетчиками*** (ГОСТ 15528–86). К этим терминам следует добавлять название измеряемого вещества, например: расходомер газа, расходомер жидкости, расходомер – счетчик пара, расходомер – счетчик газа.

Устройство, непосредственно воспринимающее измеряемый расход (*диафрагма, сопло, напорная трубка*) *и преобразующее его в другую величину* (*например, в перепад давления*), *которая удобна для измерения, называется* ***преобразователем расхода*** [3].

Этот термин принят в соответствии с ***ГОСТ 15528–70***, а также с головным терминологическим ***ГОСТ 16263–70*** в области метрологии, который все многообразие элементов сложной измерительной аппаратуры разделяет на две группы:

- *измерительные преобразователи;*
- *измерительные приборы*.

Преобразователь расхода и является частным случаем первой группы.

С помощью объема можно правильно определять количество вещества (особенно газа), если известны его давление и температура. В связи с этим результаты измерения объемного расхода газа обычно приводят к стандартным условиям, т. е. к температуре 293,15 К и давлению 101 325 Па.

Контрольно-измерительные приборы предназначены для сравнения измеряемых параметров с единицей измерения. Они обеспечивают контроль и анализ работы эксплуатационного оборудования и измерение ряда физико-химических параметров нефти и газа, что, в свою очередь, обусловливает измерение количественно-качественных характеристик транспортируемой по трубопроводам среды. Например, для правильного расчета параметров определения расхода и количества

среды необходимо выполнять измерения основных переменных параметров: плотности, состава, вязкости и температуры.

Важной характеристикой всех КИП является класс точности, т. е. основная допустимая погрешность измерения. Класс точности прибора характеризуется отношением максимальной абсолютной погрешности прибора к пределу измерения, выраженному в процентах. Класс точности технических приборов для промышленного применения: 0,2; 0,5; 1; 1,5; 2,5. Класс точности для лабораторных приборов: 0,05; 0,1; 0,2.

Рассмотрим классификацию контрольно-измерительных приборов (КИП).

По роду измеряемой величины классификация контрольно-измерительных приборов следующая:

- *приборы для измерения давления* (*барометры, манометры, вакуумметры*)*;*
- *приборы для измерения температуры* (*термометры и пирометры*)*;*
- *приборы для измерения расхода* (*счетчики, расходомеры*)*;*
- *приборы для измерения уровня* (*указатели уровня, уровнемеры*).

Согласно [7] все контрольно-измерительные приборы подразделяются *на группы*:

- *по метрологическому назначению: технические, лабораторные* (*рабочие*)*, образцовые;*
- *по виду выходного сигнала: показывающие, самопишущие, интегрирующие* (*суммирующие*)*;*
- *по принципу действия: жидкостные, механические, пневматические, электронные;*
- *по условиям работы: стационарные, переносные;*
- *по габаритам: малогабаритные, крупногабаритные.*

С учетом ***метрологического назначения***, *образцовые приборы* предназначены для поверки и градуировки по ним других средств измерений, так как все КИП должны подвергаться государственной или ведомственной периодической поверке. Они должны быть в постоянной готовности к выполнению измерений. Класс точности образцовых приборов 0,005; 0,02; 0,05. Готовность обеспечивается службами метрологического надзора. Метрологический надзор заключается в осуществлении постоянного наблюдения за состоянием, условиями работы и правильностью показаний приборов, осуществлении их периодической поверки, изъятии из эксплуатации пришедших в негодность и не прошедших поверки приборов.

Технические приборы предназначены для работы в производственных условиях. В показания таких приборов не вводят поправки на по-

грешность измерения. Класс точности большинства технических приборов в пределах 0,25…2,5.

Лабораторные приборы применяют для точных измерений в лабораторных условиях. Для повышения точности измерений в их показания вводят поправки, учитывающие условия измерений (температура в лаборатории, атмосферное давление, влажность). Кроме того, лабораторные приборы используют для поверки технических приборов. Класс точности лабораторных приборов 0,05; 0,1; 0,2.

С учетом ***вида выходного сигнала*** у *показывающих приборов* величина измеряемого параметра указывается отсчетным устройством (например, в виде шкалы со стрелкой). Эти приборы просты по конструкции, однако показывают величину измеряемого параметра только в момент измерения, что не позволяет следить за его изменениями во времени. В большинстве приборов показывающие устройства выполнены в виде неподвижной шкалы и подвижной стрелки. В некоторых приборах, наоборот, шкала двигается относительно неподвижного указателя. Такая конструкция позволяет существенно уменьшить фронтальные размеры приборов. Результаты измерений могут быть выведены и на цифровое показывающее устройство. В этом случае на результат отсчета не влияют субъективные особенности оператора.

По характеру записи на ленте или диске судят обо всех изменениях измеряемой величины за тот или иной отрезок времени.

Регистрирующие, или самопишущие, приборы записывают автоматически результаты измерения в течение всего времени работы прибора. Запись производится обычно на бумажной дисковой или ленточной диаграмме, движущейся с постоянной скоростью, это позволяет наблюдать характер изменения параметра во времени. На дисковой диаграмме обычно записывают только один параметр. Ленточная диаграмма допускает поочередную запись нескольких параметров. Такие приборы называются многоточечными и выпускаются на 3, 6, 12 точек измерения.

В интегрирующих приборах предусмотрено непрерывное суммирование (интегрирование) мгновенных значений измеряемого параметра. Для этого они снабжены счетчиком (например, электрическим). Для повышения точности измерений в измерительных приборах используется нулевой метод измерения с автоматическим уравновешиванием. Такие измерительные приборы действуют как автоматические компенсаторы и построены по принципу астатической следящей системы, подобно промежуточным преобразователям.

Большинство современных контрольно-измерительных приборов представляют собой системы, состоящие:

- *из первичного преобразователя;*
- *вторичного прибора;*

- *соединяющей их линии связи.*

Измерительное устройство, которое контактирует с измеряемой средой и стоит первым в измерительной цепи, называют ***первичным измерительным преобразователем.***

Часто первичные измерительные преобразователи называют *датчиками.*

Часть первичного измерительного преобразователя, находящегося под непосредственным воздействием измеряемой величины, называется ***чувствительным элементом****.*

Первичный преобразователь устанавливают непосредственно возле места определения параметров среды. Он, при помощи чувствительного элемента контактирует с контролируемой средой и при помощи измерительной среды преобразует измеряемую величину в сигнал другой физической природы в форме, доступной для непосредственного восприятия наблюдателем (оператором). Например, термометры сопротивления и термоэлектрические термометры подключаются к вторичным приборам – потенциометрам и мостам [8].

Одни и те же КИП могут быть использованы для определения значения различных величин. Например, вольтметр, в зависимости от типа преобразователя, в комплекте с которым его применяют, может измерять температуру, состав газа и т. п.

2.2.1. Классификация приборов для измерения давления

Давление является величиной, контролирующей протекание большинства технологических процессов, и является понятием, характеризующим нормально распределенную силу, действующую со стороны одного тела на единицу поверхности другого. Если действующая среда – жидкость или газ, то давление, характеризуя внутреннюю энергию среды, является одним из основных параметров состояний. Единицей измерения давления в системе СИ является паскаль (Па), который равен давлению, создаваемому силой в один ньютон, действующей на площадь в один квадратный метр (Н/м^2). Шкала манометров может быть градуирована в килопаскалях (кПа) или мегапаскалях (МПа), а также в килограмм-силах на квадратный сантиметр или метр (кгс/см^2, кгс/м^2), барах, мм вод. ст., мм рт. ст. и др.

При измерениях различают абсолютное, избыточное и вакуумметрическое давление.

Абсолютное давление $\boldsymbol{P_{абс}}$ *– это полное давление, которое равно сумме атмосферного давления* $\boldsymbol{P_{ат}}$ *и избыточного* $\boldsymbol{P_{изб}}$*:*

$$P_{абс} = P_{изб} + P_{ат}. \qquad (2.35)$$

Вакуумметрическое давление вводится при измерении давления, которое ниже атмосферного [8]:

$$P_в = P_{атм} - P_{абс}. \qquad (2.36)$$

Перепад давления (ΔP) *– разность между давлениями измеряемой и разделительной среды, воздействующей на чувствительный элемент дифференциального манометра, измеренная на одной высоте* [9].

Предельно допускаемое рабочее избыточное давление *– максимальное рабочее избыточное давление, при котором манометры остаются работоспособными в течение срока службы.*

Номинальная статическая характеристика *– это зависимость между значением шкалы диаграммной ленты, диска и перепадом давления. Или зависимость между значением выходного сигнала и перепадом давления.*

Манометр *– прибор (или измерительная установка) для измерения давления или разности давлений.*

Таблица 2.1

Соотношение между различными единицами измерения давления

Единица	1 кгс/см^2	1 кг/м^2	1 мм рт. ст.	1 бар
Па	98066, = 0,1 МПа	9,8065	133,322	10^5

В зависимости от измеряемого давления, они классифицируются следующим образом (рис. 2.7).

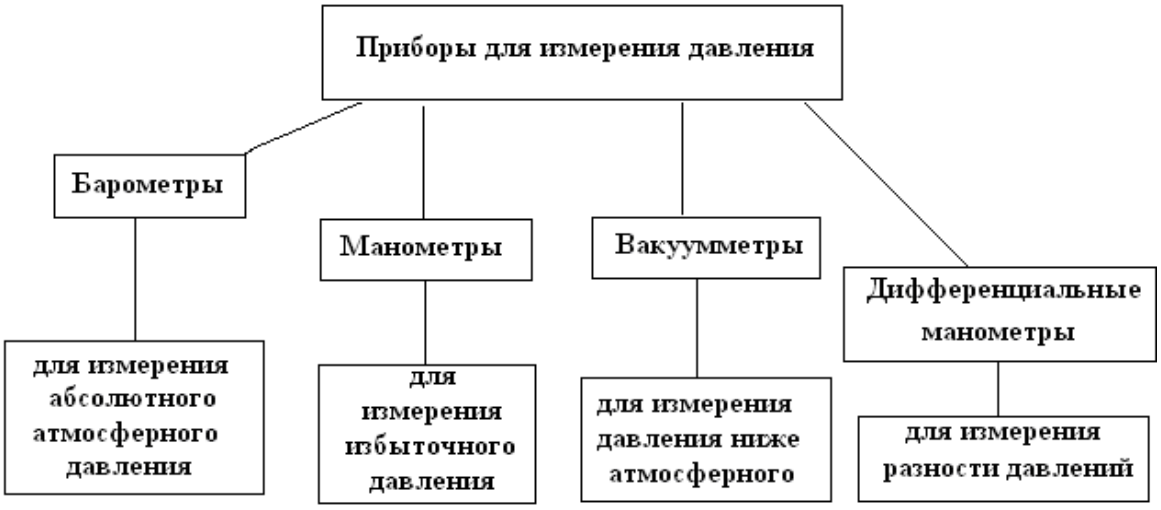


Рис. 2.7. Классификация приборов для измерения давления

Манометры, предназначенные для измерения давления или разрежения давления в диапазоне от 0,04 МПа (0,4 кгс/см^2), называются *напоромерами* и *тягомерами*.

Принцип действия манометров основан на преобразовании в показания силовых воздействий давления на чувствительный элемент прибора или других физических величин. Манометры могут быть:

- *жидкостными, в которых давление уравновешивается высотой столба жидкости;*
- *деформационными, в которых измеряемое давление уравновешивается силой упругой деформации трубчатой пружины, мембраны или сильфона;*
- *поршневыми, где давление уравновешивается силой* (*грузом*)*, действующей на поршень определенного сечения.*

По принципам регистрации всю группу манометров разделяют на манометры прямого и косвенного действия. Манометры прямого действия непосредственно измеряют давление газа. Их показания принципиально не зависят от состава газа и лишь опосредованно (например, для жидкостных манометров) могут зависеть от температуры. Манометры косвенного действия измеряют не само давление, а некоторую его функцию. Их показания зависят от рода газа и его температуры [10].

Манометры могут выполняться с непосредственным отсчетом показаний и в виде бесшкальных датчиков давления с унифицированными пневматическими или электрическими выходными сигналами. Такие датчики широко используют в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами.

Датчики давления должны надежно работать при наличии интенсивной вибрации, нестационарных температурных и электромагнитных полей, а также в агрессивных средах, в условиях высокой влажности, запыленности и загазованности окружающей среды. Ввиду вышесказанного, согласно [9], все приборы, предназначенные для измерения перепада давления, имеют свою отдельную классификацию (рис. 2.8).

Дифференциальные манометры могут изготавливаться с дополнительным устройством для сигнализации, регулирования, интегрирования расхода, преобразования и передачи пневматического или электрического сигнала, измерения и записи давления или температуры.

Пределы допускаемой основной погрешности дифференциальных манометров, выраженные в процентах от нормирующего значения, должны соответствовать: ± 0,25 % для класса точности 0,25; ± 0,5 % для класса точности 0,5; ± 1,0 % для класса точности 1; ± 1,5 % для класса точности 1,5.

Если в дифференциальных манометрах установлено отсчетное устройство, то предел допускаемой основной погрешности интеграторов должен составлять ± 0,6 и ± 1,0 % верхнего предела измерений по шкале.

Изменение показаний (записи или выходных сигналов) при отклонении температуры окружающей среды на каждые 10 °С в зависимости от класса точности дифференциальных манометров не должно превышать значений, указанных в табл. 2.2.

Зона нечувствительности дифференциальных манометров не должна превышать половины абсолютного значения предела допускаемой основной погрешности.

Зона нечувствительности *– максимальный интервал изменения перепада давления, в пределах которого показания* (*запись или выходной сигнал*) *сохраняют свое неизменное значение*.

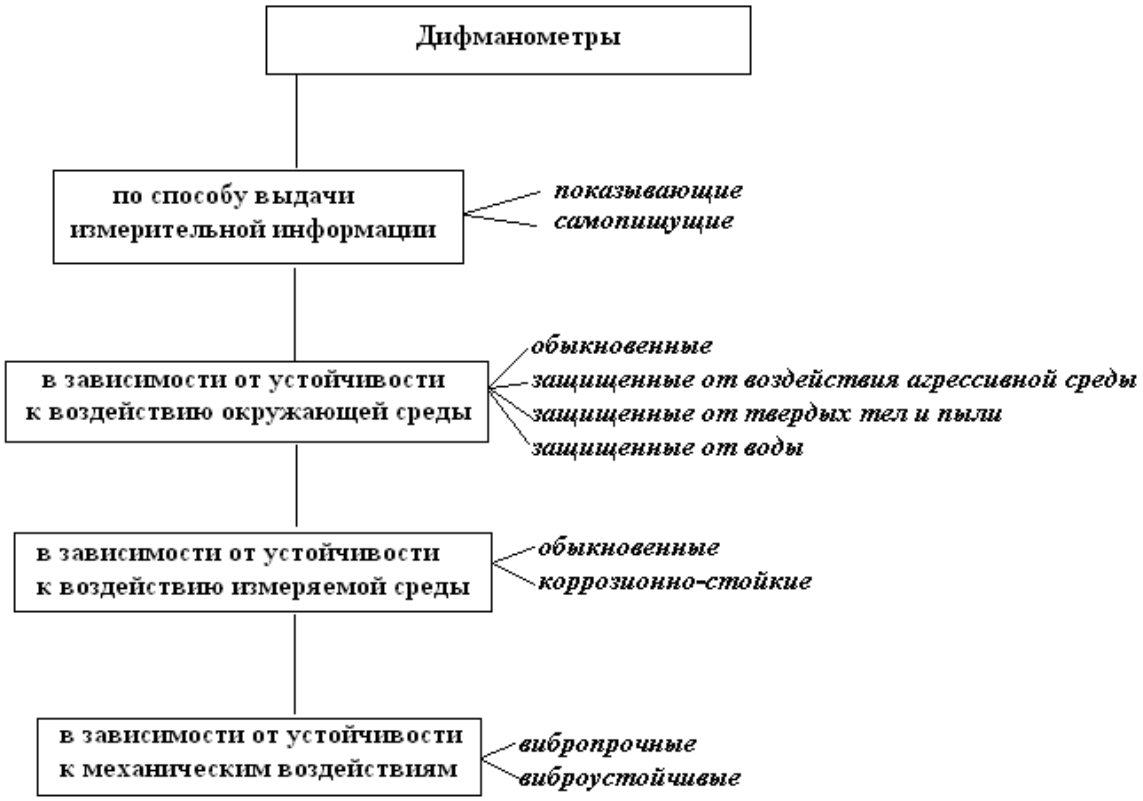


Рис. 2.8. Классификация дифференциальных манометров

Таблица 2.2

Изменение показаний дифференциальных манометров в зависимости от класса точности

Класс точности	Допускаемое изменение показаний (записи или выходных сигналов) в долях абсолютного

	значения предела допускаемой к основной погрешности
0,25	1,2
0,5	0,9
1	0,6
1,5	0,5

Жидкостные манометры. В жидкостных манометрах давление (или разность давления) уравновешивается давлением столба жидкости. В приборах используется принцип сообщающихся сосудов. Жидкостные манометры могут иметь:

- *видимый уровень рабочей жидкости, по которому и производят снятие показаний* (*лабораторные приборы и приборы для промышленных испытаний*)*;*
- *невидимый уровень рабочей жидкости, контролируемый перемещением поплавка или изменением характеристик другого устройства, которое обеспечивает либо непосредственное показание измеряемой величины с помощью отсчетного устройства, либо преобразование и передачу ее значения на расстояние.*

Разновидности жидкостных манометров (дифференциальных манометров):

- *двухтрубные, или U-образные;*
- *однотрубные.*

Достоинством жидкостных манометров (дифференциальных манометров) является их простота и надежность при высокой точности измерений. При работе с такими измерительными приборами недопустимы перегрузки и резкие изменения давления, так как в этом случае может произойти выплескивание рабочей жидкости в линию или атмосферу.

Двухтрубные, или U-образные, манометры – это жидкостные манометры, состоящие из сообщающихся сосудов, в которых измеряемое давление определяют по одному или нескольким уровням жидкости [11].

Давление (или разность давлений измеряемой среды) определяется высотой ***h*** столба уравновешивающей жидкости (рис. 2.9).

Две вертикальные сообщающиеся стеклянные трубки закреплены на основании, к которому прикреплена шальная пластина. В одну трубку подается

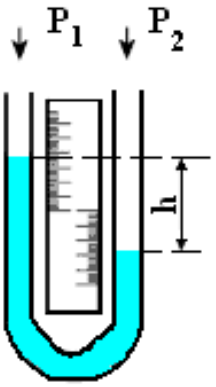


Рис. 2.9. Схема двухтрубного манометра

измеряемое давление. Другая трубка сообщается с атмосферой. При измерении разности давлений к обеим трубкам подводят измеряемые давления.

Столб жидкости высотой h уравновешивает разность давлений:

$$P_1 - P_2 = \rho g h; \; h = \frac{1}{\rho g}(P_1 - P_2), \qquad (2.37)$$

где $\boldsymbol{\rho}$ *– плотность рабочей жидкости, кг/м*^{3}*;*

$\boldsymbol{g}$ *– ускорение свободного падения, м/с*^{2}.

В жидкостных манометрах функцию *чувствительного элемента*, воспринимающего изменения измеряемой величины, *выполняет рабочая жидкость*.

Выходной величиной является разность уровней, входной – давление или разность давления. Крутизна статической характеристики зависит от плотности рабочей жидкости. С увеличением плотности снижается чувствительность прибора. Пределы измерения таких манометров определяются их геометрическими размерами и плотностью уравновешивающей жидкости. Погрешность измерения составляет ± 2 мм.

Двухтрубные, или U-образные, манометры с водяным заполнением используются для измерения давления, разрежения, разности давлений воздуха и неагрессивных газов в диапазоне до ± 10 кПа. При заполнении манометров ртутью пределы измерения расширяются до 0,1 МПа, при этом измеряемой средой могут быть неагрессивные жидкости и газы.

При использовании жидкостных (дифференциальных) манометров для измерения разности давлений сред, находящихся под статическим давлением до 5 МПа, в конструкцию приборов вводятся дополнительные элементы, предназначенные для защиты прибора от одностороннего статического давления и проверки начального положения уровня рабочей жидкости.

Однотрубные жидкостные манометры. Для повышения точности при измерении разности высот уровней рабочей жидкости используются однотрубные (чашечные) манометры (рис. 2.10). У такого прибора одна трубка заменена широким сосудом, в который подается большее давление.

Трубка, прикрепленная к шкальной пластине, является измерительной и сообщается с атмосферой, при измерении разности давлений к ней подводится меньшее давление. Измерение высоты одного столба рабочей жидкости в однотрубных (дифференциальных) манометрах приводит к снижению погрешности измерения.

Пределы измерения однотрубных (чашечных) манометров ± 1 мм, при цене деления 1 мм.

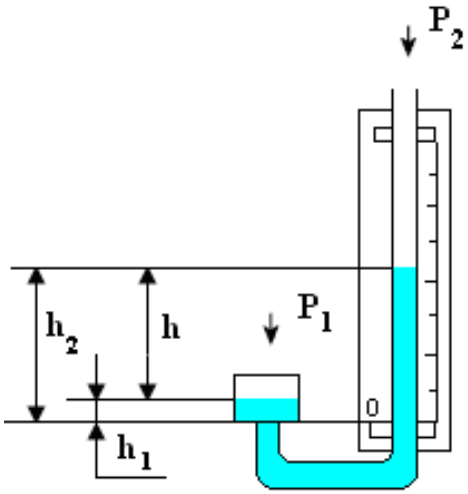


Рис. 2.10. Схема однотрубного манометра

Микроманометры. Для измерения давления и разности давлений до 30 МПа (300 кгс/см^2) (см. табл. 2.1) используют микроманометры, которые являются *разновидностью однотрубных манометров* и снабжены специальными приспособлениями либо для уменьшения цены деления шкалы, либо для повышения точности считывания высоты уровня за счет использования оптических или других устройств. Их еще называют однотрубными (чашечными) микроманометрами с переменным углом φ наклона трубки. Наиболее распространенными лабораторными микроманометрами являются микроманометры типа ММН с наклонной измерительной трубкой (рис. 2.13).

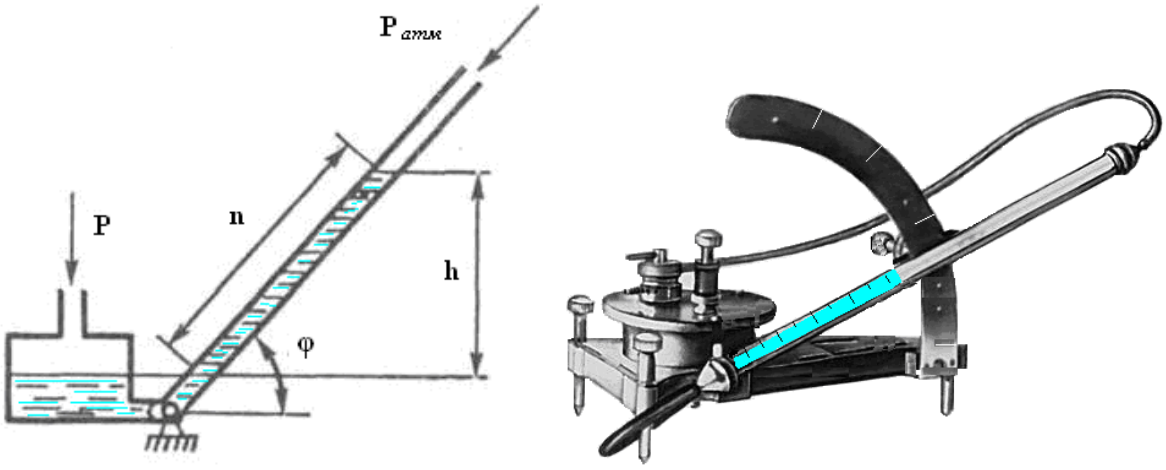


Рис. 2.11. Схема микроманометра ММН

Показания микроманометра определяются по длине столбика рабочей жидкости ***n*** в измерительной трубке ***l***, имеющей угол наклона ***φ***.

Исходя из равенства объемов рабочей жидкости, вытесненной из сосуда в измерительную трубку, получаем:

$$h_2 = n \times \sin\varphi. \qquad (2.38)$$

Более точными микроманометрами являются приборы типа ММ, называемые двухчашечными или компенсационными. Микроманометры с верхним пределом измерения до $2{,}5 \cdot 10^3$ Па имеют погрешность 0,02…0,05 %. При малых пределах измерения (до 10^4 Па) микроманометры заполняют легкими жидкостями (водой, спиртом, толуолом, силиконовым маслом), при увеличении пределов измерения до 10^5 Па – ртутью. Погрешность измерения составляет ± 2 мм.

Барометры. Трубка с ртутью и линейка могут служить в качестве простейшего барометра – прибора для измерения атмосферного давления. Эти измерения показывают, что атмосферное давление в местностях, лежащих на уровне Мирового океана, в среднем около 760 мм рт. ст. Такое давление при температуре ртути 0 °С называется *нормальным* атмосферным давлением. Выразим его в единицах давления – паскалях:

$$P = \rho g h = 760 \text{ мм рт. ст. (или } 0{,}1 \text{ МПа)}. \qquad (2.39)$$

Барометры бывают самой разнообразной формы. Наиболее распространенными являются чашечные барометры с ртутным заполнением, отградуированные в миллиметрах ртутного столба (рис. 2.12). В бытовых условиях широкое применение нашли анероидные барометры, которые представляют собой герметически закрытую полость с низким давлением внутри. Когда атмосферное давление увеличивается, мембрана прогибается внутрь, и если уменьшается – наружу. Любые отклонения мембраны от равновесного состояния фиксируются связанной с ней стрелкой указателя (рис. 2.13).

Но так как барометры измеряют атмосферное давление, а нас интересует измерение давления углеводородных систем, то более подробно на них останавливаться не будем.

Компрессионные манометры – это *жидкостные манометры, в которых для измерения абсолютного давления разреженного газа последний подвергается предварительному сжатию ртутью* [11].

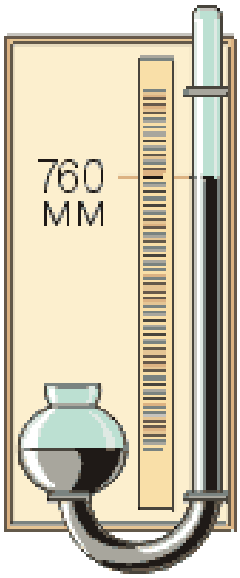


Рис. 2.12. Чашечный барометр *Рис. 2.13. Анероидный барометр*

Суть измерений данным манометром практически совпадает с измерениями *U*-образным манометром, с той лишь разницей, что газ при начальном давлении, равном измеряемому значению *P*, сжимается и измеряется разность давлений между двумя сообщенными сосудами. Перед измерением сосуд с ртутью опущен настолько низко, чтобы при откачке ртуть не перекрывала разветвление трубки ***3*** на измерительную часть и часть, идущую к вакуумной системе. Для проведения измерений сосуд с ртутью поднимают. При перекрытии разветвления отсекается объем стеклянного сосуда и измерительного капилляра $\boldsymbol{V_1}$ при давлении $\boldsymbol{P_1}$. При дальнейшем поднятии сосуда газ в измерительной части сжимается (рис. 2.14).

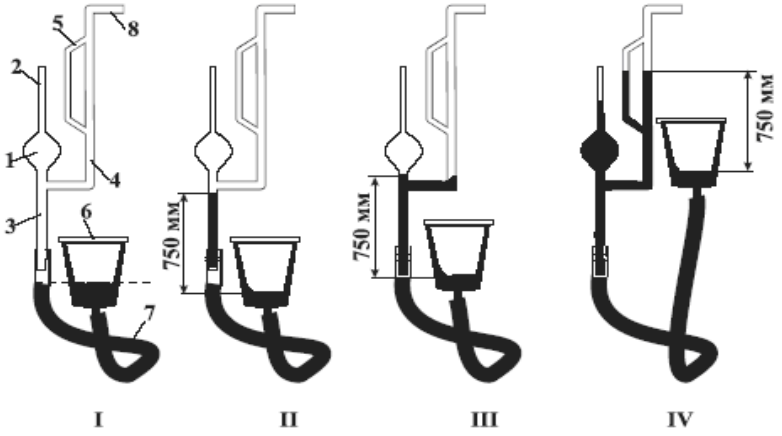


Рис. 2.14. Принцип действия компрессионного манометра:
1 – баллон; 2 – запаянный измерительный капилляр; 3 – стеклянная трубка;

4 – ответвление на вакуумную систему; 5 – сравнительный капилляр; 6 – сосуд с ртутью; 7 – соединительный шланг; 8 – трубка к вакуумной системе

При измерении давления манометром Мак-Леода применяют либо метод линейной шкалы, либо метод квадратичной шкалы. Суть измерений по методу линейной шкалы заключается в том, что газ в измерительном капилляре сжимают до какой-то фиксированной отметки [10]:

$$P_1V_1 = (P_1 + h)V_2. \tag{2.40}$$

При малых давлениях $P\ 1 << h$. Тогда

$$P_1V_1 \approx hV_2,\ P_1 = \frac{V_2}{V_1}h. \tag{2.41}$$

В случае измерений по методу квадратичной шкалы ртуть в сравнительном капилляре ***5*** доводят до уровня, соответствующего верхушке измерительного капилляра ***2***. В этом случае объем газа после сжатия

$$V_2 = \pi r^2 h, \tag{2.42}$$

где h *– разность уровней ртути в измерительном и сравнительном капиллярах.*

$$P_1 = \frac{V_2}{V_1}h = \frac{\pi r^2}{V_1}h^2. \tag{2.43}$$

Поплавковые манометры. Принцип уравновешивания измеряемого давления силой тяжести столба рабочей жидкости используется в жидкостных поплавковых дифманометрах, которые являются разновидностью однотрубных манометров и не имеют видимого уровня рабочей жидкости. Мерой измеряемого давления (перепада) в этих приборах является не высота столба жидкости, а определяемое им положение подвижного элемента прибора. Рабочей жидкостью поплавковых дифференциальных манометров обычно служит ртуть или силиконовое масло. Пределы измерения серийных приборов (от $4 \cdot 10^3$ Па до 0,16 МПа) обеспечиваются изменением высоты и диаметра одного из сосудов дифференциального манометра. Погрешность не более 2,5 % от верхнего предела измерения. Эти приборы нашли широкое распространение в газовой отрасли.

Поплавковые дифференциальные манометры работают в комплекте с сужающими устройствами и измеряют создаваемый ими перепад давления (рис. 2.15).

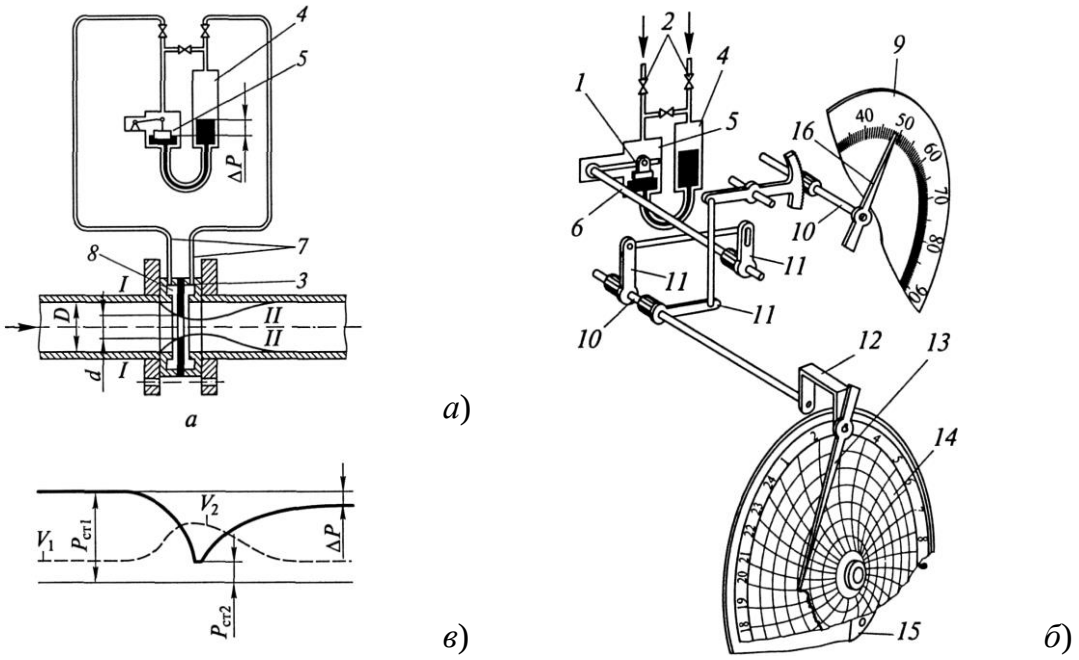


Рис. 2.15. Поплавковый дифманометр: а) конструктивная схема; б) кинематическая схема; в) график изменения параметров газа; 1 – поплавок; 2 – запорные вентили; 3 – диафрагма; 4 – стакан; 5 – поплавковая камера; 6 – ось; 7 – импульсные трубки; 8 – кольцевая камера; 9 – шкала указателя; 10 – оси; 11 – рычаги; 12 – мостик пера; 13 – перо; 14 – диаграмма; 15 – часовой механизм; 16 – стрелка

При возрастании скорости потока увеличивается его кинетическая энергия и соответственно уменьшается потенциальная энергия. За счет разности давлений $\Delta P = P_1 - P_2$ ртуть, находящаяся в поплавковом дифманометре, перемещается из поплавковой камеры ***5*** в стакан ***4***. Вследствие этого расположенный в поплавковой камере поплавок ***1*** опускается и перемещает ось ***6***, с которой связаны стрелки прибора ***16***, показывающего расход газа, и пера ***13***, отмечающего на диаграмме величину перепада давления. Диаграмма ***14*** приводится в движение от часового механизма ***15*** и делает один оборот в сутки. Шкала диаграммы, разделенная на 24 части, позволяет определить расход газа за 1 час. Под поплавком помещается предохранительный клапан, который разобщает сосуды ***4*** и ***5*** в случае резкого перепада давления и тем самым предотвращает внезапный выброс ртути из прибора.

Сосуды сообщаются с импульсными трубками диафрагмы через запорные вентили 2 и уравнительный вентиль, который в рабочем положении должен быть закрыт.

Из вышесказанного следует, что перепад давления в сужающем устройстве, измеренный с помощью дифференциального манометра, согласно *зависимостям 2.30 и 2.31*, может служить **мерой расхода газа.** В

упрощенном виде для объемного содержания газа зависимости могут быть представлены как:

$$V = K\sqrt{\Delta P}, \qquad (2.44)$$

где ***V*** *– объемный расход газа, м*^{3}*;*

ΔP *– перепад давления, Па;*

K *– коэффициент, постоянный для данной диафрагмы, зависящий от соотношения диаметров отверстия диафрагмы и газопровода, плотности и вязкости газа.*

Колокольные и кольцевые манометры. В колокольных и кольцевых манометрах, так же как и в поплавковых, мерой измеряемого давления (перепада) является не высота столба жидкости, а определяемое им положение подвижного элемента прибора (рис. 2.16).

Колокольный манометр *– манометр, давление в котором определяется по перемещению колокола, погруженного в жидкость, или развиваемой им силы от измеряемого давления.*

Кольцевой манометр *– дифференциальный манометр, измеряемая разность давлений в котором определяется по углу поворота кольцевого корпуса или по моменту силы, создаваемому подвешенным к корпусу грузом* [11].

Колокольные дифференциальные манометры (рабочая жидкость – обычно вода или масло) используют для измерения малых давлений и перепадов давлений от 25 до 400 Па. Погрешность 1,5 и 2,5 % от диапазона измерения. В кольцевых дифференциальных манометрах замкнутый сосуд с непроницаемой перегородкой в верхней части установлен на призматическую опору, которая расположена в центре тяжести сосуда.

Под действием разности давлений по обе стороны перегородки рабочая жидкость перемещается внутри кольца в сторону полости с меньшим давлением. Кольцо поворачивается в обратном направлении, пока момент силы, действующей на перегородку, не станет равным моменту силы тяжести противодействующего груза. Мера измеряемой разности давлений – угол поворота кольца. Основные достоинства кольцевых дифференциальных манометров: высокая чувствительность, независимость угла поворота от плотности рабочей жидкости, независимость показаний от температуры окружающего воздуха. Верхний предел измерения от 400 до $2{,}5\times10^4$ Па, погрешность 1,0 и 1,5 % от предела шкалы. Поплавковые, колокольные и кольцевые дифференциальные манометры – это показывающие или записывающие приборы, которые могут быть снабжены счетчиками расхода, регуляторами, сигнализаторами, а также устройствами для получения унифицированных пневматических или электрических сигналов дистанционной передачи.

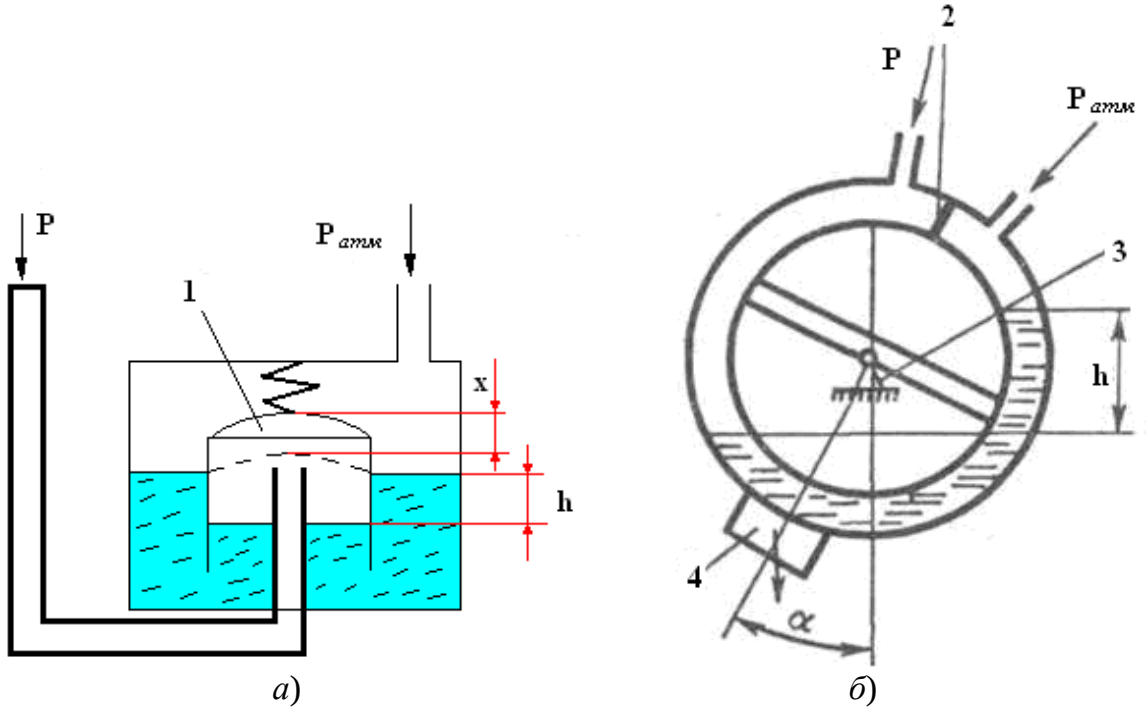


Рис. 2.16. Разновидности жидкостных дифференциальных манометров: а) колокольные; б) кольцевые; 1 – колокол; 2 – перегородка; 3 – опора; 4 – грузы

Деформационные манометры *– это манометры, принцип действия которых основан на зависимости деформации чувствительного элемента или развиваемой им силы от измеряемого давления.*

В деформационных манометрах используется зависимость деформации чувствительного элемента (или развиваемой силы) от измеряемого давления. Пропорциональная деформация (или сила) преобразуется в показания или соответствующие изменения выходного сигнала. Пределы измерения давления деформационными манометрами от 10 до $2{,}5 \cdot 10^9$ Па.

Большинство таких манометров и дифференциальных манометров содержат упругие чувствительные элементы, осуществляющие преобразование давления в пропорциональное перемещение рабочей точки (рис. 2.17).

Деформационные манометры в соответствии с типом чувствительного элемента в приборах измерения давления и разности давлений подразделяют на пружинные, сильфонные и мембранные.

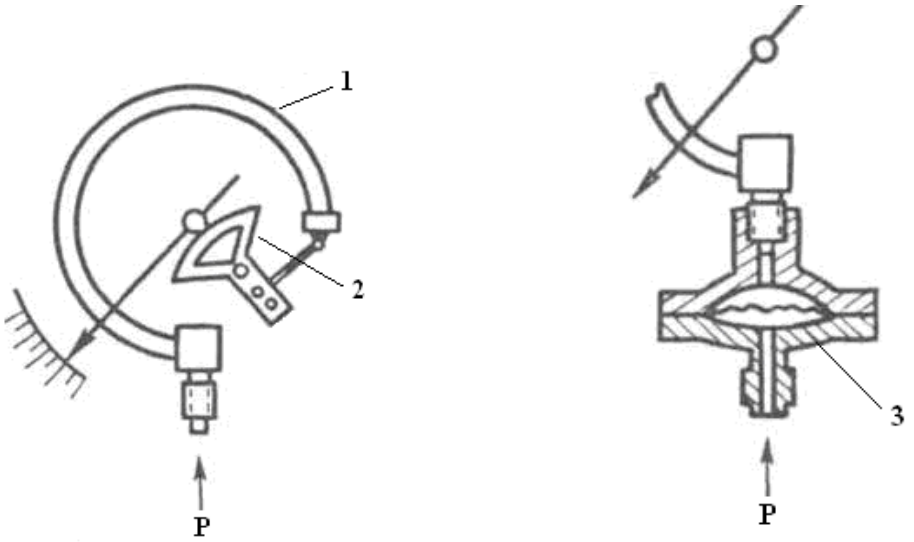
Трубчато-пружинный манометр *– деформационный манометр, в котором чувствительным элементом является трубчатая пружина.*

Сильфонный манометр *– деформационный манометр, в котором чувствительным элементом является сильфон.*

Мембранный манометр *– деформационный манометр, в котором чувствительным элементом является мембрана или мембранная коробка.*

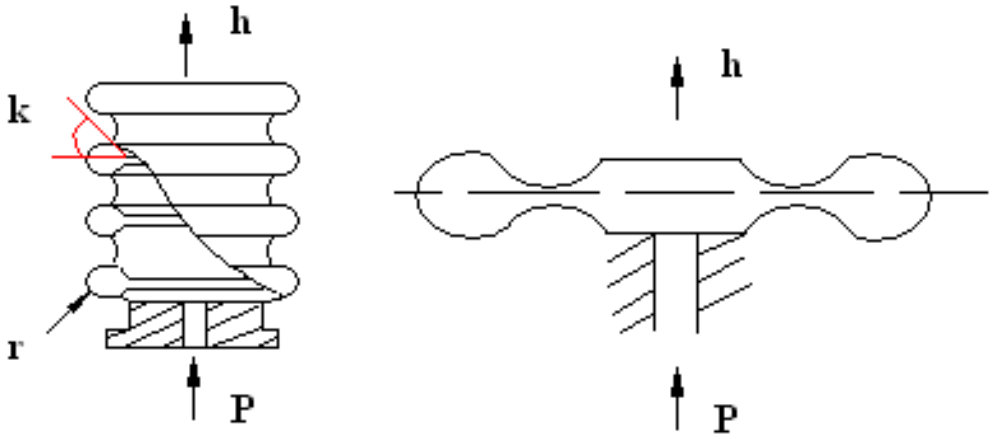
Манометр с вялой мембраной *– деформационный манометр, в котором измеряемое давление воспринимается вялой мембраной и преобразуется в силу, уравновешиваемую дополнительным устройством* [11].

Наиболее распространенными упругими чувствительными элементами являются: трубчатые пружины (рис. 2.17, *а*), сильфоны (рис. 2.18, *а*), мембранные коробки (рис. 2.18, *б*) и мембраны с жестким центром.



а) *б*)

Рис. 2.17. Примеры деформационных манометров: а) показывающий, с трубчатой пружиной; б) мембранный разделитель давлений, с закрытой камерой; 1 – пружина; 2 – передаточный механизм; 3 – камера



а) *б*)

Рис. 2.18. Упругие чувствительные элементы: а) сильфон; б) мембранная коробка

Полые одновитковые пружины (см. рис. 2.17, *а*) имеют эллиптическое или плоскоовальное сечение. Один конец пружины, в который поступает

измеряемое давление, закреплен непосредственно в держателе; второй может перемещаться. Под действием разности измеряемого внутреннего давления и внешнего атмосферного пружина деформируется. Для манометров с давлением до 5 МПа пружины изготавливают из латуни, бронзы, а более высоким давлением – из легированных сталей и сплавов никеля.

Сильфон (рис. 2.18, *а*) представляет собой тонкостенную трубку с поперечными кольцевыми гофрами на боковой стенке. Жесткость сильфона зависит от материала, наружного и внутреннего диаметров, толщины стенки заготовки, радиуса закругления гофр ***r*** и угла их уплотнения ***k***, числа гофр.

Наиболее разнообразными по конструкции являются мембранные чувствительные элементы. Для улучшения статической характеристики используют гофрированные мембраны и мембранные коробки (рис. 2.18, *б*). Профили мембран могут быть трапецеидальными, синусоидальными, пильчатыми. Более широко используют мембранные коробки, которые представляют собой сваренные или спаянные по внешней кромке мембраны. Жесткость коробки вдвое ниже жесткости каждой из мембран. В дифференциальных манометрах используют мембранные блоки, включающие две (или более) коробки.

При эксплуатации приборов давления зона упругих деформаций может уменьшиться из-за повышения температуры окружающей среды, поэтому первичные приборы приходится размещать вдали от горячих объектов. Кроме того, с течением времени из-за циклических нагрузок под действием давления упругие свойства чувствительных элементов утрачиваются и накапливаются пластические деформации. Таким образом, оба эти фактора отрицательно влияют на надежность чувствительных элементов приборов давления, что необходимо учитывать при их эксплуатации.

Манометры с одновитковой трубчатой пружиной. В настоящее время выпускают показывающие и самопишущие манометры с одновитковой (МТ, МП) трубчатой пружиной (рис. 2.19). Они являются приборами, в которых измеряемое давление последовательно преобразуется в перемещение свободного конца пружины и связано с показывающим, регистрирующим, сигнализирующим устройством (в первичных приборах) или преобразуется в унифицированный электрический сигнал (в схемах дистанционной передачи сигналов вторичному прибору).

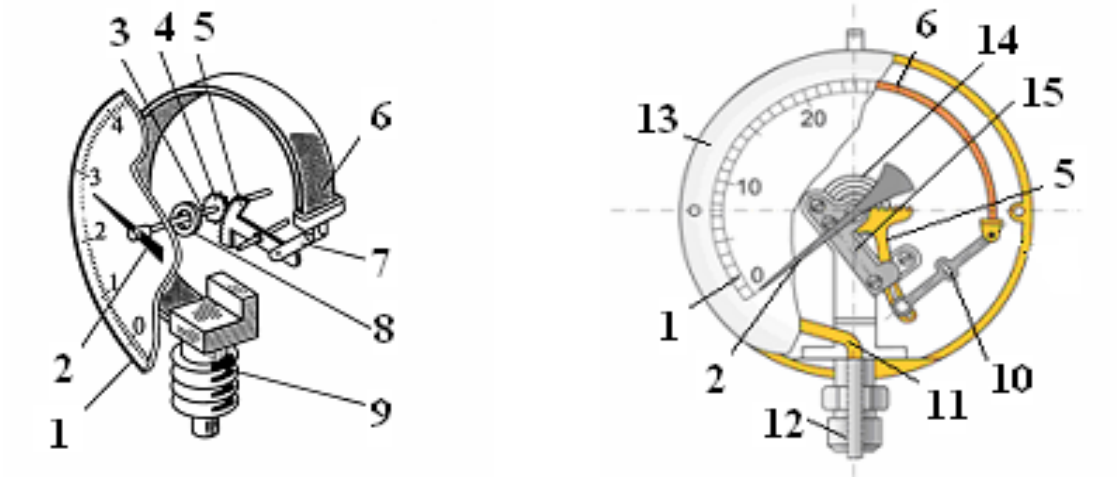


Рис. 2.19. Манометр с одновитковой трубчатой пружиной:
1 – шкала; 2 – стрелка; 3 – ось; 4 – зубчатое колесо; 5 – сектор;
6 – трубка; 7 – тяга; 8 – пружинный волосок; 9 – штуцер; 10 – поводок;
11 – держатель; 12 – штуцер; 13 – корпус; 14 – волосок; 15 – пластина

Основная часть манометра с одновитковой трубчатой пружиной (см. рис. 2.19) – изогнутая пустотелая трубка ***6***, которая нижним неподвижным концом закреплена к штуцеру ***9***, с помощью которого манометр присоединяют к газопроводу. Второй конец трубки запаян и шарнирно связан с тягой ***7***. Давление газа через штуцер ***9*** передается на трубку 6, свободный конец которой через тягу ***7*** вызывает перемещение сектора ***5***, зубчатого колеса ***4*** и оси ***3***. Пружинный волосок ***8*** обеспечивает сцепление зубчатого колеса и сектора и плавность хода стрелки. Перед манометром обязательно устанавливают отключающий кран, позволяющий при необходимости снять и заменить манометр. Манометры в процессе эксплуатации должны проходить государственную поверку в зависимости от условий эксплуатации, но не реже 1 раза в год. Рабочее давление, измеряемое манометром, должно находиться в пределах от 1/3 до 2/3 их шкалы.

Манометры с многовитковой пружиной (рис. 2.20) выполнены в виде сплюснутой окружности диаметром 30 мм с шестью витками. Вследствие большой длины пружины ее свободный конец может перемещаться на 15 мм, в то время как у одновитковых манометров – на 5…7 мм. Угол раскручивания пружины составляет 50…60º. Такое конструктивное исполнение позволяет применять простейшие рычажные передаточные механизмы и осуществлять автоматическую запись показаний с дистанционной передачей. При подключении манометра к измеряемой среде свободный конец пружины ***1*** рычага ***2*** будет поворачивать ось ***3***, при этом перемещение рычагов ***4*** и ***7*** и тяги

5 будет передаваться оси ***6***. На оси ***6*** закреплен мостик ***8***, который соединен со стрелкой ***9***.

Изменение давления и перемещение пружины через рычажный механизм передаются стрелке, на конце которой установлено перо для записи измеряемой величины давления. Диаграмма вращается с помощью часового механизма.

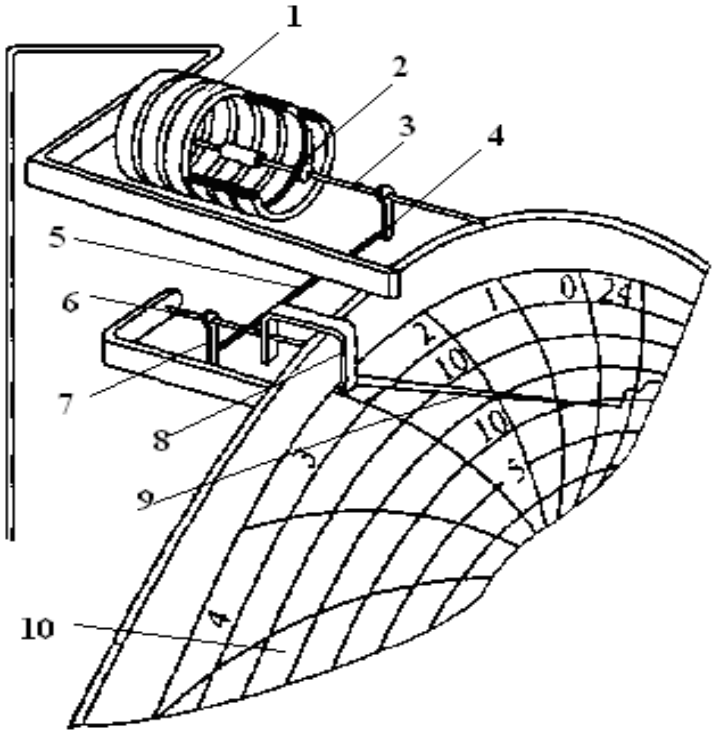


Рис. 2.20. Схема самопишущего манометра с многовитковой пружиной: 1 – многовитковая пружина; 2, 4, 7 – рычаги; 3, 6 – оси; 5 – тяга; 8 – мостик; 9 – стрелка с пером; 10 – картограмма

Сильфонные дифференциальные манометры предназначены для непрерывного измерения расхода среды. Действие прибора (см. рис. 2.21) основано на принципе уравновешивания перепада давления силами упругих деформаций двух сильфонов, торсионной трубки и винтовых цилиндрических пружин. Пружины – сменные, их устанавливают в зависимости от измеряемого перепада давлений. Основные части дифференциального манометра – сильфонный блок и показывающая часть.

Плюсовой сильфон присоединяют к импульсной трубке, отбирающей давление до диафрагмы, к минусовому сильфону подводят давление, отбираемое после диафрагмы.

Сильфонный блок состоит из сообщающихся между собой сильфонов ***2*** и ***6***, внутренние полости которых заполнены жидкостью. Жидкость состоит из 67 % воды и 33 % глицерина. Сильфоны связаны меж-

ду собой штоком ***8***. В сильфон ***2*** шток подводится до диафрагмы, а в сильфон ***6*** после диафрагмы.

Под действием более высокого давления левый сильфон сжимается, вследствие чего жидкость, находящаяся в нем, через дроссель ***5*** перетекает в правый сильфон. Шток ***8***, жестко соединяющий донышки сильфонов, перемещается вправо и через рычаг ***3*** приводит во вращение ось ***4***, связанную со стрелкой и пером регистрирующего и показывающего прибора. Дроссель ***5*** регулирует скорость перетекания жидкости и тем самым снижает влияние пульсации давления на работу прибора.

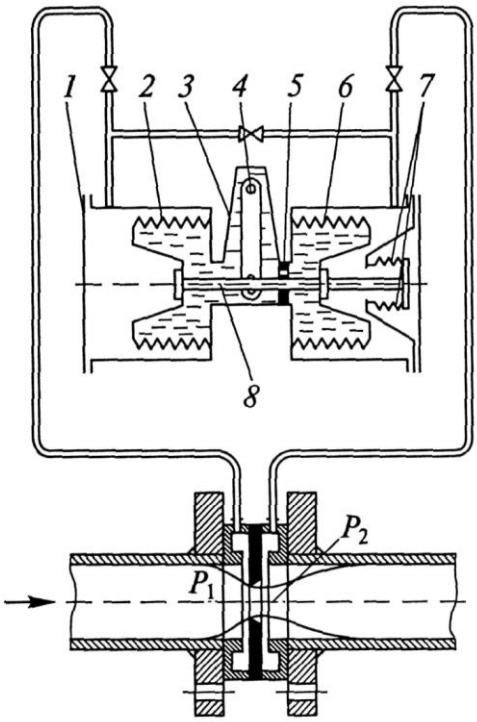


Рис. 2.21. Принципиальная схема сильфонного дифманометра:
1 – сильфонный блок; 2 – плюсовой сильфон; 3 – рычаг; 4 – ось;
5 – дроссель; 6 – минусовый сильфон; 7 – сменные пружины; 8 – шток

Наибольшее применение в производстве данного типа приборов получают сильфонные монометры типа ДСП-160-М1, характеристики которых приведены в табл. 2.3.

Таблица 2.3

Технические характеристики сильфонного дифференциального манометра ДСП-160-М1

Характеристики	Значения

Предельно допускаемые рабочие избыточные давления, кгс/см^2	63; 160; 250; 320
Предельные номинальные перепады давлений, кгс/см^2	0,063; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63; 1; 1,6; 2,5 – на избыточное давление до 63 и 160 кгс/см^2; 0,4; 0,63; 1,6; 2,5; 4; 6,3 – на избыточное давление до 250 и 320 кгс/см^2
Классы точности	1; 1,5
Температура окружающей среды, °С	от –40 до +70
Относительная влажность, %	до 80
Изготавливаются по	ТУ 25-7310.0063–87
Код ОКП	42 1253
Габаритные размеры, мм	195×153×136
Масса, кг (не более)	16

Мембранные манометры. Мембранные упругие чувствительные элементы, чаще в виде мембранных коробок, используются в приборах для измерения напора и разрежения давления. Измеряемое давление подается во внутреннюю полость мембранной коробки, перемещение центра которой преобразуется в пропорциональный угол поворота показывающей стрелки (рис. 2.22).

Мембранные чувствительные элементы применяются в преобразователях давления как с прямым преобразованием измеряемой величины, так и со статическим уравновешиванием. Так, чувствительный элемент в виде мембранной коробки используется в мембранных электрических манометрах с компенсацией магнитных потоков и в манометрах абсолютного давления.

Грузопоршневые манометры. В этих приборах измеряемое давление действует через рабочую жидкость на поршень манометра (рис. 2.22).

Грузопоршневой манометр *– это манометр, принцип действия которого основан на уравновешивании измеряемого давления давлением, создаваемым весом поршня с грузоприемным устройством и грузов с учетом сил жидкостного трения* [8, 11].

Наиболее распространены манометры с неуплотненным поршнем. Пространство под поршнем заполнено специальным маслом, которое

под давлением поступает в зазор и обеспечивает смазку трущихся поверхностей. При измерении давления для уменьшения трения между цилиндром и поршнем, последний приводится во вращение электродвигателем или вручную. Изменяя вес грузов и площадь сечения поршня, можно изменять пределы измерения манометра в широком диапазоне (от 2500 Па до 2500 МПа).

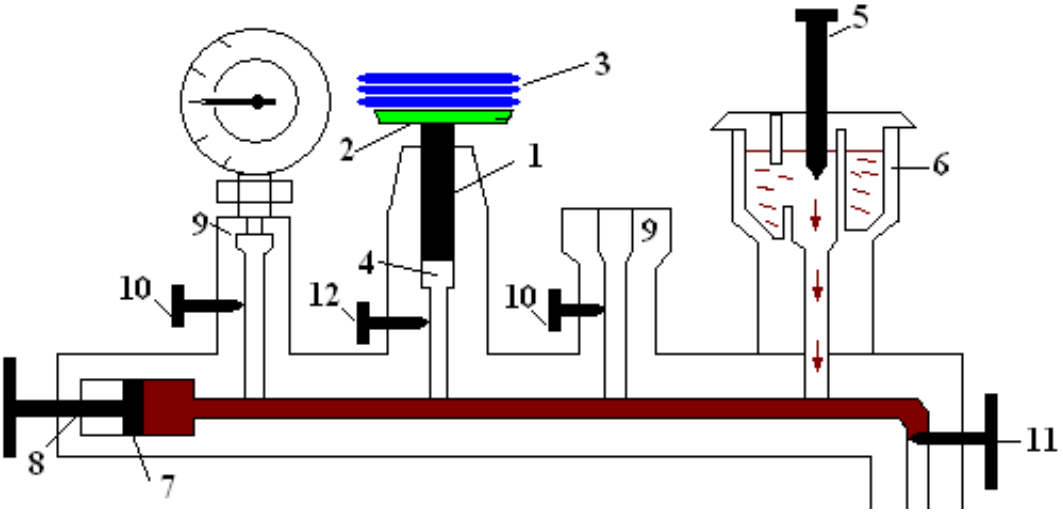


Рис. 2.22. Схема грузопоршневого манометра МП-60

Схема грузопоршневого манометра, имеющего диапазон измерения 6 МПа (МП-60), представлена на рис. 2.22. Поршень ***1*** с тарелкой ***2*** для грузов ***3*** перемещается внутри цилиндра ***4***. Поршневая пара подгоняется таким образом, чтобы зазор между поршнем ***1*** и цилиндром ***4*** не превышал 0,01 мм. При таком зазоре даже при высоких давлениях скорость опускания поршня из-за утечки рабочей жидкости не превышает 1 мм/мин. Для обеспечения равномерного зазора между цилиндром и поршнем, последний в момент измерения вращают по часовой стрелке. В манометрах с диапазоном измерения 0,6 МПа и выше вращение поршня осуществляется вручную. В манометрах с диапазоном измерения 0,06…0,25 МПа вращение поршня производится электрическим двигателем.

Внутренняя полость поршневого манометра тщательно заполняется рабочей жидкостью (керосином, касторовым или трансформаторным маслом). Заливка жидкости производится при открытом вентиле ***5*** через отверстие в дне резервуара ***6;*** поршнем ***7*** винтового пресса ***8*** жидкость засасывается внутрь манометра. С помощью пресса ***8*** в процессе измерения обеспечивается подъем поршня ***1*** с грузами до высоты, заданной указателем. К стоякам ***9*** с запорными вентилями ***10*** подключаются поверяемые манометры. Вентиль ***11*** служит для слива жидкости из поршневого манометра.

Приборы отличаются высокой точностью и стабильностью показаний; погрешность от 0,02 до 0,2 % от верхнего предела измерения. Для определения небольших избыточных давлений, разрежения давления, абсолютного и атмосферного давлений применяют манометры спецконструкций. Грузопоршневые манометры используют, как правило, для поверки манометров других типов и при лабораторных измерениях.

Наиболее часто применяют грузопоршневые манометры, приведенные на рис. 2.23 и 2.24.

Рис. 2.23. Манометр грузопоршневой образцовый МПА-15

Рис. 2.24. Грузопоршневой манометр типа CPb-5000

МПА-15 предназначен для поверки и градуировки манометров абсолютного и избыточного давления, барометров, вакуумметров и других приборов измерения давления. МПА-15 – грузопоршневой манометр, имеет 1-й класс точности. Погрешность измерения составляет 0,01 %. Техническая характеристика МПА-15 представлена в табл. 2.4.

Таблица 2.4

Технические характеристики МПА-15

Характеристика	Значение
Диапазон измерений, Па	$0…4 \times 10^5$
Пределы допускаемой погрешности в диапазонах: $0 …2 \times 10^4$ Па $2 \times 10^4 … 1{,}33 \times 10^5$ Па	 ± 6,65 Па ± 13,3 Па

$1{,}33 \times 10^5 \ldots 4 \times 10^5$ Па	± 0,01 % измеряемой величины
Габаритные размеры, мм	390 × 280 × 630
Масса, кг	30
Питание от сети переменного тока	220 В, 50 Гц

Манометры с дистанционной передачей показаний. К манометрам с дистанционной передачей показаний относятся приборы, в которых используются изменения тех или иных электрических свойств вещества (электрического сопротивления проводников, электрической емкости, возникновение электрических зарядов на поверхности кристаллических минералов и др.) под действием измеряемого давления. К таким приборам относятся манганиновые манометры сопротивления, пьезоэлектрические манометры с применением кристаллов кварца, турмалина или сегнетовой соли, емкостные манометры, ионизационные манометры и др. Как видно из вышесказанного, группа этих приборов разнообразна. Выделим основные виды манометров данной группы. Согласно ГОСТ 8.271–77 «ГСИ. Средства измерений давления. Термины и определения» введем следующие определения.

Электрический манометр *– манометр, принцип действия которого основан на зависимости электрических параметров преобразователя давления от измеряемого давления.*

Пьезоэлектрический манометр *– электрический манометр, принцип действия которого основан на зависимости электрического заряда пьезоэлемента от измеряемого давления.*

Магнитный электроразрядный манометр *– ионизационный манометр, принцип действия которого основан на зависимости тока электрического разряда в магнитном поле от измеряемого давления.*

Манометр сопротивления *– электрический манометр, принцип действия которого основан на зависимости электрического сопротивления чувствительного элемента от измеряемого давления.*

Радиоизотопный манометр *– ионизационный манометр, в котором для ионизации газа применяют излучение радиоизотопных источников.*

Тепловой манометр *– манометр, принцип действия которого основан на зависимости теплопроводности разреженного газа от давления.*

Термопарный манометр *– тепловой манометр, в котором использована зависимость термоЭДС термопары от измеряемого давления.*

Вязкостный манометр *– манометр, принцип действия которого основан на зависимости вязкости разреженного газа, определяемой движением в нем твердого тела, от измеряемого давления*.

Рассмотрим электрические манометры, принцип действия которых основан на зависимости электрического сопротивления веществ от измеряемого давления. Их называют *тензопреобразователями*, которые

изготовляют из полупроводников, константана, платины, сплавов меди и никеля. В приборах давления их используют в качестве чувствительных элементов, механически соединенных с мембраной или пружиной прибора, которая деформируется под действием измеряемого давления (рис. 2.25). Чувствительные элементы могут быть изготовлены с напыленными полупроводниковыми соединениями.

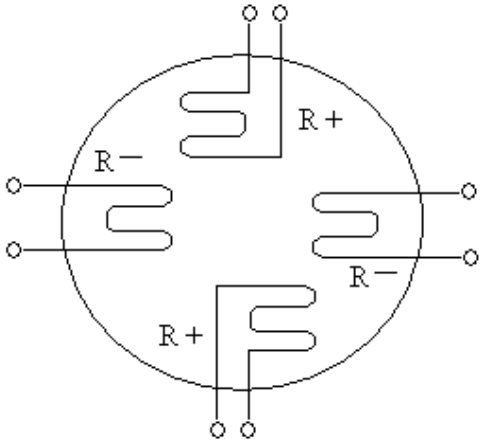


Рис. 2.25. Упрощенная схема размещения полупроводниковых тензорезисторов на поверхности мембраны

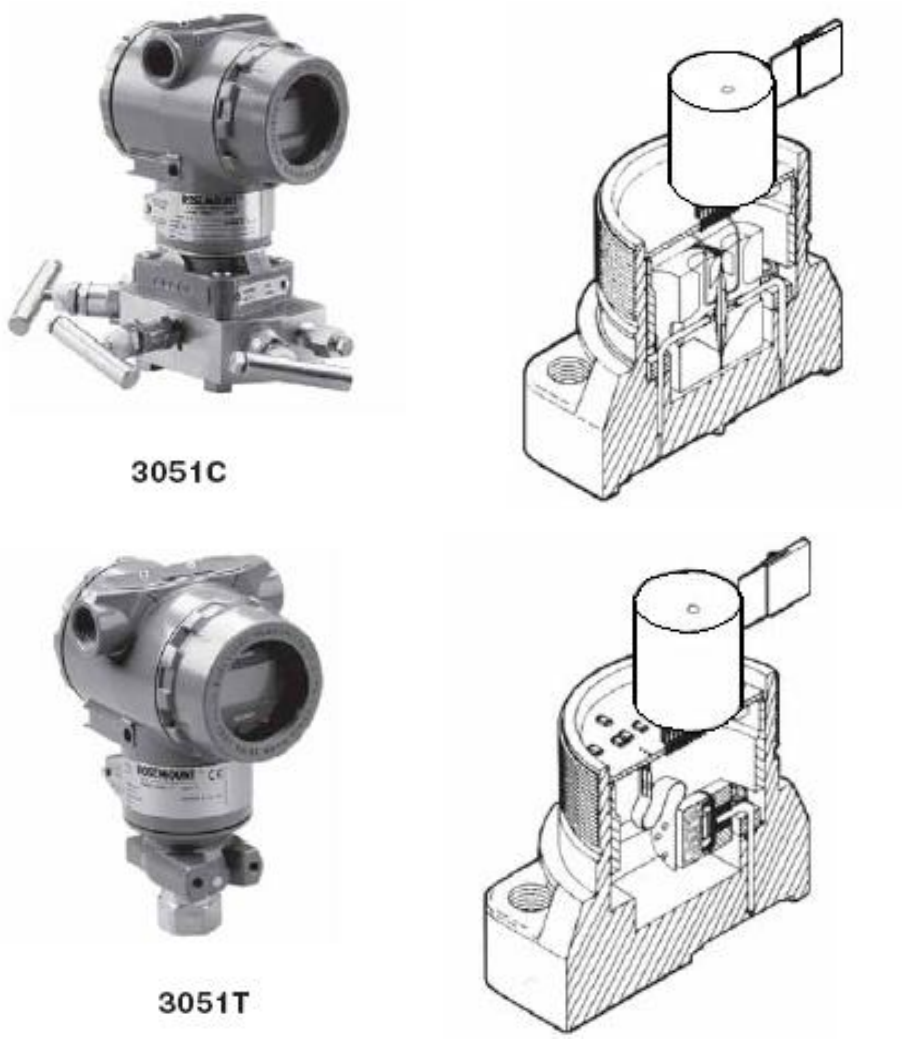
Тензопреобразователи из полупроводников, по сравнению с металлическими, обладают большей чувствительностью, малыми размерами и массой.

Для измерения высоких давлений (до 1000 МПа) применяют тензопреобразователи из манганина. Недостатками является зависимость показаний прибора от температуры измеряемого объекта, поэтому для устранения данного недостатка вводят в измерительную схему приборов устройства с тензопреобразователями и термокомпенсацией.

Принцип действия других электрических приборов для измерения давления основан на использовании пьезоэлектрического эффекта. Эффект связан с появлением электростатических зарядов на гранях кристаллов кварца при их деформации вдоль оси перпендикулярно этим граням. Кристаллы выполняют в виде двух пластин, механически соединенных с мембраной, на которую воздействует измеряемое давление. Пьезокварцевые манометры позволяют измерять давление до 100 МПа и широко применяются при измерении циклически меняющихся давлений большой частоты. Чувствительность таких преобразователей можно повысить, используя большее количество кварцевых пластин, увеличивая активную площадь мембраны или удлиняя пластину.

Недостатком пьезокварцевых манометров является низкая точность измерения статического давления из-за утечки электрического заряда, а достоинством – низкая температурная погрешность.

Рассмотрим в качестве примера электронные манометры компании ПГ «Метран» (г. Челябинск), изготовляемые совместно с «Emerson Process Management». Это датчик давления серии 3051С с сенсорным модулем на базе емкостной ячейки (рис. 2.26, *а*) и датчик давления серии 3051Т с сенсорным модулем на базе пьезорезистивной ячейки (рис. 2.26, *б*).



а)

б)

Рис. 2.26. Электронные манометры давления:
а) *датчик 3051С; б*) *датчик 3051Т*

Датчики предназначены для измерения перепада давлений; избыточного, абсолютного давлений жидкости, пара и газа с верхними пределами измерений для модели 3051С от 0,025 до 27580 кПа и для модели 3051Т от 2,07 до 68950 кПа.

В датчиках серии 3051 используются два вида сенсорных модулей на базе емкостной и пьезорезистивной ячеек (рис. 2.27). Для датчиков перепада давлений и датчиков избыточных давлений используют ем-

костную ячейку, для датчиков абсолютного и избыточного давлений – пьезорезистивную ячейку.

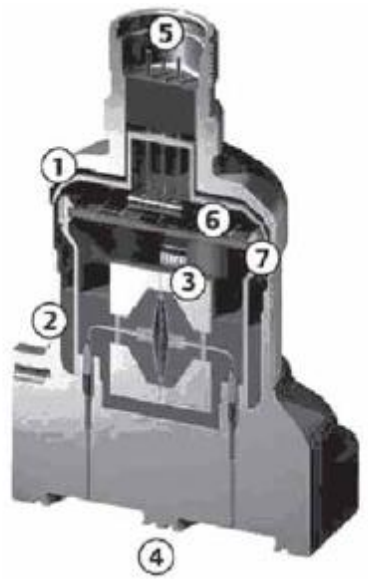


Рис. 2.27. Конструкция сенсорного модуля датчика давления серии 3051С: 1, 2 – цельносварная герметичная конструкция корпуса; 3 – емкостная ячейка; 4 – чувствительные разделительные мембраны (выполняются из различных материалов, в т. ч. и сплавов для работы в агрессивных средах; 5 – штепсельный разъем (выходные сигналы от 4 до 20 мА); 6, 7 – электронная плата

Мембраны, воспринимающие давление измеряемой среды, расположены в одной горизонтальной плоскости, в результате чего ячейка носит название компланарной.

В датчиках на базе емкостного сенсора давление среды через разделительные мембраны (например, в манометрах избыточного давления) и заполняющую жидкость передается на измерительную мембрану, расположенную между пластинами конденсатора (рис. 2.28). Под воздействием измеряемого давления мембрана прогибается, и в результате изменяется электрическая емкость ячеек, образованных сенсорной мембраной и пластинами конденсатора. Генерируемый электрический сигнал преобразуется в цифровой и передается на микроконтроллер.

В датчиках с пьезорезистивным сенсором измеряемое давление через разделительную мембрану и заполняющую жидкость передается на измерительную мембрану, изгиб которой вызывает изменение сопротивления в цепи мостика Уинстона. Сигнал рассогласования преобразуется в цифровой сигнал для обработки микропроцессором.

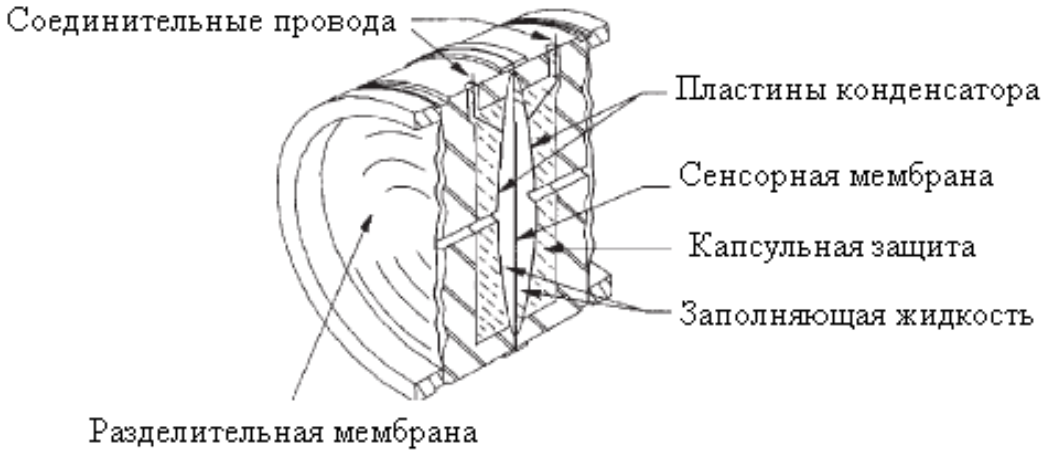


Рис. 2.28. Схема датчика на базе емкостного сенсора

Сенсорный модуль датчиков давления серии 3051 имеет встроенный термометр для коррекции и учета температурных эффектов, воздействующих на выходной сигнал при работе электронного прибора измерения давления в условиях эксплуатации.

2.2.2. Классификация приборов для измерения температуры

Температура является важным параметром, определяющим не только протекание технологического процесса, но и свойства вещества. Для измерения температуры в системе единиц СИ принята температурная шкала с единицей измерения (кельвин (К). Начальной точкой этой шкалы является абсолютный нуль (0 К). Для технологических измерений часто применяют температурную шкалу с единицей измерения градус Цельсия (°С).

Для измерения температуры используют различные первичные преобразователи, отличающиеся способом преобразования температуры в промежуточный сигнал. Эти приборы составляют самую распространенную группу приборов контроля технологических параметров. Методы контроля температуры делятся на механические, тепловые, электрические, излучательные и др.

Все приборы для измерения температуры подразделяются на две группы. Принцип действия приборов первой группы основан на измерении температуры методом прямого контакта с измеряемым веществом. Ко второй группе относятся приборы, измеряющие температуру среды косвенными методами измерения (рис. 2.29).

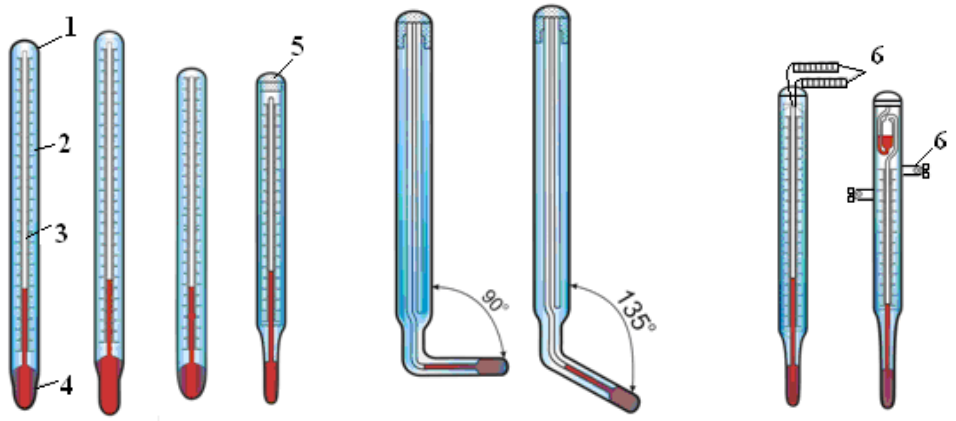
Рассмотрим термометры для измерения температуры контактным методом.

Термометры расширения. В основе принципа действия *термометров расширения* лежит принцип теплового расширения жидкости (*жидкостные*) (рис. 2.30) или твердого тела (*дилатометрические и биметаллические*) (рис. 2.31).

Наиболее широко применяют ***жидкостные*** стеклянные термометры. Такие термометры заполняются жидкостью (ртуть, толуол, этиловый спирт и др.), которая с увеличением температуры расширяется и поднимается вверх по капилляру. Таким образом, температура, измеряемая жидкостным термометром, преобразуется в линейное перемещение жидкости. Шкала наносится прямо на поверхность капилляра или прикрепляется к нему снаружи.

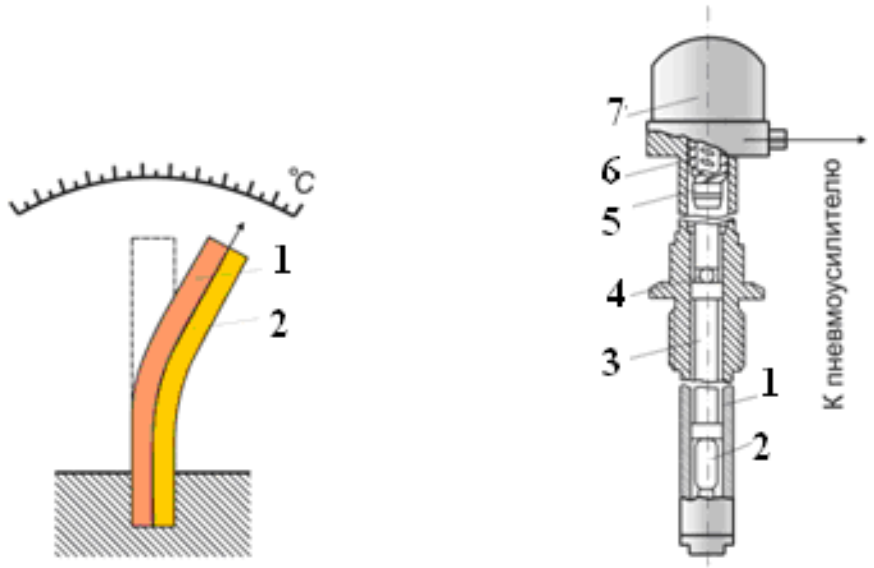
Чувствительность термометра зависит от разности коэффициентов объемного расширения термометрической жидкости и стекла, от объема измерительной емкости и диаметра капилляра. Чувствительность термометра обычно лежит в пределах 0,4…5 мм/°С (для некоторых специальных термометров 100…200 мм/°С).

Рис. 2.29. Классификация приборов для измерения температуры



а) *б*) *в*)

Рис. 2.30. Жидкостные стеклянные термометры расширения:
а) *прямого типа; б*) *углового типа; в*) *контактные. 1 – корпус; 2 – шкала; 3 – капилляр; 4 – расширитель; 5 – заглушка; 6 – контакты*



а) *б*)

Рис. 2.31. Металлические термометры расширения: а) *биметаллический термометр* (*1 – латунь; 2 – инвар*)*; б*) *дилатометрический термометр* (*1 – корпус; 2 – стержень; 3 – трубка; 4 – шарик; 5 – толкатель; 6 – пружина; 7 – преобразователь*)

Принцип действия *дилатометрических* и *биметаллических* термометров основан на изменении линейных размеров твердых тел с изменением температуры. Конструктивное исполнение *дилатометрических* термометров основано на преобразовании измеряемой температуры в разность абсолютных значений удлинений двух стержней, изготовленных из материалов с существенно различными термическими коэффициентами линейного расширения $\boldsymbol{\beta}$:

$$\beta_{t_1,t_2} = \frac{l_{t_1} - l_{t_2}}{l_0\left(t_2 - t_1\right)}, \ \frac{1}{\text{ãðàä}}, \qquad (2.45)$$

где l_0, l_{t_1}, l_{t_2} *– линейные размеры тела при 0 °С, температурах* $\boldsymbol{t_1}$ *и* $\boldsymbol{t_2}$, *соответственно.*

В силу того что величина изменения коэффициента линейного расширения Δβ мала, дилатометрические термометры применяются в качестве различного рода тепловых реле в устройствах сигнализации и регулирования температуры.

Биметаллические термометры основаны на деформации биметаллической ленты при изменении температуры. Обычно применяются биметаллические ленты, согнутые в виде плоской или винтовой спирали. Один конец спирали укреплен неподвижно, второй – на оси стрелки. Угол поворота стрелки равен углу закручивания спирали, который пропорционален изменению температуры. Биметаллические термометры обеспечивают изменение температуры с относительными погрешностями от 1 до 1,5 %.

Установку термометров на технологических трубопроводах осуществляют двумя способами: с непосредственным соприкосновением чувствительного элемента с измеряемой средой или изолированно от измеряемой среды в защитной оправе. Первый способ создает благоприятные условия для теплопередачи, но не защищает термометр от механических повреждений и требует уплотнения мест ввода термометров в измеряемую среду. Второй способ увеличивает инерционность термометра, но обеспечивает сохранность от повреждений. На практике, как правило, применяют второй способ.

Для снижения теплового сопротивления, которое возникает при использовании защитных оправ, кольцевой зазор между термометром и внутренней стенкой оправы заполняют теплопроводящим материалом – машинным маслом (для термометров со шкалой +200 °С), медными или стальными опилками (для термометров со шкалой до +500 ºС). Для уменьшения теплоотдачи во внешнюю среду целесообразно часть оправы, выступавшую за пределы измеряемой среды, выполнять по возможности короткой и теплоизолированной.

Промышленность выпускает оправы защитные для технологических стеклянных термометров двух типов:

- *оправы с защитной трубкой с перфорацией для неагрессивных сред при условном давлении измеряемой среды, близком к атмосферному;*
- *оправы с закрытой защитной трубкой для изоляции измерительной емкости и погружаемой части термометра от соприкосновения с измеряемой средой при условном давлении среды до 6,4…32,0 МПа.*

Манометрические термометры. Это приборы для измерения температуры, действие которых основано на одном из трёх принципов: тепловом расширении жидкости, температурной зависимости давления газа и температурной зависимости давления насыщенных паров жидкости.

В основе их принципа действия использована зависимость между температурой и давлением газа или паров жидкости, а также между температурой и объемом жидкости в замкнутой термосистеме. Манометрические термометры подразделяют на три основных разновидности:

- *жидкостные, в которых вся измерительная система* (*термобаллон, манометр и соединительный капилляр*) *заполнена жидкостью;*
- *конденсационные, в которых термобаллон заполнен частично жидкостью с низкой температурой кипения и частично ее насыщенными парами, а соединительный капилляр и манометр – насыщенными парами жидкости или, чаще, специальной передаточной жидкостью;*
- *газовые, в которых вся измерительная система заполнена инертным газом.*

Манометрические термометры обычно включают в себя термобаллон, капиллярную трубку и трубчатую пружину с поводком, зубчатым сектором и стрелкой. Вся система заполняется рабочим веществом. При нагревании термобаллона (рис. 2.32), установленного в зоне измеряемой температуры, давление рабочего вещества внутри замкнутой системы увеличивается. Увеличение давления воспринимается манометрической пружиной, которая воздействует через передаточный механизм на стрелку или перо прибора.

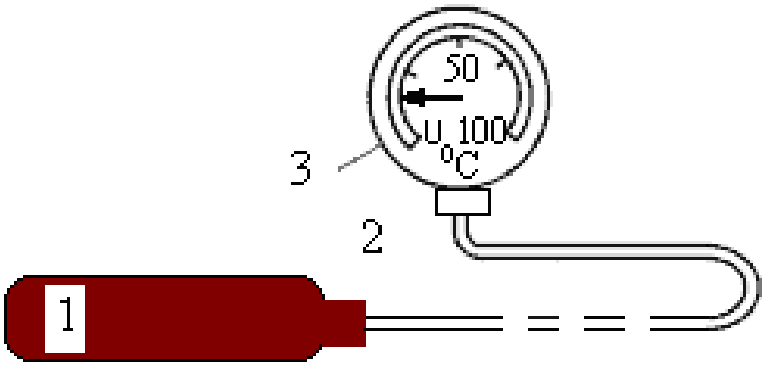


Рис. 2.32. Манометрический термометр:
1 – термобаллон; 2 – капилляр; 3 – манометр

Газовые манометрические термометры основаны на зависимости температуры и давления газа, заключенного в герметически замкнутой

термосистеме. В качестве манометрической жидкости в *жидкостных манометрических термометрах* применяется метиловый спирт, ксилол, толуол, ртуть и т. д.

Конденсационные манометрические термометры реализуют зависимость упругости насыщенных паров низкокипящей жидкости от температуры. Поскольку эти зависимости для используемых жидкостей (хлористый метил, этиловый эфир, хлористый этил, ацетон и др.) нелинейные, следовательно и шкалы термометров неравномерны. Однако, эти приборы обладают более высокой чувствительностью, чем газовые и жидкостные.

Возможные конструктивные исполнения манометрических термометров представлены на приведенных ниже рисунках (рис. 2.33, 2.34, 2.35 и 2.36).

Достоинствами всех манометрических термометров являются: сравнительная простота конструкции и применения (шкала прибора практически равномерна), возможность дистанционного измерения температуры, возможность автоматической записи показаний и отсутствие электрических частей, что снижает фактор опасности при работе с ними.

Недостатком манометрических термометров является сравнительно большая инерционность и большие размеры термобаллона и относительно невысокая точность измерения (класс точности 1,5; 2,5; 4,0 и реже 1,0).

При установке манометрического термометра на технологических трубопроводах термобаллон термометра должен быть полностью погружен в измеряемую среду. Положение термобаллона в измеряемой среде может быть любым (горизонтальное, вертикальное, наклонное) в зависимости от местных условий. Как и термометры расширения, термобаллон манометрического термометра в зависимости от давления измеряемой среды, а также ее химических свойств может быть смонтирован в защитной оправе. Для увеличения теплопроводности пространство между внутренней стенкой оправы и термобаллоном заполняют металлическими опилками или жидкостью с температурой кипения выше, чем верхний предел измерения термометра. Капилляр, соединяющий термобаллон манометрического термометра с вторичным прибором, должен прокладываться в местах с постоянной температурой. От горячих или холодных поверхностей капилляр должен быть изолирован воздушным зазором или теплоизоляционным материалом. При прокладке капилляра манометрического термометра нельзя допускать резких перегибов, так как это может привести к закупорке внутреннего отверстия- капилляра, имеющего диаметр 0,2 или 0,36 мм. Радиус изгиба капилляра при поворотах должен быть не менее 60 мм. По всей длине капилляр необходимо защищать от механических повреждений перфорированным уголком или металлорукавом.

Термометры сопротивления. *Термометры сопротивления* (*термопреобразователи сопротивления*) *и преобразователи термоэлектрические* (*термопары*) являются преобразователями температуры**.** *В работу термометров сопротивления* положено свойство проводников и полупроводников изменять свое электрическое сопротивление при изменении температуры. Термометры сопротивления могут *быть металлическими и полупроводниковыми*.

а) *б*)

Рис. 2.33. Манометрические термометры: а) ТМ-2030Сг-1 с газовым заполнителем; б) манометрический конденсационный (показывающий, сигнализирующий) термометр ТКП-160Сг-М2

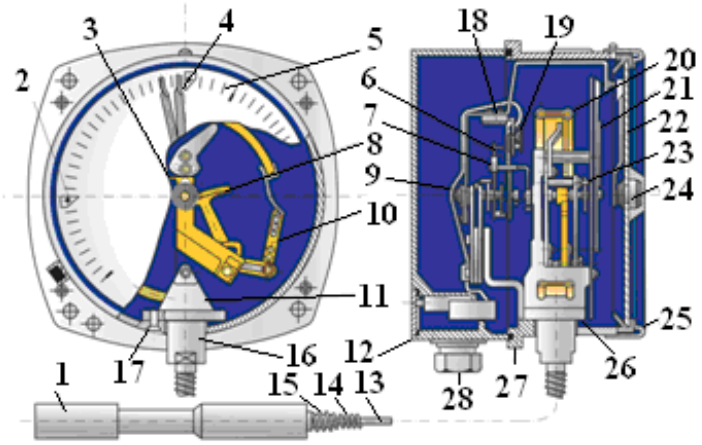


Рис. 2.34. Манометрическая термосистема: 1 – термобаллон; 2, 4 – указатели пределов сигнализации; 3 – волосок; 5 – шкала; 6, 7 – ведомые поводки; 8 – сектор; 9 – ведущий поводок; 10 – тяга; 11 – механизм; 12 – кожух; 13 – капилляр; 14, 15 – защитные оболочки; 16 – держатель; 17 – винт крепления держателя; 18, 19 – неподвижные предельные контакты; 20 – манометрическая пружина; 21 – стрелка; 22 – флажок; 23 – трибка; 24 – задатчик; 25 – обечайка; 26 – корпус; 27 – электроконтакт; 28 – сальник

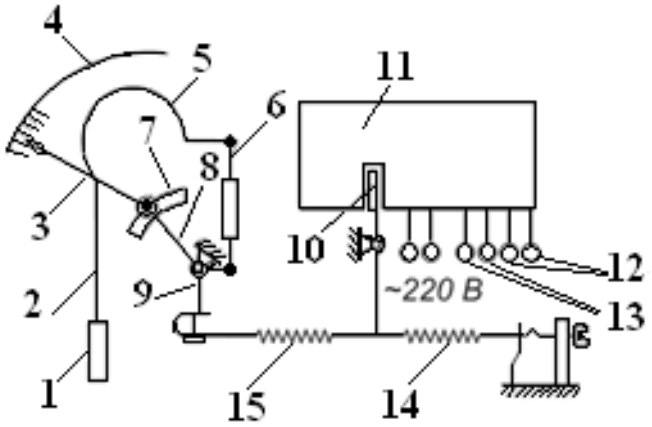


Рис. 2.35. Схема манометрического термометра с электрическим выходным сигналом: 1 – термобаллон; 2 – капилляр; 3 – стрелка; 4 – шкала; 5 – манометрическая пружина; 6 – тяга; 7 – трибка; 8 – сектор; 9 – рычаг; 10 – флажок; 11 – механоэлектрический преобразователь; 12 – контроль от 0 до 100 мВт; 13 – выход от 0 до 5 мА; 14 – пружина корректора нуля; 15 – пружина

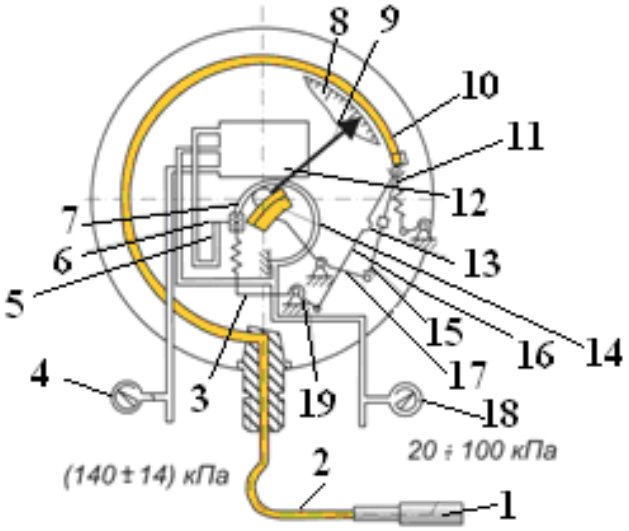


Рис. 2.36. Схема манометрического термометра с пневматическим выходным сигналом: 1 – термобаллон; 2 – капилляр; 3 – рычажный механизм; 4, 18 – манометры; 5 – сопло; 6 – заслонка; 7 – пружина обратной связи; 8 – циферблат; 9 – стрелка; 10 – манометрическая пружина; 11 – пружина; 12 – пневматическое реле; 13 – термобиметалл; 14 – трибосекторный механизм; 15, 16 – тяги; 17, 19 – поводки

У *металлических термометров* сопротивление с возрастанием температуры увеличивается практически линейно, у полупроводниковых, наоборот, уменьшается. Примеры термометров сопротивления представлены на рис. 2.37, 2.38, 2.39, 2.40.

Полупроводниковые термометры сопротивления для измерений в промышленности применяют редко, хотя их чувствительность гораздо выше, чем проволочных термометров сопротивления. Это объясняется тем, что градуировочные характеристики таких термометров значительно отличаются друг от друга, что затрудняет их взаимозаменяемость.

Рис. 2.37. Общий вид термометров сопротивления

Рис. 2.38. Термометр сопротивления универсальный электрический 2ТУЭ 111

Рис. 2.39. Термометр сопротивления портативный

Термометры сопротивления из чистых металлов, получившие наибольшее распространение, изготовляют обычно в виде обмотки из тонкой (диаметром около 0,05 мм) проволоки, намотанной на специальный каркас из изоляционного материала. Обмотку принято называть *чувствительным элементом* термометра сопротивления. В целях предохранения от возможных механических повреждений и воздействия среды, температура которой измеряется термометром, чувствительный элемент заключают в специальную защитную гильзу или защитный чехол (рис. 2.41, 2.42).

При измерении температуры термометр сопротивления погружают в среду, температуру которой необходимо определить. Зная зависимость сопротивления термометра от температуры, можно по изменению сопротивления термометра определить температуру среды, в которой он находится.

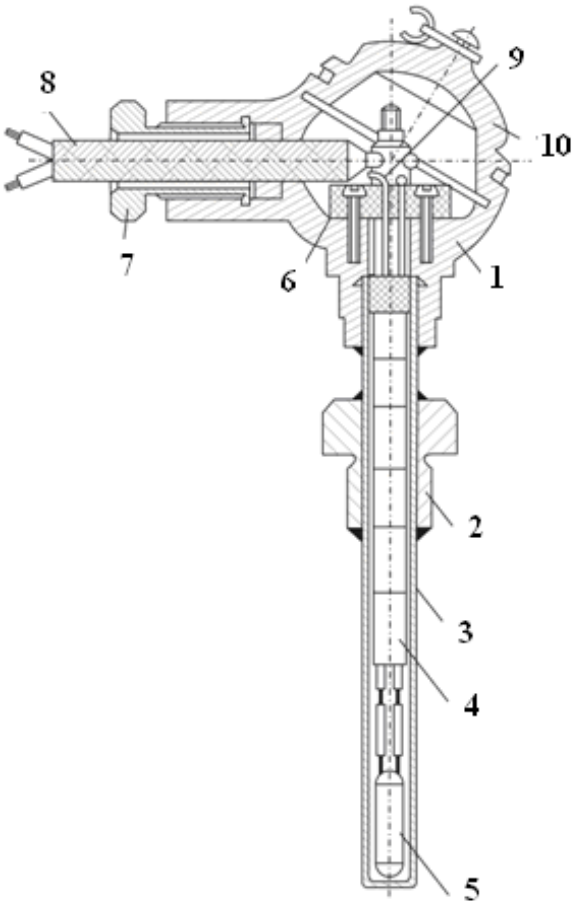


Рис. 2.40. Конструкция термометра сопротивления: 1 – корпус головки; 2 – штуцер; 3 – защитный кожух; 4 – фарфоровые бусы; 5 – чувствительный элемент; 6 – клеммная колодка; 7 – сальниковый ввод; 8 – монтажный кабель; 9 – провода; 10 – крышка

Чувствительный элемент *– элемент термопреобразователя, воспринимающий и преобразующий тепловую энергию в другой вид энергии для получения информации о температуре* [12].

Чувствительный элемент изготовляют различной формы. Наиболее распространены формы в виде небольшого цилиндра, стержня, шайбы и бусинки. Для изготовления чувствительных элементов металлических термометров сопротивления применяются чистые металлы, к которым предъявляются следующие требования:

- *металл не должен окисляться или вступать в химические реакции с измеряемой средой;*
- *температурный коэффициент электрического сопротивления металла* α *должен быть достаточно большим и неизменным;*
- *удельное электрическое сопротивление металла должно быть достаточно большим.*

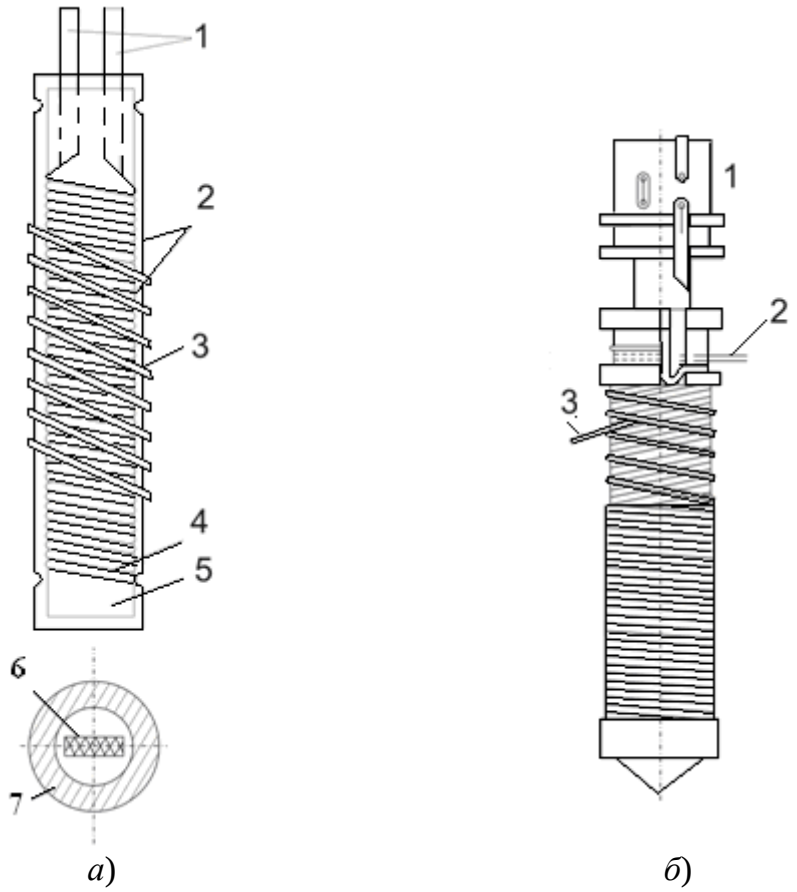


Рис. 2.41. Чувствительные элементы термометров сопротивления: а) платинового (1 – выводы; 2 – защитные пластины; 3 – лента; 4 – платиновая проволока; 5 – платина с нарезкой; 6 – чувствительный элемент; 7 – защитная оболочка); б) медного (1 – каркас; 2 – начало обмотки; 3 – конец обмотки)

Рис. 2.42. Защитные гильзы

Наиболее полно указанным требованиям отвечают: платина, медь, никель, железо и др. Например, различают термометры сопротивления платиновые (ТСП), медные (ТСМ) и термометры сопротивления никелевые (ТСН).

Термометры сопротивления изготавливают в соответствии с номинальной статической характеристикой преобразования (НСХ) и допускаемым отклонением сопротивления при 0 ºС ($\boldsymbol{R_0}$) от номинального значения согласно ***ГОСТ 6651–94***.

В зависимости от номинального значения $\boldsymbol{R_0}$ и номинального значения отношения сопротивлений $\boldsymbol{W_{100}}$ (определяемое как отношение сопротивления термометра при 100 ºС к сопротивлению термометра при 0 ºС), условное обозначение номинальной статической характеристики преобразования должно соответствовать указанному в табл. 2.5.

Таблица 2.5

Характеристика термометров сопротивления по номинальному значению сопротивления и номинальной статической характеристике преобразования

Тип ТС	Номинальное значение сопротивления при 0°С, R_0, Ом	Условное обозначение номинальной статической характеристики преобразования		
		СНГ	международное	
Платиновый (ТСП)	1	1П	W_{100} = 1,3850	W_{100} = 1,39100
			Pt 1	Pt′ 1
	10	10П	Pt 10	Pt′ 10
	50	50П	Pt 50	Pt′ 50
	100	100П	Pt 100	Pt′ 100
	500	500П	Pt 500	Pt′ 500
Медный (ТСМ)	10	10М	W_{100} = 1,4260	W_{100} = 1,4280
			Cu 10	Cu′ 10
	50	50М	Cu 50	Cu′ 50
	100	100М	Cu 100	Cu′ 100
Никелевые (ТСН)	100	100Н	Ni 100	

В зависимости от значения предела допускаемого отклонения от НСХ термометры сопротивления делятся на три класса (табл. 2.6).

К числу достоинств металлических термометров сопротивления следует отнести:

- *высокую степень точности измерения температуры;*

- *возможность выпуска измерительных приборов к ним со стандартной градуировкой шкалы практически на любой температурный интервал;*
- *возможность централизации контроля температуры путем присоединения нескольких взаимозаменяемых термометров сопротивления через переключатель к одному измерительному прибору;*
- *возможность использования их с информационно-вычислительными машинами.*

Таблица 2.6

Классы допуска термометров сопротивления

Тип термометра сопротивления	Допускаемое отклонение сопротивления от номинального значения при 0 °С, %, для класса допуска		
	A	B	C
Платиновый (ТСП)	0,05	0,1	0,2
Медный (ТСМ)	0,05	0,1	0,2
Никелевый (ТСН)	–	–	0,24

Основные характеристики термометров сопротивления представлены в табл. 2.7.

К недостаткам термометров сопротивления относятся: потребность в постоянном источнике тока и большая инерционность (до 10 мин).

При измерении температуры в промышленных условиях электрические термометры сопротивления применяют в комплекте с логометрами, автоматическими уравновешенными мостами и автоматическими компенсационными приборами (см. далее по тексту). При этом необходимо иметь в виду, что эти приборы снабжают шкалой, отградуированной в градусах Цельсия, которая действительна только для определенной градуировки термометра сопротивления и заданного значения сопротивления проводов, соединяющих термометр с измерительным прибором.

Исполнение термометров сопротивления должно соответствовать параметрам и свойствам измеряемой и окружающей среды. Рабочий конец погружаемой части термометра должен размещаться для платиновых преобразователей на 50 …70 мм ниже оси измеряемого потока, для медных – на 25…30 мм.

При горизонтальном и наклонном монтаже штуцер для ввода проводов в головку термометра сопротивления, как правило, должен быть направлен вниз. Рабочая часть поверхностных термометров сопротивления должна плотно прилегать к измеряемой поверхности на всей площади. Перед установкой поверхностных термометров сопротивле-

ния на металлической поверхности место соприкосновения должно быть зачищено до металлического блеска.

Таблица 2.7

Основные характеристики термометров сопротивления

Тип	Наименование характеристик, размерность	Значение характеристик
ТСП	Диапазон измеряемых температур, °С	от –260 до +850 (1100 – для единичного производства)
	Класс допуска	А, В, С
	Предел допускаемого отклонения сопротивления от НСХ для классов допуска, °С	
	А	± (0,15 + 0,002|$\underset{\sim}{t}$|) от –220 до +850 °С
	В	± (0,3 + 0,005|$\underset{\sim}{t}$|) от –220 до +1100 °С
	С	± (0,6 + 0,008|$\underset{\sim}{t}$|) от – 100 до +300 °С от 850 до 1100 °С
ТСМ	Диапазон измеряемых температур, °С	от –200 до +200
	Класс допуска	А, В, С
	Предел допускаемого отклонения сопротивления от НСХ для классов допуска, °С	
	А	± (0,15 + 0,002|$\underset{\sim}{t}$|) от –50 до + 20 °С
	В	± (0,25 + 0,0035|$\underset{\sim}{t}$|) от –200 до +200 °С
	С	± (0,5 + 0,0065|$\underset{\sim}{t}$|) от –200 до +200 °С
ТСН	Диапазон измеряемых температур, °С	от –60 до +180
	Класс допуска	С
	Предел допускаемого отклонения сопротивления от НСХ для классов допуска, °С	
	С	± (0,3 + 0,0165|$\underset{\sim}{t}$|) от –60 до 0 °С ± (0,3 + 0,008|$\underset{\sim}{t}$|) от 0 до +180 °С

Примечание: $\underset{\sim}{t}$ – значение измеряемой температуры, °С.

Ниже приведены характеристики и конструкция термометра сопротивления Т-1002 в гильзу (для температур от –200 до 550 °С), предназначенного для дистанционного измерения температуры проточной жидкой и газообразной массы в трубопроводах, резервуарах и т. п. (рис. 2.43, 2.44).

Теплочувствительным элементом датчика является одно или два измерительных сопротивления, уложенных в ножке измерительного вкладыша, которые внутренней проводкой присоединены к клеммнику головки. Для получения сигнала используется изменение величины сопротивления в зависимости от изменения температуры. У датчиков с преобразователем сигнал сопротивления дальше переводится в унифицированный линейный токовый сигнал от 4 до 20 мА. Датчики монтируются при помощи крепежного резьбового соединения в гильзу, которая может быть составной частью поставки.

Характеристика

- *Диапазон измерения от минус 200 до 550 °С.*
- *Материал ножки и наконечника – нержавеющая сталь ГОСТ 12Ch18N10T,*
- *Программированный преобразователь в головку датчика с выходным сигналом от 4 до 20 мА.*
- *Индикация повреждения вставки датчика.*
- *Выходная линейная характеристика с температурой или сопротивлением.*
- *Легко настраиваемый в процессе эксплуатации, без демонтажа датчика, диапазон.*
- *Комплектация гильзами.*

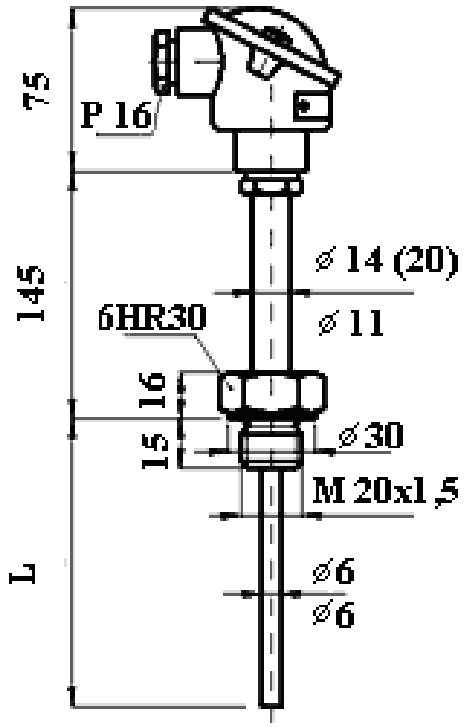


Рис. 2.43. Термометр сопротивления Т-1002 в гильзу

Рис. 2.44. Общий вид термометров сопротивления (*серия ТСМ* (*медные*), *изготовитель ПГ* «*Метран*», *г. Челябинск*)

Преобразователи термоэлектрические (*термопары*) предназначены для дистанционного измерения температуры различных сред, в том числе агрессивных и взрывоопасных жидкостей, используются в энергетике, металлургии, химической, нефтяной, газовой и других отраслях промышленности. Термопары применяются при температурах от –100 °С до +1500 °С (в зависимости от типа прибора, типа термопары и материалов, контактирующих с измеряемой средой), рис. 2.45.

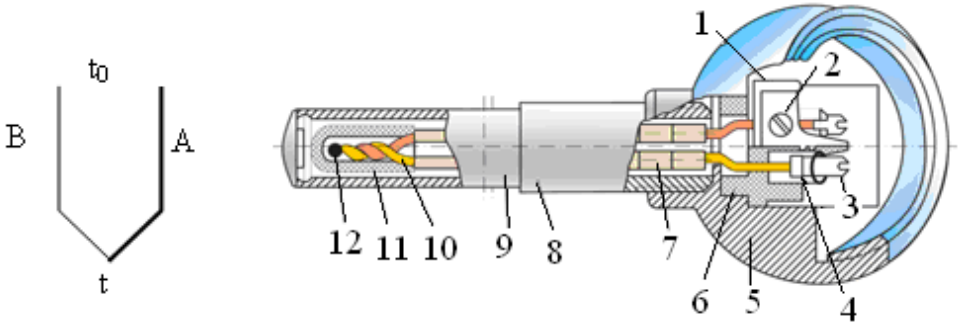


Рис. 2.45. Конструкция термопары типа ТХА: 1 – прижимная скоба; 2 – винт закрепления электрода; 3 – винт зажима компенсационного провода; 4 – клеммы; 5 – головка термопары; 6 – панель зажимов; 7 – фарфоровые изоляторы; 8 – защитный чехол; 9 – жароупорный наконечник; 10 – термоэлектроды; 11 – фарфоровый наконечник; 12 – рабочий конец (*горячий спай*)

Термопара представляет собой температурный датчик, с выхода которого непосредственно снимается токовый сигнал, пропорциональный температуре. При этом не требуется дополнительный источник питания, так как выходное напряжение возникает вследствие термоэлектрических свойств металлов.

Принцип действия термопар основан на свойстве двух разнородных проводников создавать термоэлектродвижущую силу (термоЭДС) при нагревании места их соединения – спая. Проводники в этом случае называются термоэлектродами, а все устройство – термопарой.

Принцип действия этого типа термометров основан на зависимости термоЭДС (ТЭДС) цепи от изменения температуры. В термоэлектрической цепи, состоящей из двух проводников А и В, возникают 4 различные ТЭДС: 2 ТЭДС в местах спаев проводников А и В, ТЭДС на конце проводника А и ТЭДС на конце проводника В. Суммарная ТЭДС, возникающая при нагреве спаев проводников до температур $\boldsymbol{t}$ и $\boldsymbol{t_0}$:

$$E_{AB}(t,t_0) = e_{AB_{(t)}} + e_{BA_{(T_0)}}, \qquad (2.46)$$

где $\boldsymbol{e_{BA}}$ *и* $\boldsymbol{e_{AB}}$ *– ТЭДС, обусловленная контактной разностью потенциалов и разностью температур концов А и В; ТЭДС* $\boldsymbol{E_{AB}}$ (t, t_0) *является функцией от температуры горячего спая t, при условии постоянства температуры холодного спая* t_0.

Величина ТЭДС термопары зависит от материала термоэлектродов и разности температур горячего спая и холодных спаев. Поэтому при измерении температуры горячего спая температуру холодных спаев стабилизируют или вводят поправку на ее изменение.

Термопары градуируются при определенной постоянной температуре t_0 (обычно t_0 = 0 °С или 20 °С). При измерениях температура t_0 может отличаться от градуировочного значения. В этом случае вводится соответствующая поправка в результат измерения:

$$E_{AB}(t,t_0) = E_{AB}\left(t,t_0^{'}\right) + E_{AB}\left(t_0^{'},t_0\right). \qquad (2.47)$$

Поправка $E_{AB}(t_0^{'},t_0)$ вводится автоматически при помощи так называемой коробки холодного спая и равна ТЭДС, которую развивает данная термопара при температуре горячего спая $t_0^{'}$ и градуировочном значении температуры холодных спаев. Поправка берется положительной, если $t_0^{'} > t_0$, и отрицательной, если $t_0^{'} < t_0$. Величина поправки может быть взята из градуировочной таблицы.

Конструктивное исполнение термопар (см. рис. 2.45) разнообразно и зависит главным образом от условий их применения. При необходимости измерения небольшой разницы температур или получения большой ТЭДС применяются дифференциальные термопары и термобатареи, представляющие собой несколько последовательно соединенных термопар.

Компенсация изменения температуры холодных спаев термопар. Правильное измерение температуры возможно лишь при постоянстве

температур свободных спаев t_0. Оно обеспечивается с помощью соединительных проводов и специальных термостатирующих устройств. Соединительные провода в данном случае предназначены для переноса свободных концов термопары в зону с известной постоянной температурой, а также для подсоединения свободного конца термопары к зажимам измерительных приборов. *Соединительные провода должны быть термоэлектрически подобны термоэлектродам термопары.*

Как правило, соединительные провода для термопар, изготовленных из неблагородных металлов, выполняются из тех же самых материалов, что и термоэлектроды. Исключение составляет хромель-алюмелевая термопара, для которой с целью уменьшения сопротивления линии в качестве соединительных проводов применяется медь в паре с константаном (табл. 2.8).

Рис. 2.46. Общий вид термоэлектрических преобразователей (серия ТХА, изготовитель ПГ «Метран», г. Челябинск)

Широкое распространение получили преобразователи термоэлектрические (рис. 2.46, 2.47, табл. 2.9) серии ТХА «Метран-231» и серии «ТХК Метран-232», которые предназначены:

- *для измерения температуры жидких и газообразных химически неагрессивных сред, а также агрессивных, не разрушающих материал оболочки кабеля при давлении до 0,1 МПа (рис. 2.47, а);*
- *для измерения температуры продуктов сгорания жидкого или газообразного топлива в пульсирующем потоке, движущемся со скоростью до 170 м/с при давлении до 3 МПа (рис. 2.47, б);*

Таблица 2.8

Термоэлектрические преобразователи стандартных градуировок

Термопара	Градуировка	ТЭДС, мВ ($t_0 = 0$ °С ; $t_1 = 100$ °С)	Химический состав термоэлектродов		Диапазон измеряемых температур при длительном измерении, °С	Предельная температура при кратковременном применении, °С	Допустимые отклонения (погрешность невоспроизводимости), °С
			положительный	отрицательный			
Хромель – копель (ТХК)	ХКб8	6,90 ± 0,30	Хромель (89 % Ni, 9,8 % Cr, 1 % Fe, 0,2 % Mn)	Копель (55 % Cu, 45 % Ni)	–50…600	800	± (2,2 – 5,8)
Хромель – алюмель (ТХА)	$ХА_{68}$	4,10 ± 0,15	То же	Алюмель (94 % Ni, 2 % Al, 2,5 % Mn, 1 % Si, 0,5 % Fe)	–50…1000	1300	± (4,0 – 9,7)
Платинородий – платина (ТПП)	$ПП_{68}$	0,64 ± 0,03	Платинородий (90 % Pt, 10 % Rh)	Платина (100 % Pt)	0…1300	1600	± (1,2 – 3,6)
Платинородий – платинородий (ТПР)	$ПР\ 30/6_{68}$	0,431 (при 300 °С)	Платинородий (70 % Pt, 30 % Rh)	Платинородий (94 % Pt, 6 % Rh)	300…1600	1800	± (3,2 – 5,2)
Вольфрамрений–вольфрамрений (ТВР)	$ВР\ 5/20_{68}$	1,33	Сплав вольфрама с рением (95 % W, 5 % Re)	(80 % W, 20 % Re)	0…2200	2500	± (5,4 – 9,7)

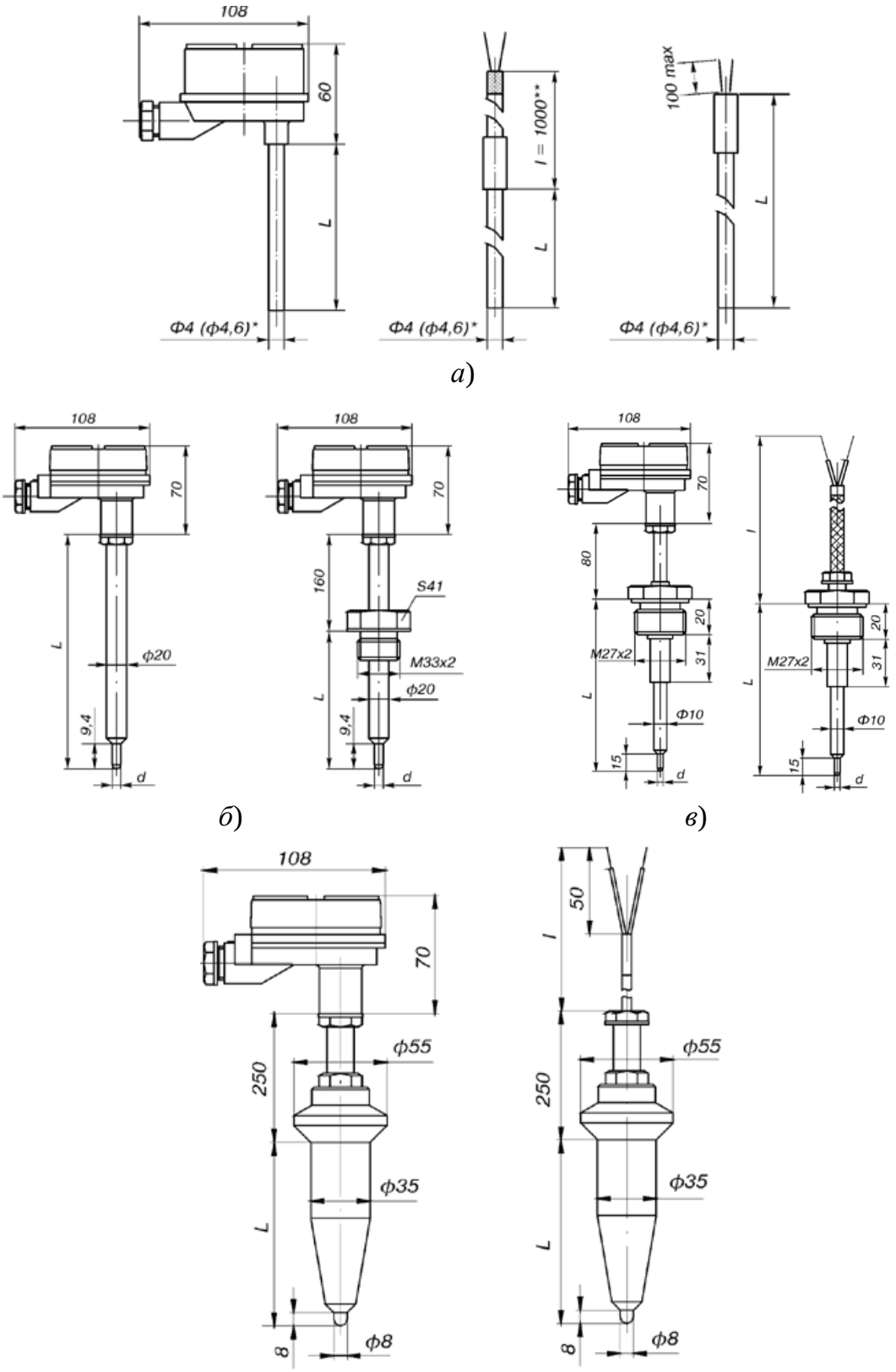


Рис. 2.47. Преобразователи термоэлектрические серии ТХА «Метран-231» и серии ТХК «Метран-232»

- *для измерения температуры газообразных сред, продуктов сгорания природного газа, газовых потоков в агрегатах компрессорных станций магистральных газопроводов при скорости потока газов перед защитным экраном рабочего конца термопреобразователя до 70 м/с* (*рис. 2.47, в*)*;*
- *для измерения температуры в газо- и паротурбинных установках на объектах теплоэнергетики при скорости потока перегретого пара до 60 м/с и рабочем давлении до25,5 МПа* (*рис. 2.47, г*)*.*

Таблица 2.9

Характеристики термоэлектрических преобразователей серии ТХА «Метран-231» и ТХК «Метран-232»

Характеристики	Рис. 2.47, *а*	Рис. 2.47, *б*	Рис. 2.47, *в*	Рис. 2.47, *г*
Чувствительные элементы	1 или 2			
Класс допуска	2			
Термопреобразователи серии ТХА и ТХК изготовлены из термопарного кабеля марок КТМСп-ХА и КТМСп-ХК или КТМС-ХА и КТМС-ХК				
Диапазон измеряемых температур, °С	Для ТХК: 40…600 Для ТХА: 40…1000	Для ТХК: 0…600 Для ТХА: 0…900	0…900	0…585
Поверка	Периодичность поверки – 1 раз в год Методика поверки – в соответствии с ГОСТ 8.338			

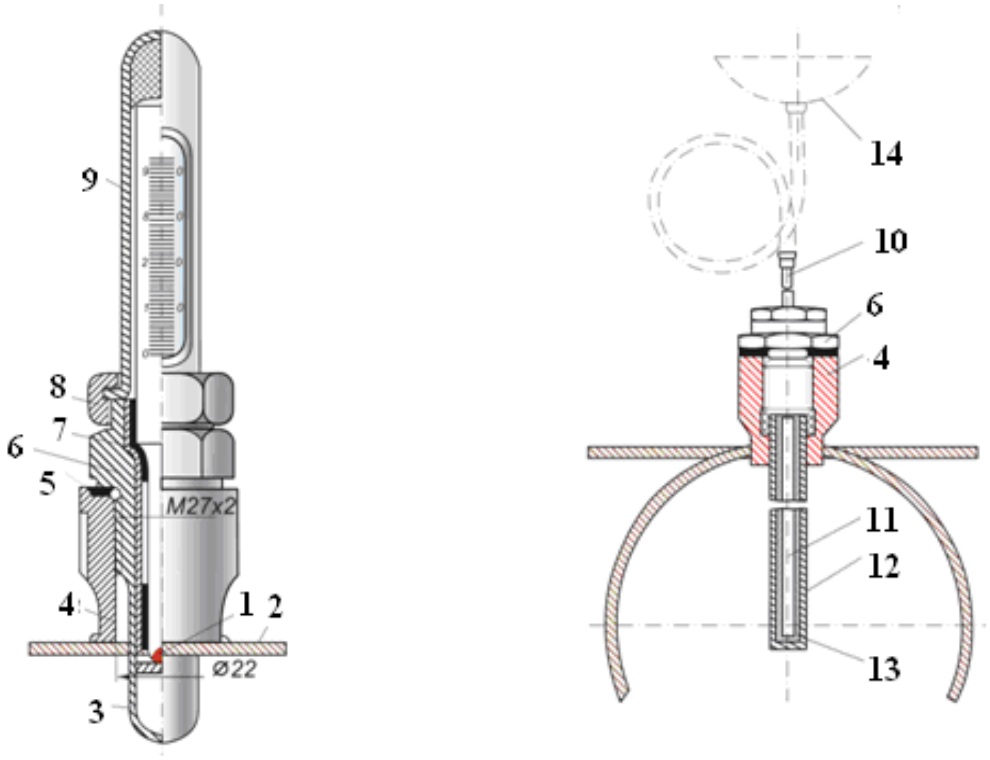
Большое многообразие конструктивных исполнений контактных термометров и применяемых чувствительных элементов накладывает определенные требования к их установке и монтажу. Возможные примеры установки поточных термометров представлены на рис. 2.48, 2.49, 2.50, 2.51.

Бесконтактные термометры. Их часто называют *пирометрами*. В основе их работы принцип детектора инфракрасного излучения. Интенсивность и спектр излучения зависит от температуры тела. Измеряя характеристики излучения тела, пирометр косвенно определяет температуру его поверхности.

Назначение пирометров:

- *измерение температуры удаленных и труднодоступных объектов;*
- *измерение температуры движущихся частей;*

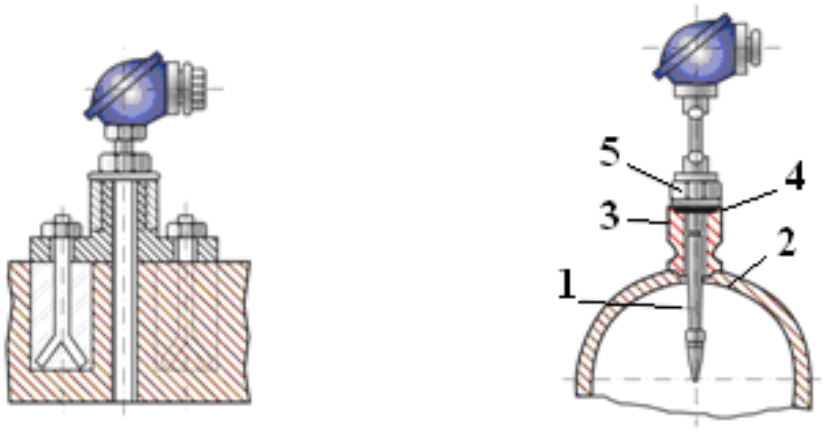
- *обследование частей, находящихся под напряжением;*
- *контроль высокотемпературных процессов;*
- *регистрация быстроизменяющихся температур;*
- *измерение температуры тонкого поверхностного слоя;*
- *обследование частей, не допускающих прикосновения;*
- *обследование материалов с низкой теплопроводностью или теплоемкостью;*
- *экспресс-измерения.*



а) *б*)

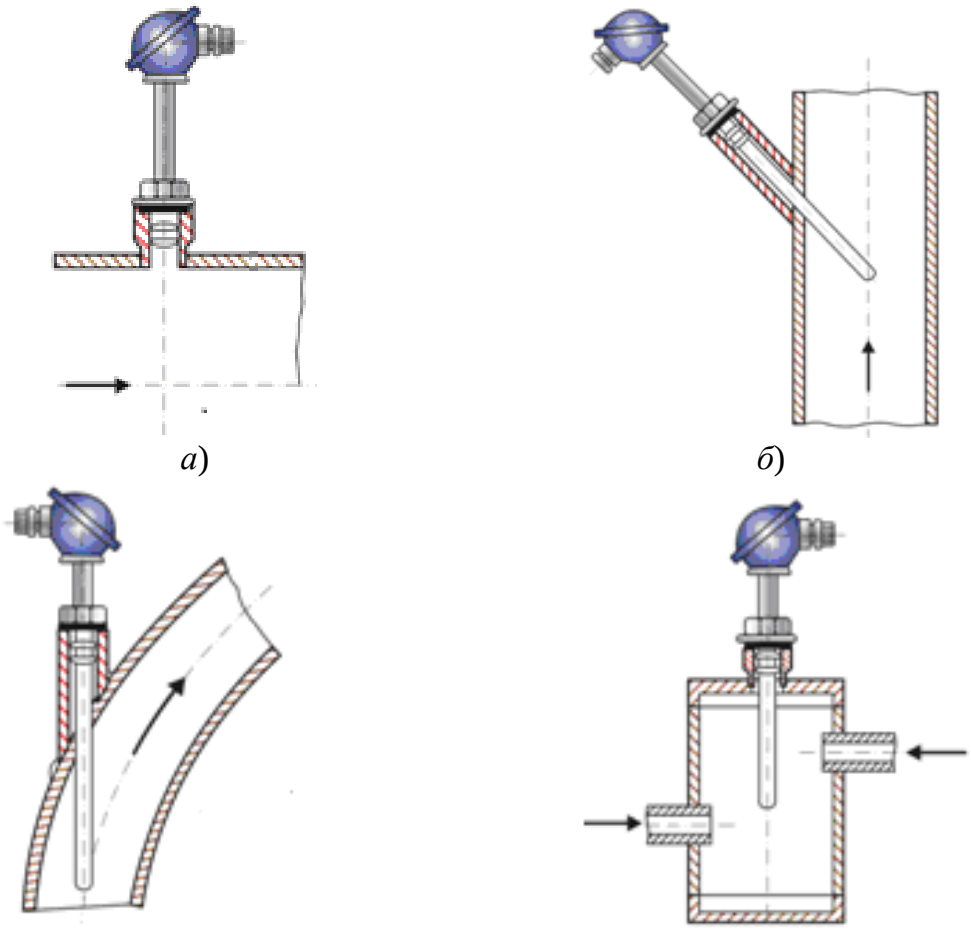
Рис. 2.48. Пример установки жидкостного стеклянного термометра в оправе (а) и термобаллона манометрического термометра на трубопроводе (б): 1 – активная часть термометра; 2 – трубопровод; 3 – карман оправы; 4 – бобышка; 5 – прокладка; 6 – штуцер; 7 – заполнитель; 8 – накидная гайка; 9 – оправа; 10 – хвостовик термобаллона; 11 – термобаллон; 12 – защитная гильза; 13 – металлические опилки; 14 – манометрический термометр

Рабочий диапазон температур пирометра зависит от длины волны излучения, на которое реагирует детектор пирометра. Так как спектр излучения с ростом температуры смещается в сторону коротких волн, высокотемпературные пирометры имеют более короткую длину волны. Для пользователя рабочая длина волны пирометра не имеет значения, его интересует диапазон температур.



а) *б*)

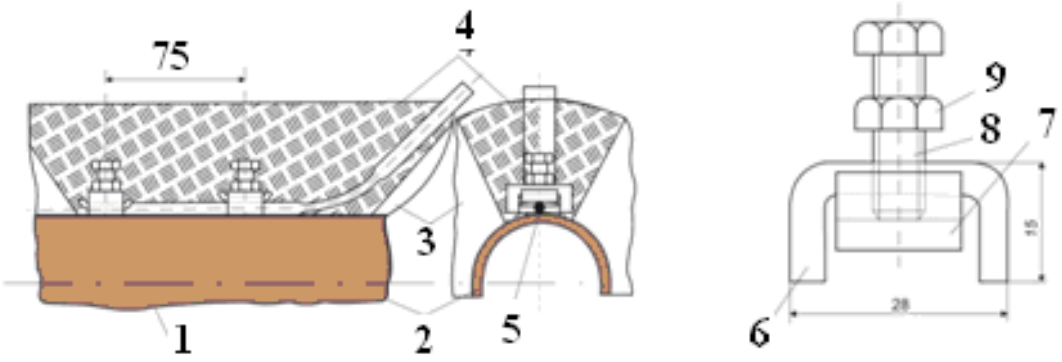
Рис. 2.49. Пример установки термоэлектрического термометра в кирпичной кладке (а) и на трубопроводе высокого давления (б): 1 – термометр; 2 – трубопровод; 3 – бобышка; 4 – прокладка; 5 – штуцер



а) *б*)

в) *г*)

Рис. 2.50. Пример установки термопреобразователей сопротивления: а) на горизонтальном; б) на вертикальном участках трубопровода; в) на колене; г) с помощью расширителя



а) *б*)

Рис. 2.51. Пример установки поверхностного термоэлектрического термометра (*а*) *и конструкция прижима термометра* (*б*)*:*
1 – прижим; 2 – трубопровод; 3 – изоляция; 4 – слой изоляции; 5 – термометр; 6 – колодка; 7 – планка; 8 – болт; 9 – гайка

Верхний предел измерения температуры пирометра излучения практически не ограничен. Так как измерение основано на бесконтактном способе, то отсутствует искажение температурного поля, вызываемое введением преобразовательного элемента прибора в измеряемую среду. Возможно измерение температуры пламени и высоких температур газовых потоков при больших скоростях.

Так как пирометры применяются в случаях быстрого изменения температуры, быстродействие для них является важной характеристикой. Оно обычно оценивается временем достижения 95 % установившегося показания (время установления показания).

Установка излучательной способности. Для точного определения температуры тела по его излучению необходимо знать его излучательную способность (степень черноты). Большинство поверхностей по характеру излучения близки к черному телу, однако некоторые (например, полированные металлы) существенно отличаются. Простые пирометры настроены на фиксированную излучательную способность (чаще всего – 0,95), поэтому при измерении температуры четко отражающей поверхности они дают погрешность в несколько градусов. В более сложных пирометрах можно устанавливать излучательную способность, компенсируя эту погрешность. В наиболее совершенных пирометрах имеются встроенные таблицы излучательной способности многих известных материалов, что избавляет от необходимости их запоминания.

Пирометры измеряют среднюю температуру поверхности, находящейся в области чувствительности (рис. 2.52, 2.53). Область чувствительности пирометра приближенно можно представить конусом, вершина которого упирается в объектив прибора, а основание располагается

на поверхности объекта. Отношение высоты конуса к его диаметру ***L : D*** называется оптическим разрешением пирометра (рис. 2.53). Оно является одной из основных характеристик прибора. Чем больше ***L : D***, тем более мелкие предметы пирометр может различать на расстоянии.

Область чувствительности пирометра можно считать конической только на достаточном расстоянии. Вблизи она имеет более сложную форму. Часто у пирометра сначала зона чувствительности сужается до минимума, а затем начинает расширяться в форме конуса. Расстояние ***F***, на котором достигается минимальный диаметр зоны чувствительности ***d***, называется фокусным расстоянием (рис. 2.54). Для таких пирометров параметры ***F*** и ***d*** указываются в документации. Существуют специальные короткофокусные пирометры, у которых ***d*** составляет 5…8 мм на расстоянии ***F*** 300…600 мм.

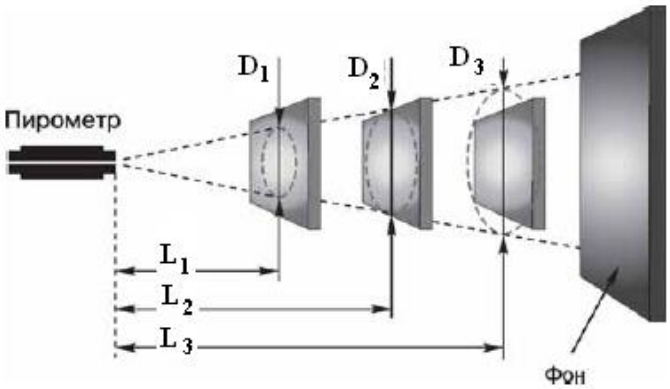


Рис. 2.52. Область чувствительности пирометра. Случай L_1. D_1: объект больше, чем пятна пирометра (наиболее правильный, позволяет получить точное значение температуры объекта). Случай L_2. D_2: объект равен диаметру пятна (возможен, но не рекомендуется). Случай L_3. D_3: объект меньше диаметра пятна пирометра (неправильный, т. к. на показания будет оказывать влияние энергия фона или окружающих объектов)

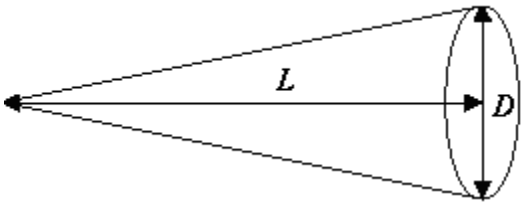


Рис. 2.53. Оптическое разрешение пирометра

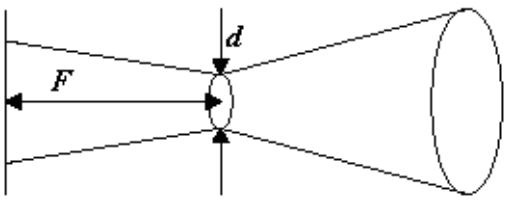


Рис. 2.54. Фокусное расстояние пирометра

Простейшие пирометры не имеют устройства нацеливания и могут применяться только на близких расстояниях. Для нацеливания пирометра

на удаленные объекты чаще всего применяется луч лазера. С помощью *одиночного* лазерного луча можно определить только точку вблизи центра зоны чувствительности. У такого прицела луч лазера не совпадает с оптической осью объектива пирометра, поэтому центр зоны смещен относительно лазерного указателя на фиксированное расстояние 1…2 см (т. н. ошибка *параллакса*).

В усовершенствованном *коаксиальном* прицеле луч лазера выходит из центра объектива пирометра и всегда попадает в центр зоны измерения.

Двойной лазерный прицел показывает не только расположение, но и размер зоны измерения пирометра, однако на близком расстоянии он может быть сильно завышен. Разновидность двойного прицела с пересекающимися лучами называется *кросс-лазером* и обычно применяется в короткофокусных пирометрах, так как этот вид лазера удобен для определения местоположения фокуса объектива.

Круговой лазерный прицел, образованный несколькими лучами, наглядно обозначает зону измерения пирометра. Простому круговому прицелу присущи уже упомянутые недостатки – параллакс и завышенный размер зоны измерения на близком расстоянии. Наиболее совершенный прицел, лишенный этих недостатков, создается несколькими лазерными лучами, расположенными вокруг объектива пирометра и образующими гиперболоид вращения. Такой прицел точно обозначает зону измерения на любом расстоянии от пирометра, поэтому он называется *точным круговым лазером.*

Пирометры могут изготовляться в двух исполнениях – переносном (портативном) и стационарном. Возможные конструкции портативных пирометров представлены на рис. 2.55 и рис. 2.56. Они удобны в эксплуатации и обслуживании, но точность измерения может зависеть от квалификации оператора. Затруднено их использование и при управлении непрерывного технологического процесса.

Рис. 2.55. Переносные пирометры серии «Raynger» моделей ST (изготовитель ПГ «Метран», г. Челябинск)

В этом случае наиболее целесообразным является использование стационарных пирометров, установка которых может быть выполнена по схеме, представленной на рис. 2.57.

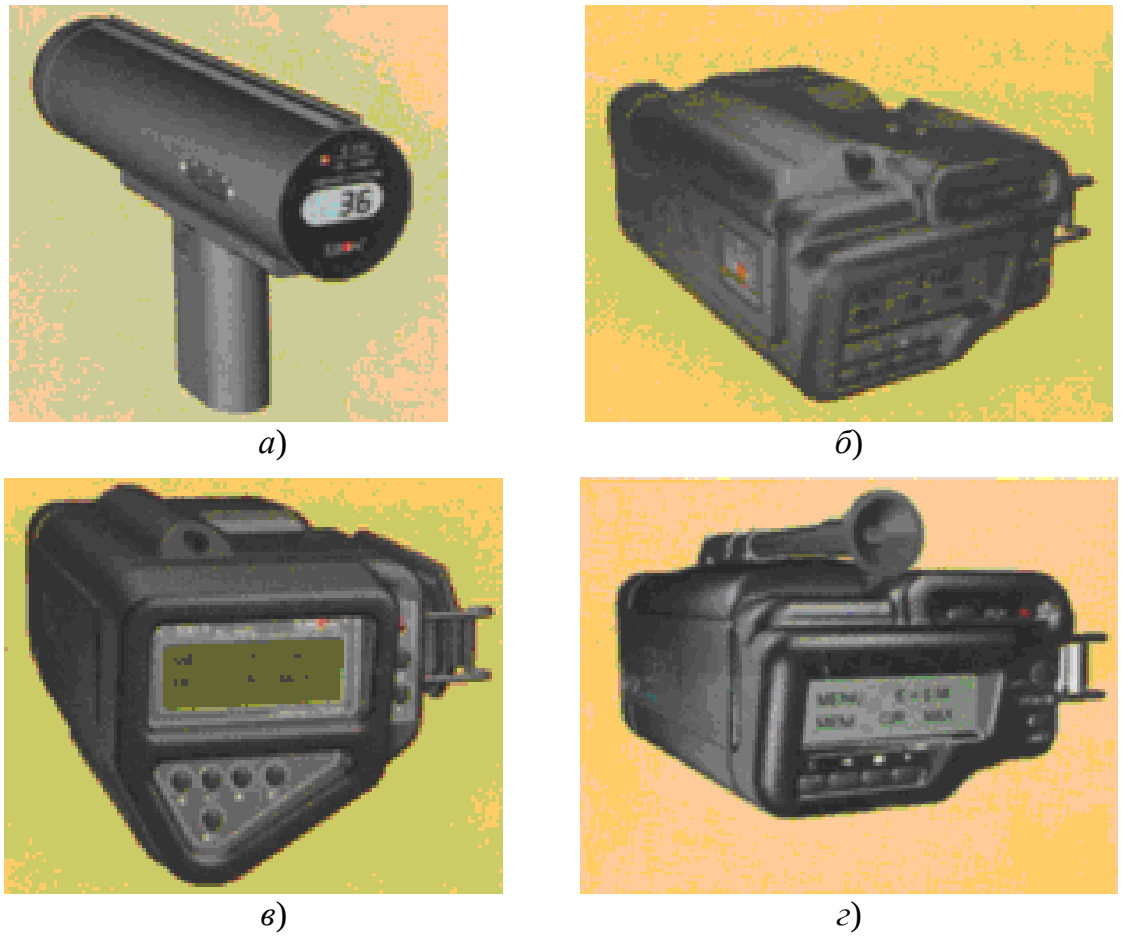


Рис. 2.56. Пирометры низкотемпературные: а) «Факел-С-110»; б) «Фаворит-С-300»; в) «Фотон-С-300» г) пирометр высокотемпературный «Самоцвет-С-500»

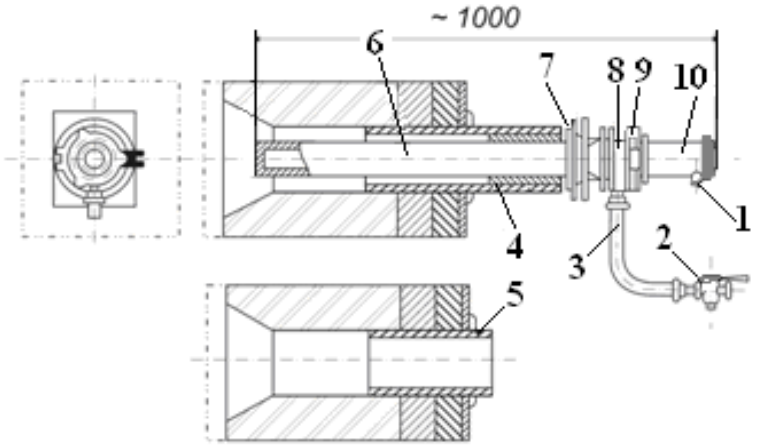


Рис. 2.57. Установка пирометра «Рапир» на вертикальной стенке: 1 – шланг с электрическим проводом; 2 – кран; 3 – шланг воздуховода; 4 – шнур; 5 – закладная труба с фланцем; 6 – карборундовая труба; 7 – комплект крепежных деталей; 8 – патрубок; 9 – шарнирное устройство; 10 – телескоп «ТЕПА-50»

Вторичные приборы измерения температуры

В качестве вторичных измерительных показывающих и самопишущих приборов в комплекте с термопреобразователями сопротивления применяются логометры и автоматические мосты, а в комплекте с термоэлектрическими преобразователями и пирометрами полного излучения – милливольтметры и автоматические потенциометры (рис. 2.58).

Логометры и милливольтметры в силу своей простоты и надежности широко используются как показывающие и сигнализирующие приборы для местного и дистанционного контроля температуры.

Логометры работают только в комплекте с датчиками температуры – термометрами сопротивления соответствующих градуировок; милливольтметры – с термоэлектрическими преобразователями температуры.

Магнитоэлектрические логометры предназначены для измерения и регистрации температуры, измеряемой термометрами сопротивления, а также для измерения других параметров с помощью преобразователей сопротивления.

Милливольтметры магнитоэлектрической системы предназначены для измерения, записи и регулирования температуры и других неэлектрических величин, изменение значения которых может быть преобразовано в изменение напряжения постоянного тока.

Регистрирующие мосты и потенциометры позволяют регистрировать контролируемые параметры с записью их значений на диаграммной ленте, осуществлять в зависимости от конструкции прибора одновременный контроль от одного до двенадцати параметров, а также выдавать автоматическую сигнализацию их предельных параметров.

На рис. 2.58 представлена принципиальная схема автоматического уравновешенного моста. В измерительную схему входят: R_1, R_2 и R_3 – резисторы, образующие три плеча мостовой схемы, четвертое плечо образовано сопротивлением R_t термометра; R_p – реохорд; $R_ш$ – шунт реохорда, служащий для подгонки сопротивления R_p до заданного нормированного значения; $R_п$ – резистор для установки диапазона измерения; $R_д$ – добавочный резистор для подгонки начального значения шкалы; $R_б$ – балластный резистор в цепи питания для ограничения тока; $R_п$ – резисторы для подгонки сопротивления линии до определенного значения; T_0 – токоотвод; C_1 и C_2 – конденсаторы, создающие необходимый фазовый сдвиг (90º) между магнитными потоками обмотки возбуждения и управляющей обмотки и необходимое напряжение на обмотке возбуждения; C_3 – конденсатор, включенный параллельно управляющей обмотке реверсивного двигателя, шунтирует её для компенсации индуктивной составляющей тока в этой обмотке; *СД* – двигатель для перемещения диаграммной ленты или каретки печатающего устройства.

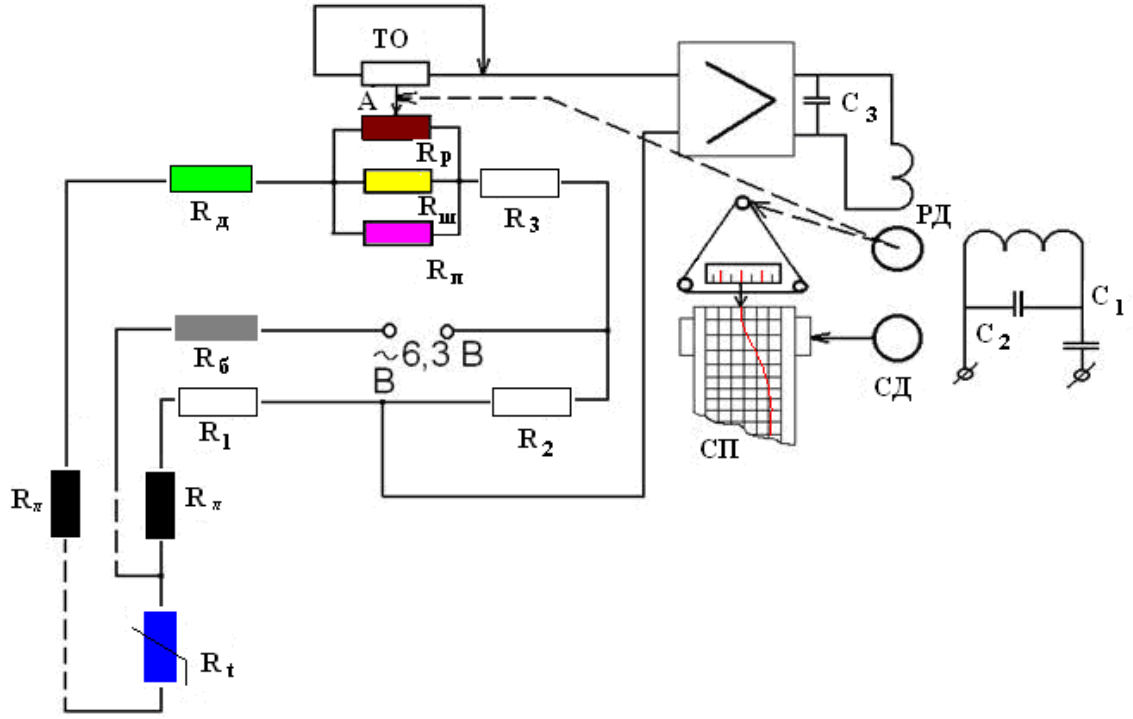


Рис. 2.58. Принципиальная схема автоматического уравновешенного моста

Все резисторы изготавливаются из манганиновой проволоки, следовательно колебания температуры воздуха не влияют на значения сопротивлений этих резисторов.

Измерение и запись температуры производятся следующим образом. Изменение сопротивления терморезистора R_t нарушает равновесие мостовой схемы, и в диагонали *АВ* моста возникает напряжение рассогласования, которое поступает на входной трансформатор, затем усиливается усилителем до значения, достаточного для приведения в действие реверсивного двигателя *РД*. Выходной вал двигателя, вращаясь в ту или иную сторону, в зависимости от знака сигнала рассогласования, перемещает движок реохорда и перо самописца *СП*. При достижении равновесия мостовой схемы выходной вал двигателя останавливается, а движок реохорда, указатель и перо самописца занимают положение, соответствующее измеряемому сопротивлению термометра (соответственно температуре измеряемого объекта).

В одноканальных приборах регистрация измеряемой величины производится непрерывно на диаграммной ленте при движении каретки вдоль шкалы. Записывающее устройство одноканального прибора состоит из пишущего узла, закрепленного на каретке.

В многоканальных приборах регистрация измеряемой величины осуществляется циклично нанесением на диаграммной ленте цветных

точек с указанием порядкового номера канала в момент остановки каретки. Цифра, появившаяся в окошке каретки, указывает на номер канала, сигнал которого будет зафиксирован в последующий цикл печатания.

Регистрирующее устройство многоканального прибора состоит из непосредственно печатающего барабана с нанесенными на его поверхность точками с соответствующими цифрами. В зависимости от типов самих регистрирующих приборов устанавливаются соответствующие печатающие устройства на 4, 6 и 12 точек измерения. Для удобства контроля и расшифровки контролируемых параметров питающее устройство имеет обойму фетровых секторов, пропитанных краской различных цветов.

2.2.3. Классификация приборов для измерения уровня нефти

Измерение уровня *– это индикация положения раздела двух сред различной плотности относительно какой-либо горизонтальной поверхности, принятой за начало отсчета.* Приборы, выполняющие эту задачу, называются ***уровнемерами***.

Измерение уровня нефти играет важную роль не только при проведении товарно-коммерческих операций учета остатков товарного продукта, но и при автоматизации технологических процессов, особенно если поддержание уровня связано с безопасной работой оборудования. То есть уровнемеры могут использоваться либо для определения количества жидкости (в этом случае они имеют одностороннюю шкалу измерения), либо для контроля за отклонением уровня от номинального (в этом случае они имеют двустороннюю шкалу) [8].

В зависимости от условий измерения, характера измеряемой среды используются различные методы измерения уровня. Если нет необходимости в дистанционной передаче показаний, уровень жидкости измеряют уровнемерами с визуальным отсчетом (рис. 2.59).

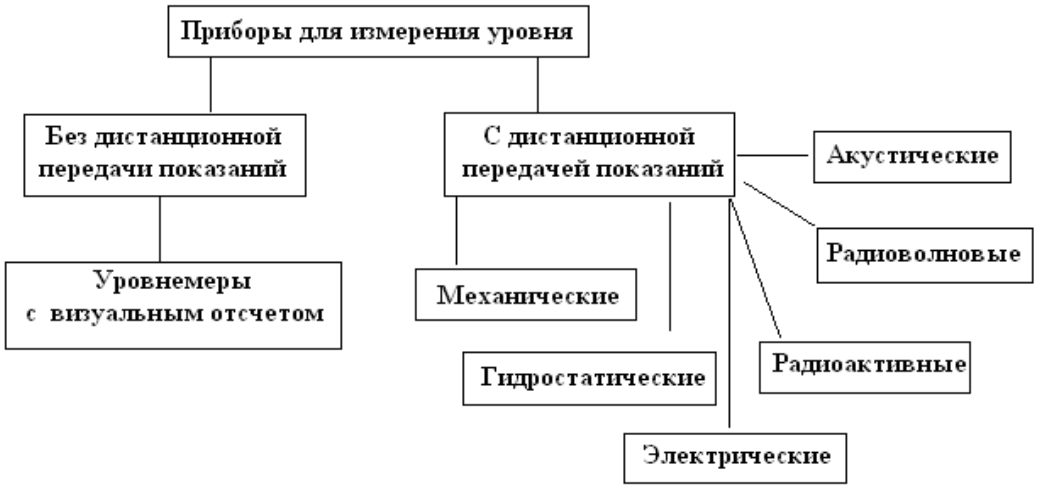


Рис. 2.59. Классификация уровнемеров

В зависимости от места установки различают уровнемеры-указатели (для непрерывного измерения) и уровнемеры-сигнализаторы (для дискретного контроля одного или нескольких фиксированных положений уровня). Уровнемеры служат датчиками уровня в автоматических системах управления и регулирования технологических процессов.

По принципу действия уровнемеры для жидкостей подразделяются:

- *на механические,*
- *гидростатические,*
- *электрические,*
- *акустические,*
- *радиоактивные.*

Простейший уровнемер – водомерное стекло, в котором использован принцип сообщающихся сосудов, служит для непосредственного наблюдения за уровнем жидкости в закрытом сосуде.

Измерение уровня гидростатическими уровнемерами основано на уравновешивании давления столба жидкости в резервуаре давлением столба жидкости, заполняющей измерительный прибор, или реакцией пружинного механизма прибора.

Механические уровнемеры бывают *поплавковые*, с чувствительным элементом (поплавком), находящимся на поверхности жидкости, и *буйковые*, действие которых основано на измерении выталкивающей силы, действующей на буёк. Перемещение поплавка или буйка через механические связи или систему дистанционной (электрической или пневматической) передачи сообщается измерительной системе прибора.

Электрические уровнемеры бывают *ёмкостные* и *кондуктометрические*. В ёмкостных уровнемерах чувствительным элементом служит конденсатор, ёмкость которого изменяется пропорционально изменению уровня жидкости. Действие кондуктометрического уровнемера основано на измерении сопротивления между электродами, помещенными в измеряемую среду (одним из электродов может быть стенка резервуара или аппарата).

В акустических (ультразвуковых) ***уровнемерах*** используется явление отражения ультразвуковых колебаний от плоскости раздела сред жидкость–газ.

В радиоактивных уровнемерах используют просвечивание объекта измерения гамма-лучами радиоактивных элементов, интенсивность которых зависит от объёма измеряемого вещества. Конструктивно все уровнемеры для жидкостей выполняются для открытых резервуаров и для аппаратов, находящихся под давлением.

***Уровнемеры с визуальным отсчетом* (*без дистанционной передачи показаний*).** Такие уровнемеры основаны на визуальном измерении высоты уровня жидкости (нефти) (рис. 2.60).

К технологическому аппарату ***1*** через запорные вентили ***2*** подсоединено указательное стекло (трубка 3). Аппарат и трубка представляют собой сообщающиеся сосуды, поэтому уровень жидкости *H* в трубке всегда равен ее уровню в аппарате и отсчитывается по шкале.

Основным источником дополнительной погрешности таких уровнемеров является разница плотностей жидкости в контролируемом резервуаре и в стекле, вызываемая различием температур (особенно если жидкость в резервуаре находится при высокой температуре, а указательное стекло находится на значительном удалении).

Различие плотностей приводит к различию уровней в резервуаре и указательном стекле. Погрешность может достигать существенных значений, поэтому с целью ее уменьшения необходима либо тепловая изоляция уровнемера, либо продувка его жидкостью из резервуара перед отсчетом. Уровнемеры такого класса применяют для измерения уровня воды.

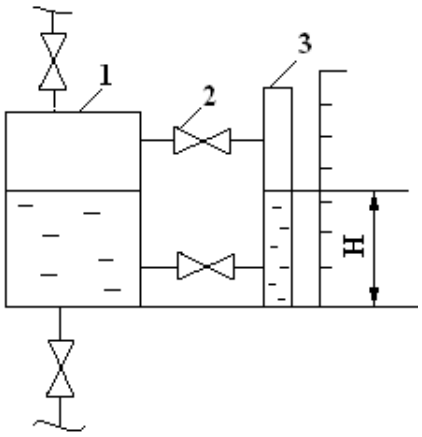


Рис. 2.60. Принципиальная схема уровнемера с визуальным отсчетом

***Гидростатические уровнемеры* (*с дистанционной передачей показаний*).** В этих приборах измерение уровня жидкости постоянной плотности сводится к измерению давления, созданного столбом жидкости (рис. 2.61, 2.62):

$$P_{гидр} = \rho g h \ . \qquad (2.48)$$

Воздух из пьезометрической трубки ***1*** барботирует через слой жидкости. Количество воздуха, подаваемого под давлением, ограничивается дросселем ***3*** таким образом, чтобы скорость движения его в трубопроводе была минимально возможной. Уровень жидкости определяется по разности давления в дифманометре ***2***.

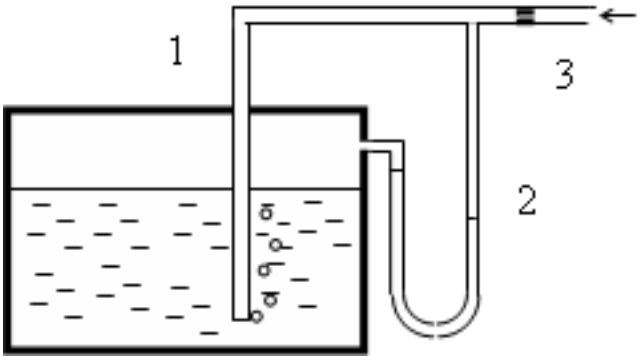
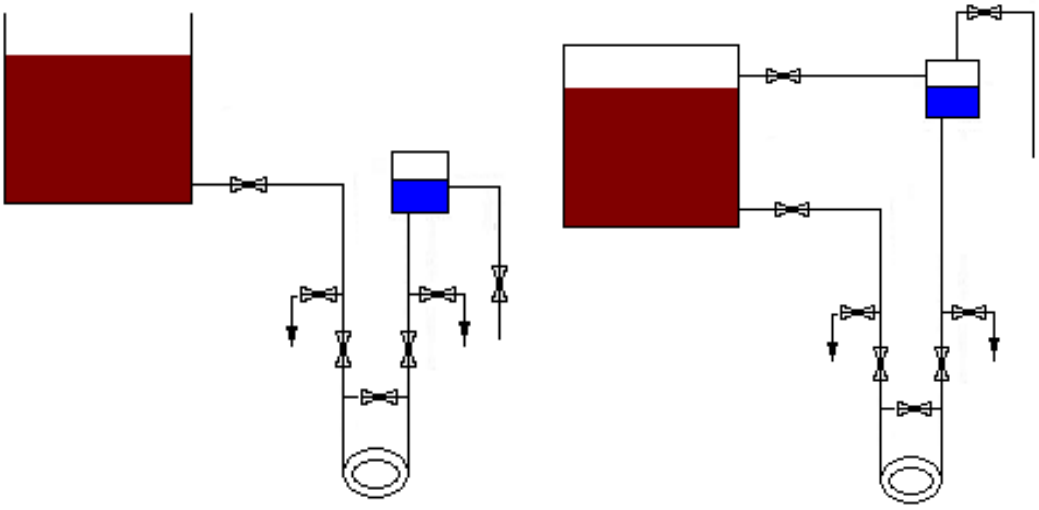


Рис. 2.61. Схема гидростатического уровнемера

Существует много разновидностей уровнемеров, которые измеряют давление столба или вес жидкости. Во всех этих уровнемерах, как правило, главной является погрешность за счёт изменения плотности жидкости, уровень которой изменяется в зависимости от температуры. Для уменьшения этой погрешности создаются сложные измерительные системы, одновременно измеряющие гидростатическое давление и плотность жидкости и корректирующие затем показания уровнемера в соответствии с плотностью жидкости. Поэтому для измерения уровня гидростатическим способом могут быть использованы приборы для измерения давления или перепада давлений. В качестве таких приборов обычно применяют серийные дифференциальные манометры – поплавковые, мембранные и сильфонные.

Гидростатический уровнемер, в котором гидростатическое давление жидкости измеряется дифманометром, называется ***дифманометрическим уровнемером.***



а) *б*)

Рис. 2.62. Дифманометрические уровнемеры: а) измерение уровня в открытом резервуаре; б) измерение уровня в аппарате, работающем под давлением

Дифманометрические уровнемеры позволяют измерять уровень в открытых (атмосферное давление) или закрытых (давление, либо разрежение давления) резервуарах (рис. 2.62, 2.63). Относительно постоянный уровень жидкости в одном из колен измерительного прибора (дифференциального манометра), а следовательно и в контролируемом аппарате, обеспечивается уравнительным сосудом (наполнен до определенного уровня той же жидкостью, что и в аппарате). Высота столба жидкости в другом колене дифференциального манометра изменяется с изменением уровня в аппарате. Каждому значению уровня в нем отвечает некоторый перепад давления, обусловленный расстоянием по высоте между аппаратом и прибором. Если аппарат работает при атмосферном давлении, уравнительный сосуд размещают на отметке нулевого уровня (рис. 2.62, *а*), если под давлением – на высоте максимального уровня (рис. 2.62, *б*).

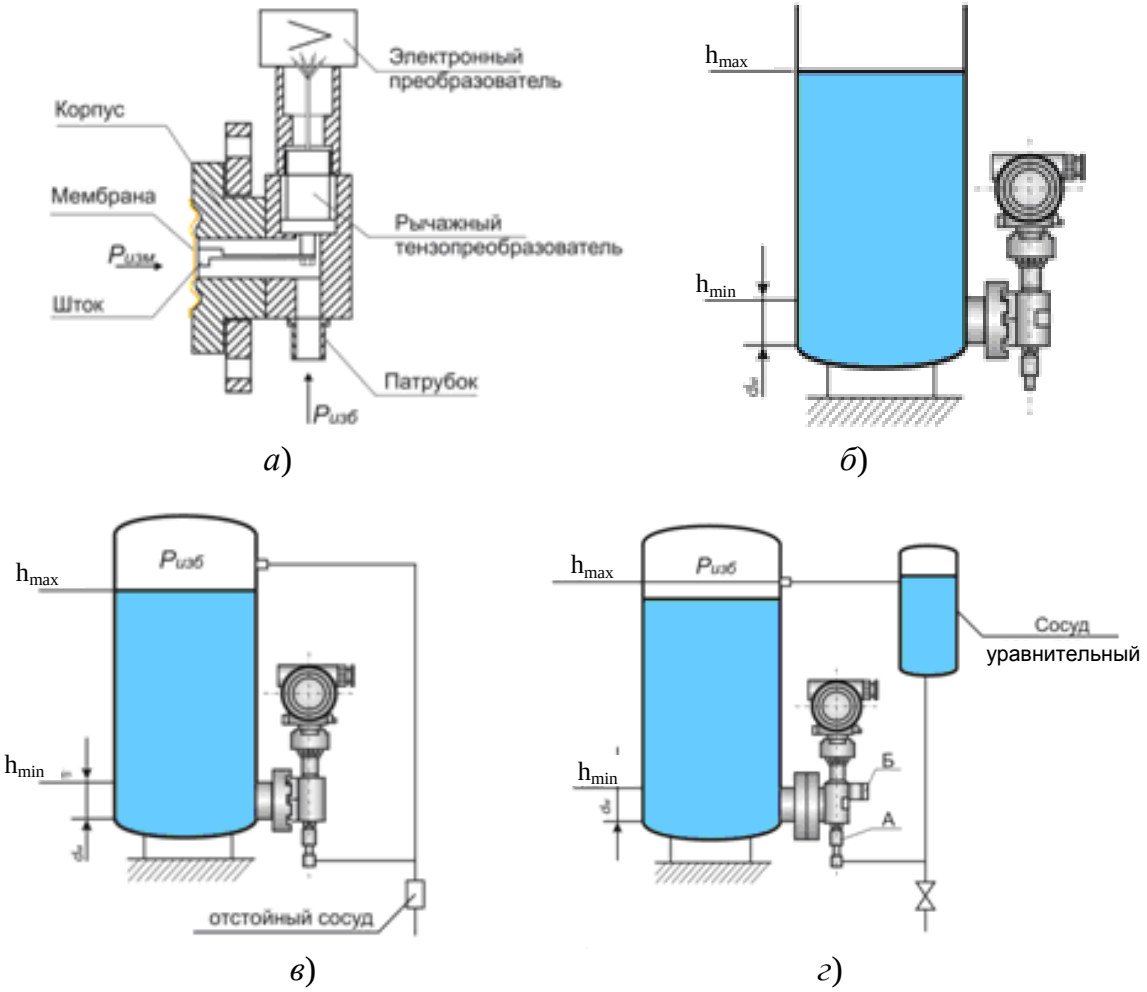


Рис. 2.63. Уровнемер типа «Метран-100-ДГ» модели 1533:
а) принципиальная схема; б) схема установки уровнемера при измерении гидростатического давления в открытом резервуаре; в) в резервуаре под давлением; г) в закрытом резервуаре

При включении дифференциального манометра перепад давлений на нем будет равен гидростатическому давлению жидкости, которое пропорционально измеряемому уровню. При измерении уровня агрессивных жидкостей дифманометр защищается разделительными сосудами или мембранными разделителями, что позволяет заполнить его камеры и трубки неагрессивной жидкостью.

В ряде технологических процессов возможно использование *пневмометрических уровнемеров*, в которых гидростатическое давление столба жидкости уравновешивается давлением воздуха (инертного газа).

В качестве измерительного преобразователя, как правило, используются дифференциальные манометры, а при изменении в открытых сосудах могут быть использованы напорометры и манометры. Существенным преимуществом пневмометрических уровнемеров является практическая независимость их показаний от температурного режима соединительных линий. Пневмометрические уровнемеры находят широкое применение для измерения уровня агрессивных жидкостей.

Измерив с помощью прибора гидростатическое давление, можно с высокой точностью вычислить не только уровень, но и массу находящегося в ёмкости продукта или материала, а введя в память прибора значение плотности вещества, рассчитать объем последнего. Таким образом, гидростатические приборы измерения уровня позволяют не только определить предельный минимальный или максимальный уровень, но и оценить количество жидкости в емкости, причем в заданных весовых или объемных единицах измерения.

В качестве одного из приборов для определения уровня в закрытых емкостях можно привести гидростатический интеллектуальный уровнемер «APR-2000/Y» (рис. 2.64).

Принцип действия уровнемера основан на использовании преобразователя разности давлений, который позволяет скомпенсировать статическое давление в емкости. Преобразуемой величиной остается только гидростатическое давление в баке, измеряемое на уровне мембраны нижнего разделителя. Измеряемое давление является суммой гидростатических давлений жидкой и паровой фаз среды измерения. В большинстве случаев измерений плотность паровой фазы очень мала, поэтому измеряемое гидростатическое давление связано только с высотой столба жидкой фазы и может быть представлено как уровень зеркала жидкой фазы. Для сред с большой плотностью паровой фазы (например, пропан) уровень, определенный по данной методике, можно считать так же, как теоретический уровень жидкой фазы, который был бы при суммировании действительной жидкой фазы и конденсата паровой фазы.

Для измерения уровня жидкостей в условиях агрессивных, взрывоопасных сред при значительных перепадах температуры окружающего воздуха возможно использование гидростатических уровнемеров «Deltapilot S» (рис. 2.65), которые позволяют также вычислять и отображать уровень, объем, разность давлений, массу, плотность жидкости в емкости.

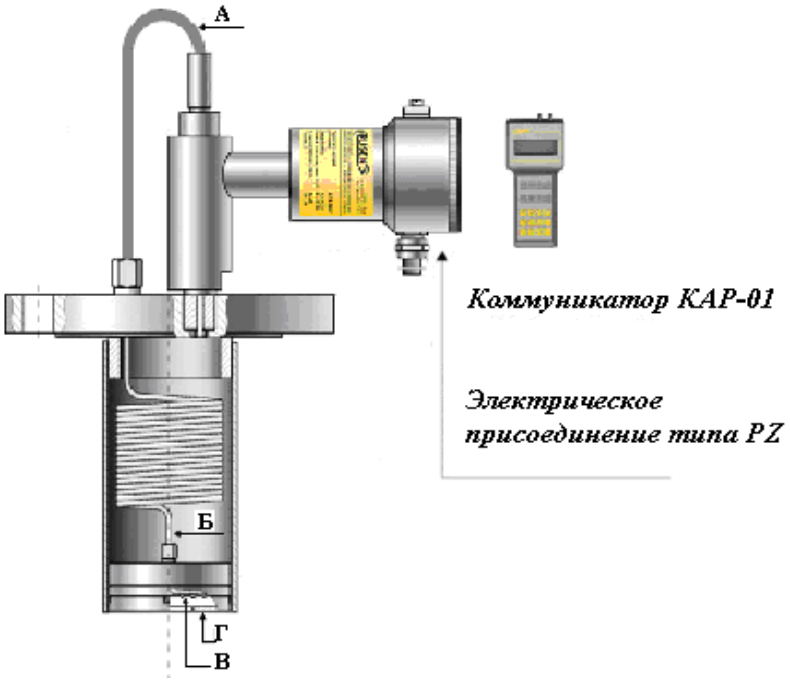


Рис. 2.64. Гидростатический интеллектуальный уровнемер для закрытых емкостей «APR-2000/Y»: А – капилляр в армированной оболочке; Б – капилляр из нержавеющей стали; В – разделительная мембрана; Г – защитное кольцо

Рис. 2.65. Гидростатический уровнемер «Deltapilot S»
(*производство компании «ENDRESS+HAUSER», Германия*)

Принцип действия прибора основан на измерении гидростатического давления жидкостного столба, воздействующего на измерительную ячейку прибора.

Особенности гидростатических уровнемеров «Deltapilot S».

- *Измерительная ячейка (измеряющая избыточное давление) выполнена по технологии, исключающей образование конденсата и проникновение влаги внутрь, а также имеет стойкость к гидроудару, в 20 раз превышающему номинальное давление, без нарушений работоспособности (заполняется измерительная ячейка силиконом или фомблином).*
- *Мембрана измерительной ячейки изготовлена из материала «Hastelloy C» – прочного и химически стойкого к воздействию агрессивных жидкостей.*

Уровнемер представляет собой программируемое средство измерений и состоит из измерительной ячейки и электронной части в герметичном корпусе. Настройка осуществляется соответственно условиям применения, как оперативно, с помощью кнопок на самом приборе, так и удаленно, в программном режиме, через различные интерфейсы цифровой коммуникации. Измерительная информация отображается на аналогово-цифровом жидкокристаллическом дисплее прибора, на мониторе компьютера, контроллере, устройстве регистрации, индикации.

Прибор монтируется фланцево, в резьбовое отверстие в стенке, в крышку, дно емкости или над поверхностью среды с помощью оправки. Основные технические характеристики уровнемера представлены в табл. 2.10.

Таблица 2.10

Основные технические характеристики уровнемера «Deltapilot S»

Характеристика	Показания	
Диапазоны измерений давлений, бар	–0,9…4	0 … 400
Коэффициент перенастройки диапазона измерений	10 : 1	
Приведенная погрешность измерений, %	± 0,2	
Температура рабочей среды, °С	–10 … +100	–10 … +80
Температура окр. воздуха, °С	–40 … + 85	
Масса, кг	3…15	

Поплавковые уровнемеры. Действие этих уровнемеров основано на измерении положения поплавка, частично погружаемого в жидкость, причем степень погружения поплавка при постоянной плотности жидкости неизменна.

Поплавковый уровнемер построен по принципу использования выталкивающей силы жидкости. Чувствительный элемент представляет

собой тело произвольной формы (поплавок), перемещающееся вертикально вместе с уровнем жидкости, и текущее значение уровня определяется фиксацией положения поплавка.

Поплавковые уровнемеры являются одними из наиболее простых и надёжных. Поплавковые уровнемеры используются для измерения уровня в резервуарах при невысоком избыточном давлении. Они позволяют контролировать уровень жидкостей в широком диапазоне от 50 до 2000 мм. К таким сигнализаторам предельных значений контролируемых уровней относятся поплавковые приборы типа РУС (реле уровня сильфонное), СУ (сигнализатор уровня), ДРУ (дистанционное реле уровня).

На рис. 2.66, 2.67 показан общий вид поплавкового уровнемера.

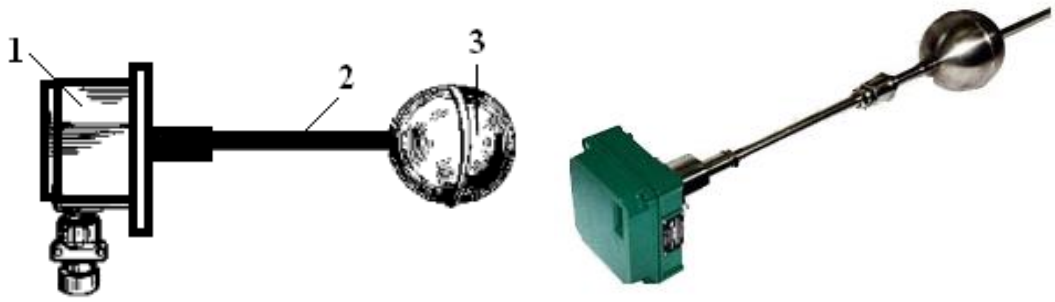
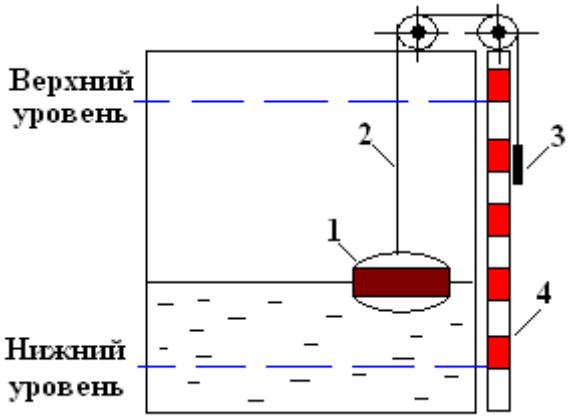


Рис. 2.66. Схема поплавкового уровнемера:
1 – корпус датчика с микропереключателем; 2 – шток; 3 – поплавок

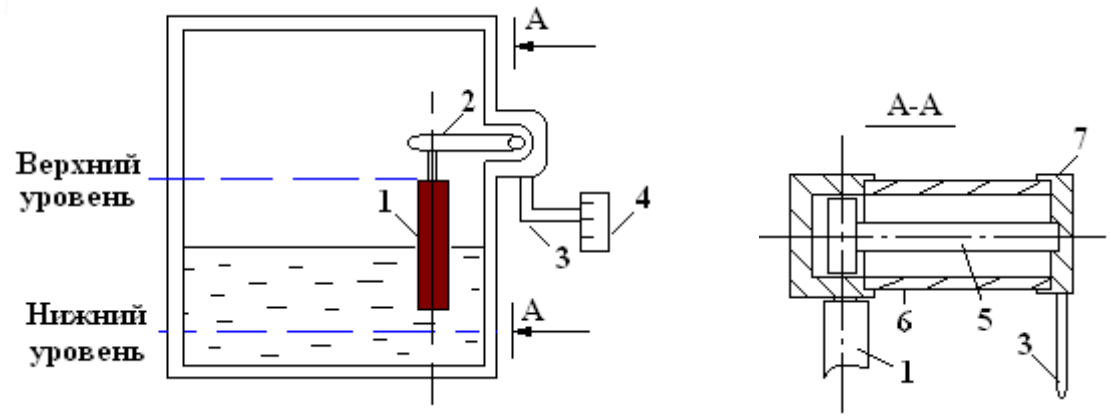
Поплавок ***3*** (полый металлический шар), соединенный истоком ***2*** с микровыключателем ***1***, находится в контролируемой жидкости. При достижении максимального уровня на шар ***3*** действует предельная выталкивающая сила, заставляющая шток ***2*** подниматься и переключать микровыключатель, сигнализирующий аварийный уровень.

Поплавки могут быть плавающие и тонущие. Так, на рис. 2.67, *а* показан плавающий поплавок ***1,*** который уравновешивается грузом ***3***, связанным с поплавком гибким тросом ***2***. Уровень жидкости определяется положением груза относительно шкалы ***4***. Пределы измерений устанавливают в соответствии с принятыми значениями верхнего и нижнего уровней заполнения, емкости (нефтяного резервуара).

Значительно надежнее тонущие поплавки – массивные буйки (см. рис. 2.67, *б*). При изменении уровня жидкости по закону Архимеда изменяется действующая на конец рычага ***2*** выталкивающая сила (вес буйка ***1***). Изменяющийся момент сил, действующих на рычаг ***2***, от буйка передается через вал ***5***, закрепленный в донышке ***7***, на трубку ***6*** и уравновешивается моментом ее скручивания. Изменение угла скручивания трубки пропорционально величине уровня [13].



а)



б)

Рис. 2.67. Принципиальная схема поплавковых уровнемеров:
а) с плавающим поплавком; б) с тонущим поплавком

Для передачи информации от чувствительного элемента используются различные виды связи. Как правило, поплавок снабжен магнитом и заключен в измерительную трубку либо скользит по направляющему стержню. Магнит может повлечь за собой ползунок реостата (как например в уровнемерах типа ВМ-26). Изменение сопротивления преобразуется в электрический выходной сигнал, что дает, помимо визуального контроля, возможность дистанционной передачи показаний и включения в систему автоматизации.

Ряд поплавковых уровнемеров имеет магнитострикционный эффект (РУПТ-А, РУПТ-АМ, ДУУ-2, ДУУ-4). При этом направляющий поплавок стержень содержит волновод, заключенный в катушку, по которой подаются импульсы тока. Под действием магнитных полей тока и двигающегося магнита в волноводе возникают импульсы продольной деформации, распространяющиеся по волноводу и принимаемые пьезоэлементом вверху стержня. Прибор анализирует время распространения импульсов и преобразует его в выходные сигналы.

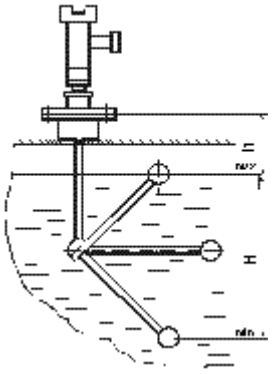
Герконовые уровнемеры (например, ПМП-062) содержат в теле направляющего стержня цепочку герконов, замыкаемых движущимся магнитом. Дискретность измерения уровня таких приборов около 5 мм. Важной характерной особенностью поплавковых уровнемеров является высокая точность измерений: ± 1…5 мм.

Достаточно широка область применения этого метода. Метод явно неприменим только в средах, образующих налипание, отложение осадка на поплавок, а также коррозию поплавка и конструкции чувствительного элемента. Температура рабочей среды от 40 до 120 ºС, избыточное давление до 2 МПа, для преобразователей с гибким чувствительным элементом – до 0,16 МПа. Плотность среды 0,5…1,5 г/см^3. Диапазон измерений – до 25 м. Поплавковый метод может с успехом применяться в случае пенящихся жидкостей. Типичным применением поплавковых уровнемеров является измерение уровня топлива, масел, легких нефтепродуктов в относительно небольших емкостях и цистернах в процессе коммерческого учета.

Основными недостатками таких приборов являются: наличие поплавка в резервуаре (нарушение герметичности шара, коррозия контактов переключателя вследствие повышенной влажности контролируемой среды), трудности измерения уровня в резервуарах под давлением.

Достаточно широкое распространение получили поплавковые уровнемеры типа УДУ-10, УП-76-1 (рис. 2.68, 2.69).

Рис. 2.68. Поплавковый уровнемер типа УДУ (производство ООО «Вереск», г. Ливны)



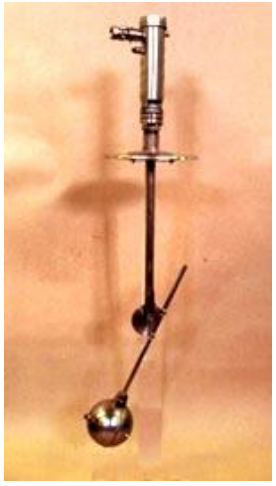


Рис. 2.69. Поплавковый уровнемер типа УП (производство ОАО «НИПОМ», г. Дзержинск)

Поплавковые уровнемеры с пружинным уравновешиванием типа УДУ с местным отсчётом показаний (рис. 2.68) предназначены для контроля (измерений) уровня нефти, нефтепродуктов и других жидкостей,

параметры которых соответствуют указанным в технических характеристиках (табл. 2.11).

Уровнемер поплавковый типа УП-76-1 (см. рис. 2.69) предназначен для измерения уровня жидкостей в емкостях и сосудах, находящихся под атмосферным, вакууметрическим или избыточным давлением (табл. 2.12). Его рекомендуется использовать в емкостях, в которых возможно свободное перемещение штанги с поплавком.

Таблица 2.11

Технические характеристики уровнемера поплавкового типа УДУ-10

Характеристики	Показания
Диапазон измерения, м	от 0 до 20
Основная погрешность при температуре $20^{\pm 5}$ °С, мм	± 4
Диапазон плотности измеряемой жидкости, кг/м^3	от 700 до 1200
Пределы температур измерений, °С	от –50 до +100
Материал поплавка	сталь 12Х18Н9Т
Масса, не более, кг	24,8

Таблица 2.12

Технические характеристики уровнемера поплавкового типа УП-76-1

Характеристики	Показания
Верхние пределы измеряемого уровня, м	0,4; 0,6; 0,8; 1,0; 1,6; 2,0; 2,5; 3,0; 4,0
Температура измеряемой среды, °С	от минус 40 до 100
Выходной сигнал при питании 0,125 А переменного тока частотой 50 Гц	10–0–10
Основная погрешность, %	± 2,5
Допустимое рабочее давление, кгс/см^2: для УП-76-1И (с присоединительным фланцем) для УП-76-1А (со штампованным фланцем)	 до 2,5 атмосферное
Материал деталей, соприкасающихся с измеряемой средой	сталь 12Х18Н10Т

Получают широкое распространение новые системы измерения уровней в горизонтальных и вертикальных резервуарах типа «Оптозонд-1500» (рис. 2.70, табл. 2.13), предназначенные для контроля и регулирования уровня неагрессивных незамерзающих жидкостей (нефть, светлые и темные нефтепродукты, мазут) в металлических резервуарах и выдачи информации на устройство управления и индикации

(рис. 2.71). Применяются они в нефтегазодобывающей, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, энергетике, в системах управления технологическими процессами и коммерческого учета нефтепродуктов в товарно-сырьевых парках.

Рис. 2.70. Поплавковый уровнемер «Оптозонд-1500» (производство НИИинтроскопии, г. Томск)

Рис. 2.71. Устройство управления и индикации «Оптозонд-1500»

«Оптозонд-1500» включает: уровнемеры поплавковые УП с интеллектуальной измерительной головкой ИГ, поплавком, противовесом, барабаном и передаточным механизмом; коробки распределительные КР; устройство управления и индикации УУИ со встроенным блоком питания, центральным процессором, постоянным и оперативным запоминающими устройствами; магистральные и соединительные кабели. УУИ включает цифровое табло, кнопку переключения номера резервуара (от 1 до 32), сигнальную лампу, выключатель питания, сетевой шнур, разъем магистрального кабеля, клемму защитного заземления, интерфейсный выход. Персональный компьютер и принтер могут быть подключены к УУИ через оптронную развязку, выдерживающую испытательное напряжение 1,5 кВ.

«Оптозонд-1500» (УРВ/3-15) является информационно-измерительной системой. Конструктивное, аппаратное, программно-алгоритмическое и метрологическое обеспечение уровнемера позволяет интегрировать его с ИИС «Баланс» и другими системами по магистральному каналу с помощью интерфейса RS-232.

В системе предусмотрено рациональное распределение функций между аппаратной частью и программным обеспечением. Способ установки – на световой люк.

Для измерения общего уровня жидкости (нефтепродукты, сжиженный газ и т. п.) в резервуаре с целью учета продукта нашли применение ультразвуковые уровнемеры типа РУ-ПТ3 (рис. 2.72).

Уровнемеры изготавливаются в обыкновенном и взрывозащищенном исполнениях. Уровнемер относится к импульсным ультразвуковым приборам, твердый звуковод которых вводится в резервуар с контролируемой

жидкостью. Длина звуковода не менее диапазона измерения. Уровень отслеживается при помощи поплавка, перемещающегося вдоль звуковода вместе с уровнем жидкости. Излучатель ультразвука, имеющий акустическую связь с верхним концом звуковода, периодически возбуждает в нем ультразвуковые волны (УЗВ) частоты 50 кГц. Очередная УЗВ возбуждается после того, как полностью прекратится предыдущая и ее отражение. При каждом цикле возбуждения УЗВ измеряются временные интервалы, пропорциональные уровню, а при наличии опорного канала, еще и базовому (опорному) расстоянию. При достижении УЗВ поплавка и опорного узла появляется электрический сигнал, который снимается со звуковода или намотанной на нём однослойной катушки.

Таблица 2.13

Технические характеристики поплавкового уровнемера «Оптозонд-1500»

Характеристики	Значения
Диапазон измеряемых уровней, м	0.1…15 и более
Предел основной приведенной погрешности измерения уровня, %	0.1
Исполнение УП, ИГ и КР, взрывозащищенное по ГОСТ 22782.5–78	1 ExiblIBT3
Степень защиты УП, ИГ и КР от внешних воздействий по ГОСТ 14254–96	1P53
Рабочие условия по ГОСТ 12997–84	
УУИ	группа В1
УП, КР	группа Д2
УРВ/3-15	группа Р1
Для УУИ относительная влажность при 30 °С без конденсации влаги, %	75
Для УП и КР относительная влажность при 25 °С без конденсации влаги, %	100
Долговечность, лет, не менее	14
Температура окружающего воздуха, °С	
для УУИ	от +10 до +35
для УП и КР	от –50 до +60
Взрывоопасность рабочей зоны КР и УП категория II В по ГОСТ 22782.0–81	класс ТЗ
Прочность оболочек КР и ИГ по ГОСТ 22782.0–81, Дж	20
Габаритные размеры, мм	
УП	640×276
ИГ	90×160
поплавок	380×140
КР	120×50
УУИ	200×50×300

Уровнемеры изготавливаются с чувствительным элементом жесткой конструкции без опорного узла и жесткой конструкции с внешним опорным узлом. Диапазон измерения составляет до 12 м. Предельно допускаемое рабочее избыточное давление до 2,5 МПа. Погрешность измерения общего уровня по цифровым выходам:

- *± 2 мм плюс единица наименьшего разряда для длины чувствительного элемента не более 4 м* (*по согласованию с заводом изготовителем*)*;*
- *± 4 мм плюс единица наименьшего разряда для первичного преобразователя жесткой конструкции с внешним опорным узлом;*
- *± 4* (*или 10*) *мм плюс единица наименьшего разряда для первичного преобразователя жесткой конструкции без опорного узла.*

  Выходной сигнал:
- *аналоговый 0…5 мА или 4…20 мА;*
- *цифровой* (*интерфейс RS-485*)*;*
- *индикация уровня в метрах на цифровом табло;*
- *релейный, с программируемыми уставками сигнализации верхнего и нижнего критических уровней* (*коммутируемая выходными реле мощность до 100 В·А*).

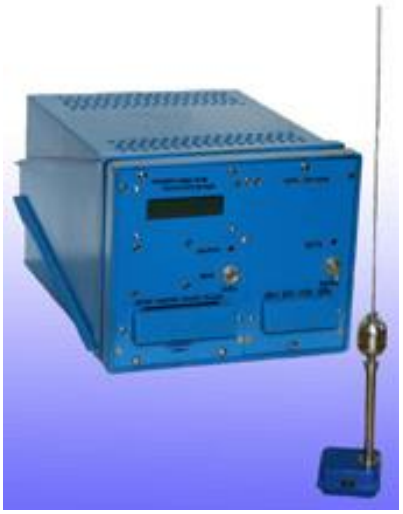


Рис. 2.72. Ультразвуковой поплавковый уровнемер РУ-ПТ3
(*изготовитель ОАО «Теплоприбор», г. Рязань*)

Буйковые уровнемеры. Действие буйкового уровнемера основано на законе Архимеда. Чувствительный элемент буйкового уровнемера – массивное тело (буй), подвешенное вертикально внутри сосуда, уровень жидкости в котором контролируется. По мере изменения уровня жидкости изменяется погружение буя в результате компенсации выталкивающей силы жидкости изменением усилия в подвеске. Таким образом,

по величине погружения буя судят об уровне жидкости в сосуде. Характеристика буйкового уровнемера линейная, а чувствительность тем больше, чем больше площадь поперечного сечения буя.

Буйковый уровнемер – это средство для непрерывного измерения уровня жидких продуктов в резервуарах и ёмкостях, измерения уровня раздела двух жидкостей, определения плотности продукта по пропорциональному изменению положения плавающего буйка. Они хорошо работают в различных жидкостях при широком диапазоне температур и давлений. Буйковые уровнемеры также применяются для решения различных прикладных задач во многих отраслях промышленности. Современная электроника позволяет встраивать уровнемеры в АСУТП (автоматизированные системы управления технологическими процессами) любой сложности.

Буйковые уровнемеры предназначены для измерения уровня в диапазоне до 10 метров при температурах от –50 до +120 ºС (в диапазоне от +60 до +120 ºС при наличии теплоотводящего патрубка, при температурах 120…400 °С приборы работают как индикаторы уровня) и давлении до 20 МПа, обеспечивая точность 0,25…1,5 %. Плотность контролируемой жидкости от 0,4 до 2 г/см^3.

К одному из представителей буйковых уровнемеров можно отнести уровнемер типа УБ-76-1 (рис. 2.73).

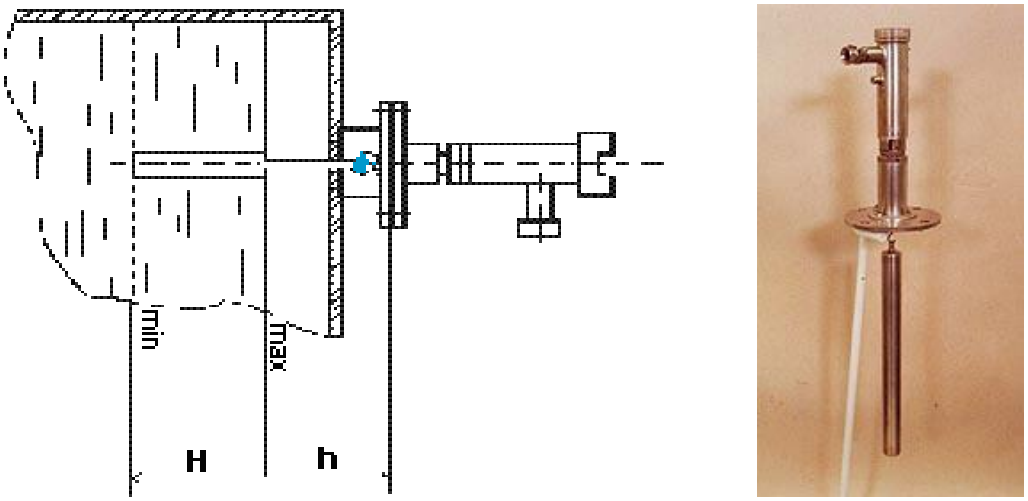


Рис. 2.73. Буйковый уровнемер типа УБ-76-1
(*производство ОАО «НИПОМ», г. Дзержинск*)

Буйковый уровнемер типа УБ выпускается двух модификаций: *УБ-76-1И – для ёмкостей, находящихся под избыточным или вакуумметрическим давлением; Б-76-1А – для ёмкостей, находящихся под атмосферным давлением*.

Техническая характеристика буйкового уровнемера типа УБ приведена в табл. 2.14.

Таблица 2.14

Техническая характеристика буйкового уровнемера типа УБ

Характеристики	Показания
Верхние пределы измеряемого уровня, м	0,4; 0,6; 0,8; 1,0; 1,6; 2,0; 2,5; 3,0; 4,0; 6,0; 8,0
Температура измеряемой среды, °С	до 100
Плотность измеряемой среды, г/см^3	от 8 до 2,5
Выходной сигнал при питании 0,125 А переменного тока частотой 50 Гц	10–0–10
Основная погрешность, %	± 2,5
Допустимое рабочее давление, кгс/см^2: для УБ-76И (с присоединительным фланцем) для УБ-76А (со штампованным фланцем)	 до 2,5 атмосферное

Преобразователь уровня буйковый пневматический типа ПИУП (рис. 2.74) предназначен для контроля уровня жидкости или уровня раздела двух несмешивающихся жидкостей в системах автоматического контроля технологических процессов с повышенными требованиями к пожаробезопасности. Приборы используются в химической, нефте- и газодобывающих отраслях промышленности совместно с регистраторами и исполнительными механизмами, работающими от стандартного пневматического сигнала 20…100 КПа.

Рис. 2.74. Преобразователь уровня буйковый пневматический типа ПИУП (производство ОАО «Теплоприбор», г. Рязань)

Основные технические характеристики:

- *диапазон измерения – до 16 м;*
- *предельно допускаемое рабочее избыточное давление – до 16 МПа;*
- *погрешность измерений ± 0,5 %, ± 1,0 %, ± 1,5 %;*
- *питание – сжатый воздух давлением до 140 кПа;*

- *выходной сигнал – пневматический от 20 до 100 кПа;*
- *температура контролируемой жидкости – от минус 50 до плюс 200 °С, а при использовании теплоотводящего патрубка может быть от минус 50 до плюс 400 °С.*

Материалы деталей уровнемера ПИУП, контактирующих с измеряемой средой, представлены в табл. 2.15.

Таблица 2.15

Материалы деталей преобразователя уровня буйкового пневматического типа ПИУП

<table>
<tr><th colspan="4">Материалы</th></tr>
<tr><td>буйков и подвесок</td><td>присоединительного фланца и кронштейна</td><td>прокладок</td><td>мембраны</td></tr>
<tr><td>сталь 12Х18Н10Т</td><td>сталь 12Х18Н10Т</td><td rowspan="3">фторопласт</td><td>сплав 36НХТЮ</td></tr>
<tr><td>сталь 08Х17Н15М3Т</td><td>сталь 08Х17Н15М3Т</td><td rowspan="2">сталь 06ХН28МДТ</td></tr>
<tr><td>сталь 06ХН28МДТ</td><td>сталь 06ХН28МДТ</td></tr>
</table>

Электрические методы измерения уровня

Для измерения уровня жидкости может быть использовано различие электрических свойств жидкости и парогазовой смеси под ней. Под электрическими свойствами понимаются диэлектрическая проницаемость и электропроводность веществ.

Кондуктометрический метод измерения уровня основан на измерении электрической проводимости первичного преобразователя, зависящей от значения уровня.

Ёмкостной метод измерения основан на изменении ёмкости первичного преобразователя в зависимости от положения уровня измеряемой среды. Обычно первичный преобразователь выполняется в виде коаксиальных цилиндров [14].

Ёмкостной метод обеспечивает хорошую точность – порядка 1,5 %, имеет те же ограничения, что и поплавковый: среда не должна налипать и образовывать отложения на ЧЭ. Вместе с тем, в отличие от поплавкового, он применим как для жидких, так и для сыпучих сред (размер гранул до 5 мм). Характерным принципиальным ограничением для ёмкостного метода является однородность среды. Среда должна быть однородной, по крайней мере, в зоне расположения ЧЭ.

Емкостные уровнемеры. Принцип работы емкостных уровнемеров основан на изменении ёмкости конденсатора, образованного электродом датчика и проводящей стенкой бака при изменении уровня жидкости. Ёмкость конденсатора зависит от трех факторов:

- *расстояния между электродами;*
- *площади электродов;*
- *диэлектрической проницаемости среды.*

Ёмкость конденсаторного преобразователя образована одним или несколькими стержнями, цилиндрами или пластинами, частично введенными в жидкость, от уровня жидкости (рис. 2.75). Применение ёмкостных уровнемеров при высоком давлении и температуре, агрессивной среде, в случае налипания продукта на датчик или стенки сосуда и в среде с абразивными примесями.

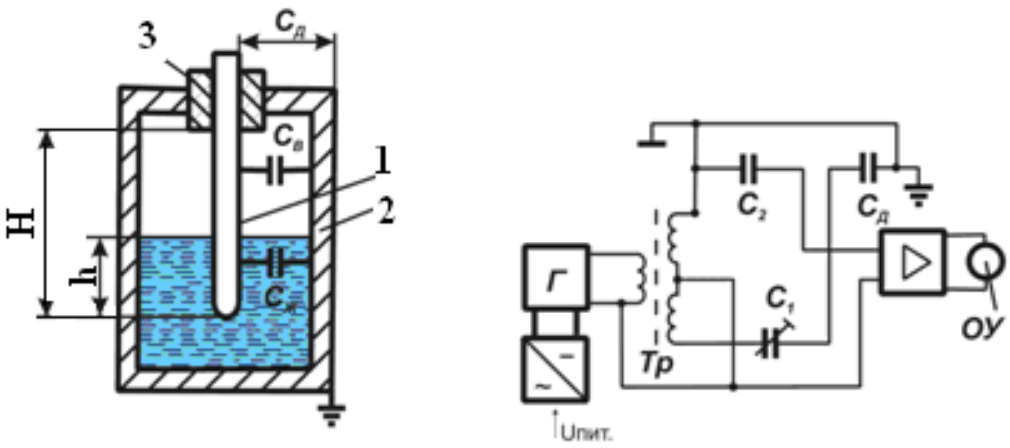


Рис. 2.75. Устройство ёмкостного уровнемера:
1 – электрод; 2 – корпус преобразователя; 3 – втулка

Изменение ёмкости зависит от высоты жидкости ***h*** и её диэлектрической проницаемости ***e*** (рис. 2.76).

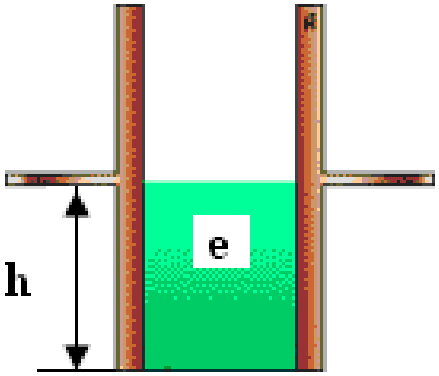


Рис. 2.76. Конденсаторный преобразователь

***Электропроводными считаются жидкости**, имеющие удельное сопротивление менее чем 10^6 Ом·м и диэлектрическую проницаемость от 7 и выше.*

Пример электропроводности некоторых жидкостей представлен в табл. 2.16.

Таблица 2.16

Диэлектрическая проницаемость некоторых жидкостей

Жидкость	Диэлектрическая проницаемость
Спирт	3
Бензин	2…3
Хлороформ	5,5
Глицерин	1,2
Дизельное топливо	2,1
Нефть	2,1
Вода	81

Чувствительный элемент ёмкостного уровнемера представляет собой конденсатор, обкладки которого погружены в среду. Конструкция конденсаторных преобразователей различна для электропроводных жидкостей. Чувствительный элемент может быть выполнен в виде двух концентрических труб, пространство между которыми заполняется средой, либо в виде стержня, при этом роль второй обкладки играет металлическая стенка ёмкости. В случае проводящей жидкости чувствительный элемент покрывается изолятором, обычно фторопластом. Изменение уровня жидкости приводит к изменению ёмкости чувствительного элемента, которая преобразуется в выходной электрический сигнал.

Условия применения емкостных датчиков по характеристикам рабочей среды: температура –40…+200 ºС, давление – до 2,5 МПа, диапазон измерения – до 3 м (30 м – для гибких и тросовых ЧЭ).

Широко распространены такие модели емкостных датчиков, как ИСУ-100, ДУЕ-1, «Multicup». Для датчиков ДУЕ-1 разработан широкий спектр модификаций, предусматривающих применение в различных средах, в том числе агрессивных взрывоопасных, в различных температурных и климатических условиях при разных физических состояниях контролируемой среды.

Кондуктометрические уровнемеры. Для контроля уровня электропроводных жидкостей применяют омические уровнемеры, которые представляют собой участок электрической цепи, обладающей определенным омическим сопротивлением. Принцип действия основан на замыкании электрической цепи через контролируемую среду.

В последнее время получили применение высокочастотные резонансные уровнемеры, преобразователи которых выполнены в виде отрезков однородной и неоднородной длинной линии.

Основной недостаток электрических уровнемеров – невозможность их применения в вязких, кристаллизующихся средах, имеющих твердые осадки и налипания на электроды преобразователя [15].

Одним из примеров таких уровнемеров служит кондуктометрический датчик-реле уровня типа РОС-301 (рис. 2.77), используемый для сигнализации и поддерживания в заданных пределах уровня электропроводных жидкостей в трех точках в одном или различных резервуарах.

Рис. 2.77. Датчик-реле уровня РОС-301
(*производство ОАО «Теплоприбор», г. Рязань*)

Материалы датчика, параметры контролируемой среды, длина погружаемой части и исполнение датчика указаны в табл. 2.17 и на рис. 2.78.

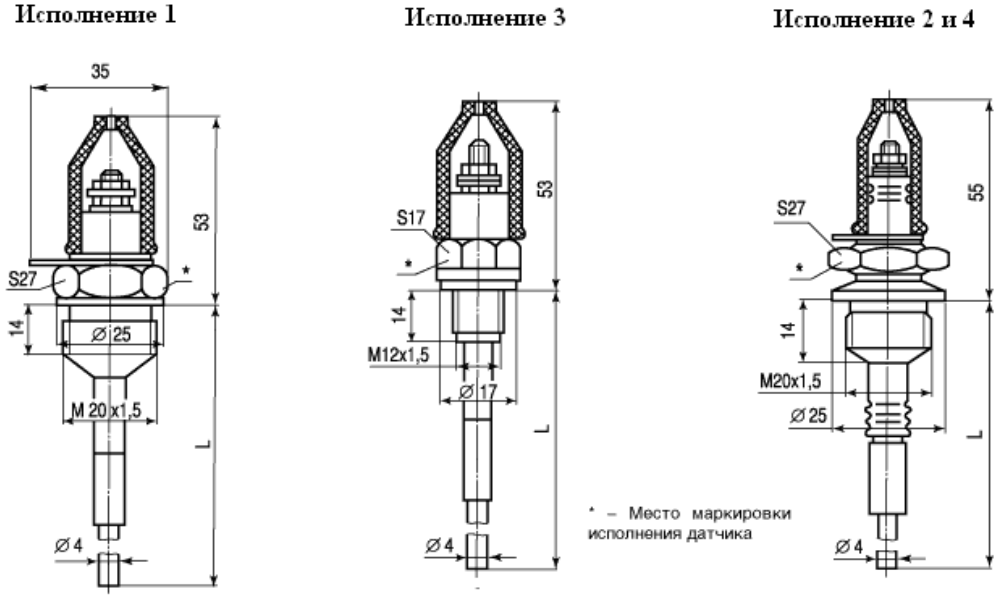


Рис. 2.78. Габаритные и установочные размеры датчиков

Таблица 2.17

Технические характеристики кондуктометрического уровнемера типа РОС-301

Характеристики	Показания
Материал электрода, погружаемого в контролируемую жидкость	сталь 12Х18Н10Т
Температура контролируемой среды: изолятор (фторопласт) изолятор (керамика)	не выше, ºС: 200 250
Рабочее давление, МПа: изолятор (фторопласт) изолятор (керамика)	 2,5 от 2,5 до 6,3
Удельная электропроводность, Ом/м	не менее 0,015
Длина погружаемой части	0,6 при вертикальном монтаже или 0,1 при горизонтальном монтаже
Температура окружающего воздуха, °С	для датчика от –50 до +70; для передающего преобразователя от +1 до +35

Прибор состоит из передающего преобразователя и трех датчиков. Датчик (рис. 2.78, 2.79, 2.80) состоит из корпуса ***1***, электрода ***2*** и колпачка ***3***, служащего для уплотнения провода, подключаемого к клемме электрода.

Передающий преобразователь (рис. 2.79) состоит из корпуса ***1***, крышки ***2***, электронного блока ***3***. На крышке ***2*** имеются четыре светофильтра ***6*** для индикации питания и достижения заданных уровней. Подключение внешних проводов или кабелей производится под винт, уплотнение осуществляется прокладками ***4***, в которых необходимо пробить отверстие, соответствующее наружному диаметру провода или кабеля. На корпусе прибора имеется винт заземления ***5***.

Принцип действия прибора основан на преобразовании изменений электрических сопротивлений между электродом и стенкой резервуара в электрический релейный сигнал.

При погружении электрода датчика в контролируемую среду сопротивление уменьшается ($R_{ср} < 5000$ Ом), срабатывает реле и загорается светодиод соответствующего канала. При отсутствии среды сопротивление увеличивается ($R_{ср} > 5000$ Ом), происходит опускание реле и гаснет светодиод.

Прибор имеет три независимых канала, позволяющих контролировать 3 уровня жидкости в одном или разных резервуарах.

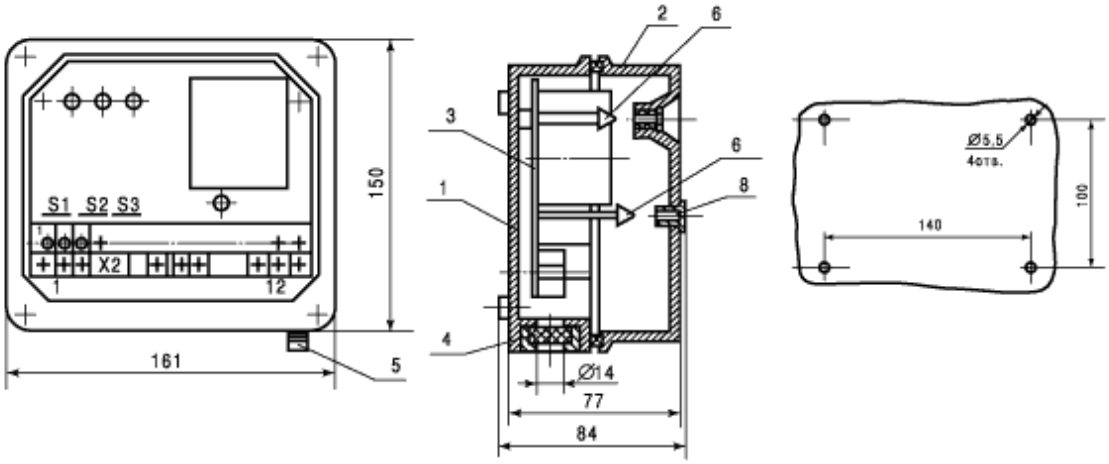


Рис. 2.79. Преобразователь передающий и разметка крепления на щите

Акустические методы измерения уровня

Среди множества методов измерения уровня жидких веществ метод акустической импульсной локации уровня сверху, со стороны газовой среды (воздуха), привлекает внимание тем, что уровнемеры, основанные на этом методе, бесконтактны, т. е. чувствительный элемент уровнемера – излучатель-приемник, располагаемый в верхней части резервуара, не контактирует непосредственно с измеряемой средой (рис. 2.80, 2.81).

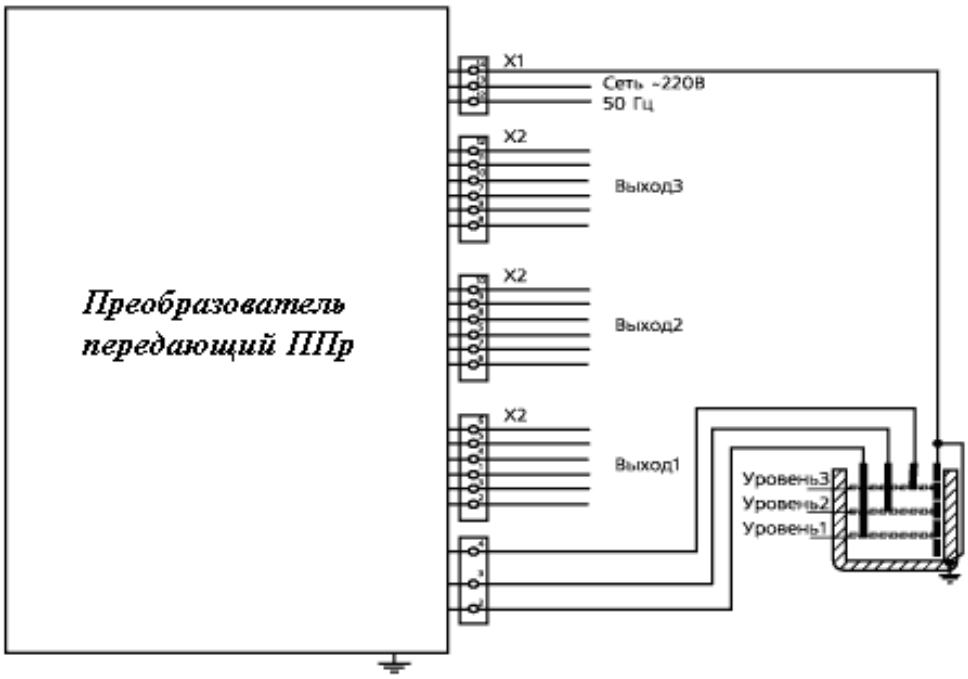


Рис. 2. 80. Электрическая схема подключения прибора РОС-301

Такие приборы можно использовать для контроля сред практически с любыми физико-химическими свойствами. Это могут быть различные

жидкости, в том числе вязкие, неоднородные, агрессивные, взрывоопасные и т. д. Бесконтактность метода определяет высокую надежность первичных преобразователей, не контактирующих с контролируемой средой, и может решать задачу унификации средств автоматического контроля.

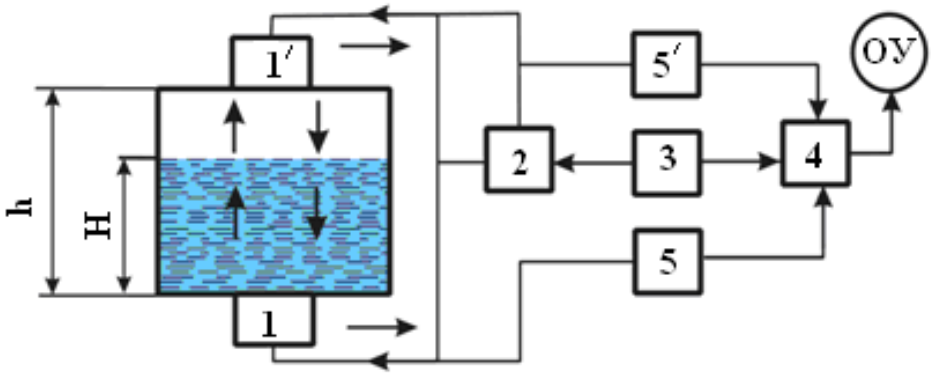


Рис. 2.81. Принципиальная схема ультраакустического уровнемера: 1 и 1′ – пьезоэлектрический преобразователь; 2 – генератор импульсов; 3 – генератор пакетов; 4 – схема измерения; 5 и 5′ – приемники-усилители

По принципу действия акустические уровнемеры можно подразделить:

- *на локационные;*
- *поглощения;*
- *резонансные.*

В локационных уровнемерах используется эффект отражения ультразвуковых колебаний от границы раздела жидкость–газ. Положение уровня определяется по времени прохождения ультразвуковых колебаний от источника до приемника после отражения их от поверхности раздела фаз.

В уровнемерах поглощения положение уровня определяется по ослаблению интенсивности ультразвука при прохождении через слои жидкости и газа.

В резонансных уровнемерах измерение уровня производится посредством измерения частоты собственных колебаний газа над уровнем жидкости [8].

Резонансные акустические уровнемеры (рис. 2.82, 2.83) предназначены для высокоточного дистанционного измерения уровня жидкостей, в том числе взрывоопасных, в резервуарах различного назначения и размеров.

Принцип действия уровнемера основан на измерении длины воздушной полости трубчатого резонатора, частично погруженного в контролируемую жидкость. Мерой длины является интервал между частотами ряда резонансных колебаний, возбуждаемых в воздушной полости резонатора.

Рис. 2.82. Акустический преобразователь:
(*патент России № 2249186 от 27 03.2005 г.*)

Рис. 2.83. Блок искрозащиты

Схематическое изображение уровнемера представлено на рис. 2.84. Трубчатый резонатор ***1*** устанавливается на резервуаре с жидкостью, уровень которой подлежит измерению. Нижний конец трубчатого резонатора погружается в эту жидкость. Блок акустического преобразователя ***2*** через линию связи ***3*** и блок искрозащиты ***4*** соединяется с сигнальным процессором ***5***, осуществляющим обработку сигналов и индикацию результатов. В качестве сигнального процессора используется либо специальный микропроцессорный блок, либо персональный компьютер.

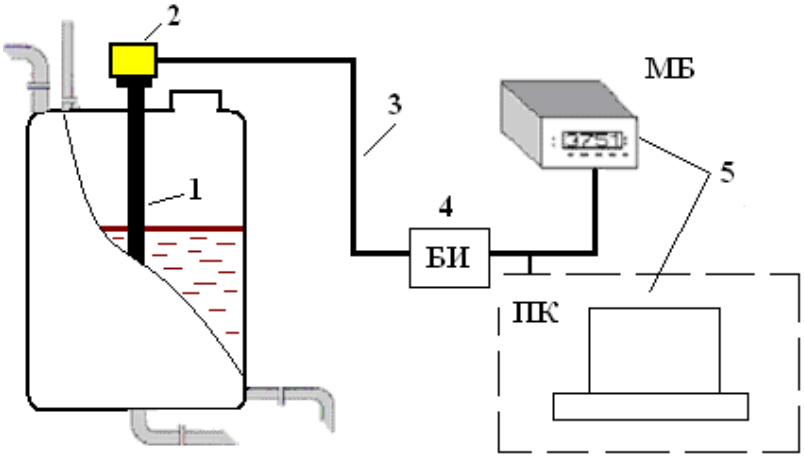


Рис. 2.84. Схема уровнемера резонансного акустического

Радарные (радиоволновые) уровнемеры. Это наиболее универсальные средства измерения уровня. Поскольку они не имеют непосредственного контакта с контролируемой средой, могут применяться для агрессивных, вязких, неоднородных жидких и сыпучих материалов. От ультразвуковых бесконтактных уровнемеров их выгодно отличает гораздо меньшая чувствительность к температуре и давлению в рабочей емкости, к их изменениям, а также большая устойчивость к таким явлениям, как запыленность, испарения с контролируемой поверхности, пенообразование. Радарные уровнемеры обеспечивают высокую точность (до ± 1 мм), что позволяет использовать их в системах коммерческого учета. Вместе с тем существенным лимитирующим фактором примене-

ния радарных уровнемеров остается высокая стоимость данных приборов.

Среди многообразия радарных уровнемеров можно выделить группу *радиолокационных* уровнемеров, работа которых основывается на явлении отражения электромагнитных волн от границы раздела сред, различающихся электрическими и магнитными свойствами.

Скорость распространения электромагнитной волны в среде $\boldsymbol{U}$ определяется значениями ее диэлектрической $\boldsymbol{\varepsilon}$ и магнитной $\boldsymbol{\mu}$ проницаемостей:

$$U = \frac{C}{\sqrt{\varepsilon\mu}}, \tag{2.49}$$

где $\boldsymbol{C}$ *– скорость света в вакууме.*

Схема уровнемера состоит из излучателя, приемника электромагнитной энергии ***2*** и схемы измерения интервала времени. Значение уровня определяется посредством измерения временного интервала между моментом посылки сигнала излучателем и приходом отраженного сигнала на приемник.

Локация может проводиться через газовую среду над жидкостью. Если жидкость неэлектропроводна, то локация может осуществляться и через жидкость. Но локация через газ предпочтительнее, так как, согласно [8, 15], излучатели не подвержены воздействию жидкости; кроме того, магнитные и диэлектрические проницаемости газов невелики и практически не зависят от изменения параметров и свойств газов. Но если для приборов такого класса характерна высокая чувствительность к нахождению в зоне излучения посторонних предметов, например металлических стенок емкостей, то современные радиолокационные системы построены на принципе локации через стенку рабочей емкости. Примером могут быть микроволновые радарные уровнемеры.

Микроволновые радарные уровнемеры. Наиболее сложные и высокотехнологичные средства измерения уровня. Для зондирования рабочей зоны и определения расстояния до объекта контроля здесь используется электромагнитное излучение СВЧ-диапазона. В настоящее время широко используются два типа микроволновых уровнемеров: импульсные и FMCW (*frequency modulated continuous wave*).

В уровнемерах FMCW происходит постоянное непрерывное излучение линейно-частотно-модулированного сигнала и, одновременно, прием отраженного сигнала с помощью одной и той же антенны. В результате на выходе получается смесь сигналов, которая анализируется с применением специального математического и программного обеспечения для выделения и максимально точного определения частоты полезного эхо-сигнала. Для каждого момента времени разность частот пря-

мого и обратного сигналов прямо пропорциональна расстоянию до контролируемого объекта. В качестве примеров FMCW-уровнемеров можно привести: *ВМ-70*, «*Арех*», отечественные «*Барс-314И*», «*Барс-351И*».

Импульсные микроволновые уровнемеры излучают сигнал в импульсном режиме, при этом прием отраженного сигнала происходит в промежутках между импульсами исходного излучения. Прибор вычисляет время прохождения прямого и обратного сигналов, определяет значение расстояния до контролируемой поверхности. По принципу импульсного излучения работают уровнемеры «*Micropilot M*» (рис. 2.85).

Обычно рабочая частота радарных уровнемеров, независимо от типа, варьирует от 5,8 до 26 ГГц. Чем более высока частота, тем более узок луч и тем выше энергия излучения, а следовательно, сильнее отражение.

Рис. 2.85. Семейство микроволновых радарных уровнемеров типа «Micropilot M»

Поэтому высокочастотные уровнемеры позволяют производить измерения уровня сред с низкой диэлектрической проницаемостью (слабой отражательной способностью). Они также удобны в емкостях, где присутствует различное оборудование, сокращающее свободную зону для работы радара. Вместе с тем, высокочастотные уровнемеры более чувствительны к таким явлениям, как запыленность, испарения, волнение поверхности рабочей среды, налипание частиц среды на поверхность антенны вследствие более интенсивного рассеивания сигнала. В подобных условиях лучше работают уровнемеры с частотой 5,8…10 ГГц.

Другой важной характеристикой, влияющей на формирование сигнала, является размер и тип антенны. Различают следующие типы антенн: рупорная (коническая), стержневая, трубчатая, параболическая, планарная. Чем больше размер антенны, тем более сильный и узконаправленный сигнал она излучает и, в то же время, тем более четкий прием отраженного сигнала.

Наиболее универсальный тип антенны – рупорная. Она применяется, как правило, в больших емкостях, позволяет работать с широким спектром сред по диэлектрической проницаемости, применима в сложных условиях и обеспечивает диапазон измерения до 35…40 м (в условиях спокойной поверхности).

Трубчатая антенна представляет собой надстроенный удлиненный волновод. Она позволяет формировать наиболее сильный сигнал за счет снижения рассеивания и используется в особо сложных случаях при наличии сильного волнения поверхности среды или большого слоя густой пены либо для случая сред с низкой диэлектрической проницаемостью. Трубчатая антенна применима для небольшого диапазона измерения уровня.

Планарный и параболический типы антенн обеспечивают особо высокую точность (до ± 1 мм) и применяются в системах коммерческого учета.

Радиолокационные уровнемеры типа РВР-102

Радиолокационные уровнемеры РВР-102 (рис. 2.86) применяются при работе с турбулентными, аэрованными, вязкими и агрессивными жидкостями, а также с густыми пастами, эмульсиями и суспензиями. На точность измерения уровня контролируемой среды не влияют: плотность и объем среды; многофазность среды; температура среды в диапазоне от –40 до +150 °С, давление в резервуарах до 10 бар.

Рис. 2.86. Уровнемер радиолокационный РВР-102 (*производитель НПО «Сатурн», Украина*)

Приборы оборудованы узлами защиты электронной аппаратуры от электрических импульсно-волновых перегрузок, вызванных грозовыми разрядами и промышленными наводками.

В радиолокационном уровнемере РВР-102 используется непрерывный частотно-модулированный СВЧ-сигнал в уникальном, для такого применения, трехсантиметровом диапазоне длин электромагнитных волн. Передатчик уровнемера излучает СВЧ-сигналы в направлении рабочего вещества через узконаправленную антенну. В приемнике отраженный сигнал непрерывно сравнивается с излучаемым. Разница частот между излученными и отраженными от поверхности сигналами, которая образуется благодаря модуляции, пропорциональна расстоянию до поверхности и позволяет определить уровень жидкости. Микропроцессорная обработка информации обеспечивает высокую точность измерений, а ее адаптивность позволяет формировать компьютерную информационную (коммерческую) сеть учета расхода жидкостей, независимо от количества контролируемых резервуаров, оснащенных уровнемерами.

Прибор не имеет движущихся частей и достаточно просто монтируется на люках резервуаров. Узлы прибора, которые размещаются в резервуаре, могут работать в условиях насыщенных паров контролируемой жидкости при давлении до 10 бар и температуре от –40 °С до +150 °С. Узлы прибора, которые размещаются вне резервуара, могут работать в диапазоне температур от –40 °С до +50 °С, влажности 98 % при температуре +35 °С. Технические характеристики уровнемера представлены в табл. 2.18.

Таблица 2.18

Техническая характеристика уровнемера радиолокационного типа РВР-102

Характеристики	Показания
Диапазон измерения уровня, м	от 1 до 30
Ошибка измерения уровня, мм, не более	± 1
Время измерения, с, не более	5
Масса прибора, кг, не более	20
Диаметр люка 300 мм для параболической антенны	
Диаметр люка 150 мм для конической антенны	
Индикация результата измерения на 5-разрядном цифровом дисплее	

Типовые способы монтажа измерительного блока. Ширину диаграммы направленности антенны радиолокационного измерителя уровня можно определить исходя из данных, приведенных в табл. 2.19.

Таблица 2.19

Ширина диаграммы направленности антенн

Расстояние D от плоскости фланца (м)	1,2	2,4	4,0	7,6	10,7	13,7	16,8	19,8	23,0	26,0	30,0
Расстояние d от оси фланца до границы зоны (м)	0,15	0,3	0,6	0,9	1,3	1,65	2,0	2,4	2,75	3,1	3,5

Способы монтажа уровнемера радиолокационного типа РВР-102 представлены на рис. 2.87, присоединительные размеры – на рис. 2.88.

Если уровнемер монтируют на рабочем резервуаре через смотровой люк, то на результаты измерения уровня жидкости существенно влияет состояние ее поверхности и наличие предметов в зоне излучения. Для сохранения необходимой точности в сложных условиях эксплуатации,

вызванных технологическими и другими процессами, целесообразно использовать 2-й и 3-й методы установки датчика.

На резервуаре с плавающей крышей датчик монтируется на отводной перфорированной трубе диаметром 150…200 мм.

Если уровнемер монтируется на технологических резервуарах с неспокойной поверхностью, то вместо антенны используется волновод перфорированный диаметром 25…30 мм.

Блок измерительный (рис. 2.89) крепится указанным фланцем к фланцу в верхней части контролируемого резервуара с помощью 8 болтов. Отклонение плоскости фланца резервуара, на котором монтируется блок измерительный, от горизонтали не допускается более чем на ± 1 °С. Питание измерительного блока и связь с вторичным преобразователем осуществляется по 4-проводной линии экранированным кабелем с внешним диаметром 8…12 мм. Длина линии до 500 м.

Преобразователь вторичный ПВ-2 (рис. 2.89, 2.90) выполнен в виде блока щитового монтажа. Отверстие в щите (118×112) мм. Глубина посадочного места с учетом колодок и предохранителей не менее 200 мм. Фиксаторы крепятся штатными винтами после монтажа прибора в щит.

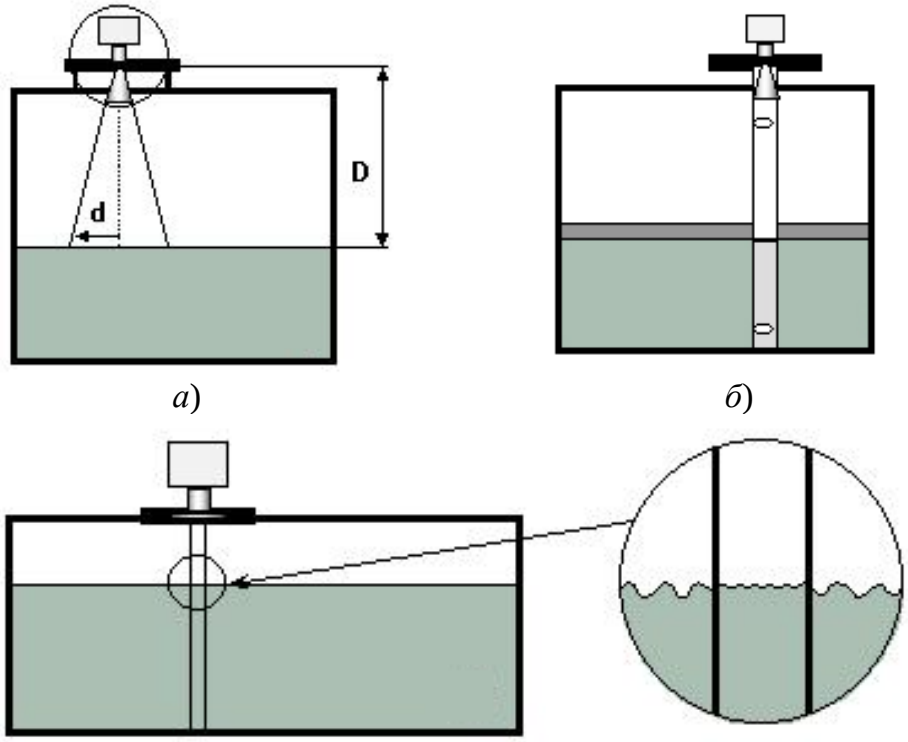


Рис. 2.87. Способы монтажа уровнемера РВР-102:
а) на рабочем резервуаре через смотровой люк; б) на резервуаре с плавающим покрытием; в) на технологических резервуарах

Питание вторичного преобразователя – от сети переменного тока напряжением 220 В. Вторичный преобразователь обеспечивает калибровку, индикацию измеряемых уровней на цифровом табло и установку с помощью клавиатуры значений контрольных уровней. Блок имеет стандартный компьютерный и аналоговый выходы, а также релейные выходы для двухконтрольных и аварийного уровней.

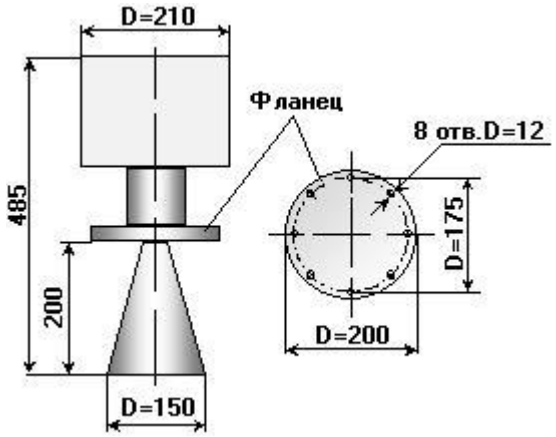


Рис. 2.88. Габаритно-присоединительные размеры для базовой конфигурации уровнемера РВР-102

Рис. 2.89. Общий вид вторичного преобразователя

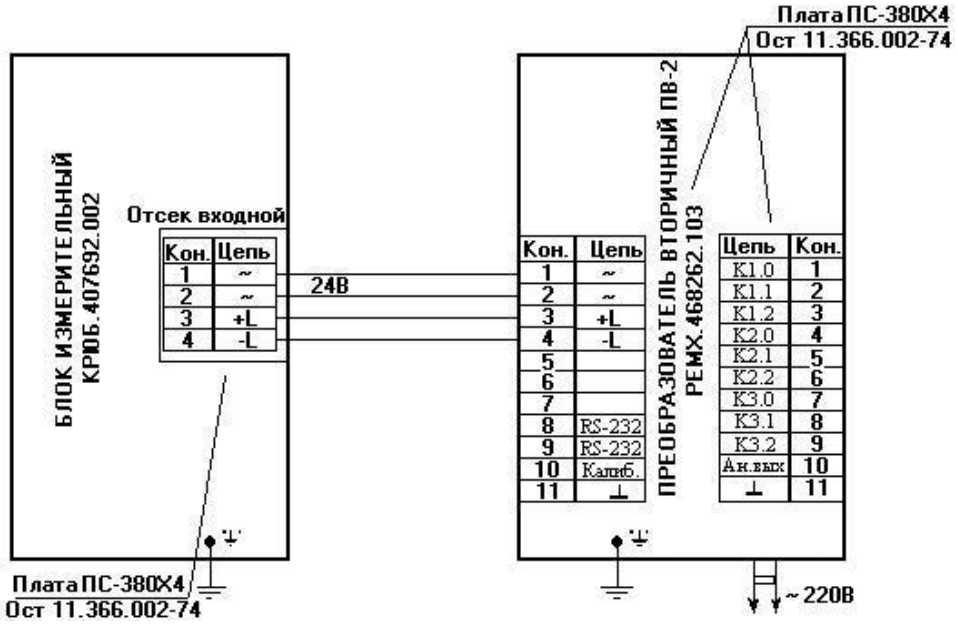


Рис. 2.90. Схема соединений блоков базовой конфигурации

Уровнемеры УЛМ-11А1

Уровнемер УЛМ-11А1 (рис. 2.91, табл. 2.20) представляет собой бесконтактный радиолокационный измерительный прибор непрерывно-

го действия. Уровнемер устанавливается на крыше резервуара и обеспечивает измерение уровня наполнения с точностью ± 3 мм, независимо от характеристик продукта и среды в резервуаре (температура, давление, влажность, пары и т. д. не влияют на точность измерения).

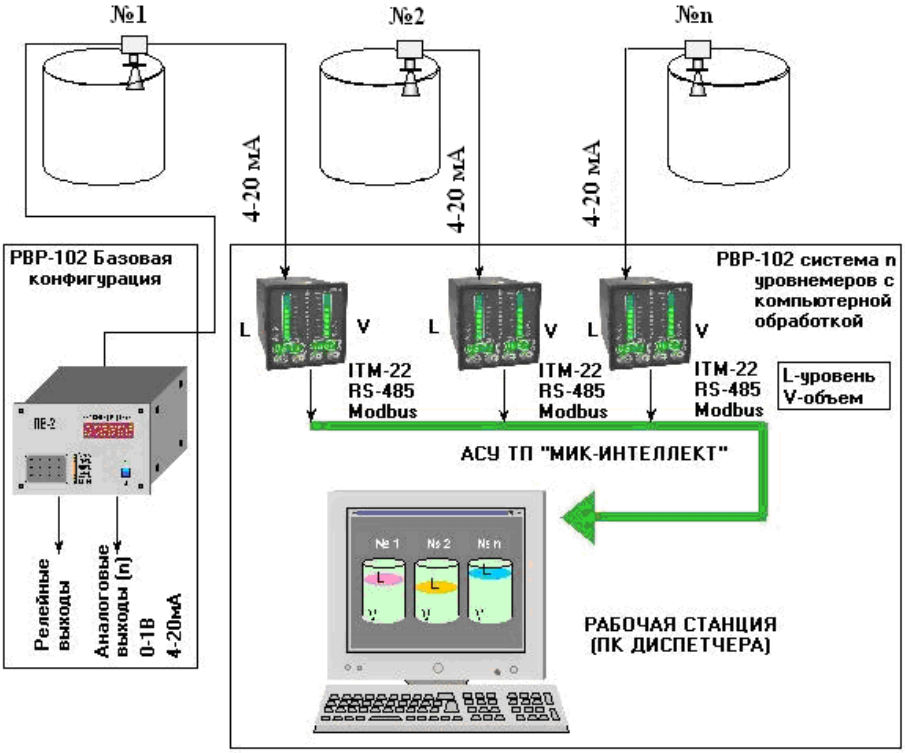


Рис. 2.91. Варианты конфигураций системы измерения уровня

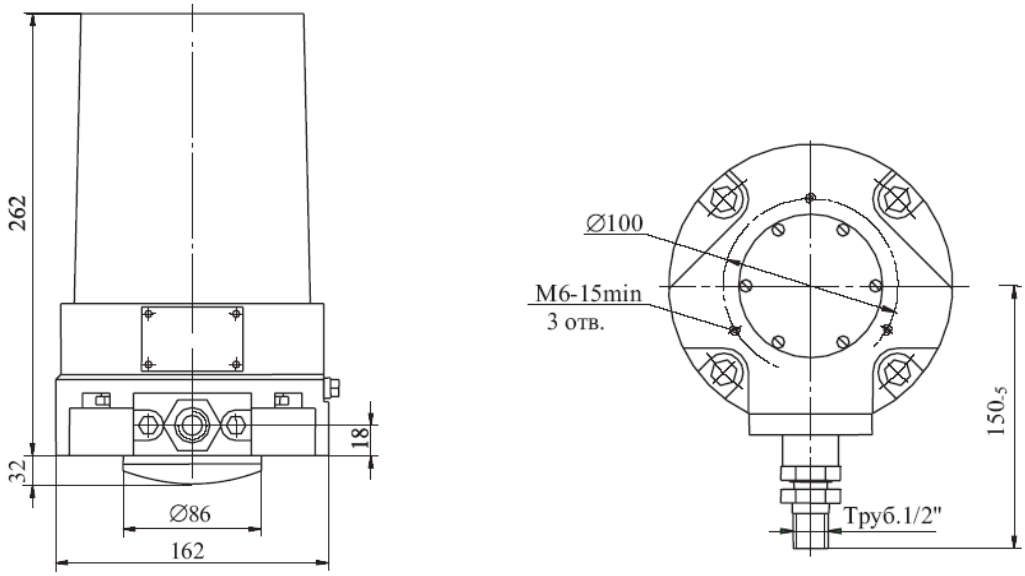


Рис. 2.92. Габаритные и установочные размеры уровнемера УЛМ-11А1 (производитель ЗАО «ЛИМАКО», г. Тула)

В уровнемере УЛМ-11А1 применен ЛЧМ-метод радиолокации, обычно используемый в высокоточных радиолокационных уровнемерах, ориентированных на коммерческий учет. Данный метод позволяет применить к обработке сигнала средства спектрального анализа, обеспечивающие высокоэффективное подавление различных помех («паразитных» отражений), а также помех, связанных с волнениями поверхности измеряемого продукта и загрязнениями антенны датчика уровня.

Каждый датчик уровня уровнемера УЛМ-11А1 (рис. 2.92) представляет собой автономное измерительное устройство, имеющее цифровой и пропорциональный токовый интерфейс. Каждый датчик уровня в соответствии с заданным режимом работы обеспечивает измерение уровня, обработку сигнала и выдачу пропорционального токового сигнала.

Технические характеристики уровнемера УЛМ-11А1 представлены в табл. 2.20.

Таблица 2.20

Технические характеристики уровнемера УЛМ-11А1

Характеристики	Значения
Диапазон измерения уровня	от 0,6 до 15 м
Максимальная погрешность	± 3 мм на всем диапазоне измерения
Влияние температуры на погрешность измерений	нет
Время измерения	не более 0,6 с
Режим измерения	непрерывный
Вес	8 кг
Температура окружающей среды	от –50 до +50 °С
Атмосферное давление	от 84,0 до 106,7 кПа
Длина линии связи	до 2400 м

Цифровой интерфейс соответствует стандарту RS485. Программное взаимодействие обеспечивается поддержкой протокола Modbus. В соответствии с данным протоколом каждый датчик уровня имеет свой уникальный номер, что позволяет объединять в одну измерительную систему до 255 датчиков.

Цифровой интерфейс используется как для конфигурирования датчиков уровня, так и для получения точной информации по уровню наполнения. Применение такого интерфейса позволяет получать результаты измерения без потерь на цифро-аналоговое / аналого-цифровое преобразование выходного сигнала, неизбежных в случае использования только пропорционального токового интерфейса.

Пропорциональный токовый интерфейс (рис. 2.93) обеспечивает выдачу токового сигнала в диапазоне от 4 до 20 мА пропорционально уровню заполнения резервуара. Данный интерфейс предназначен для подключения к уровнемеру исполнительных устройств, индикаторов и т. д., имеющих токовый интерфейс 4…20 мА.

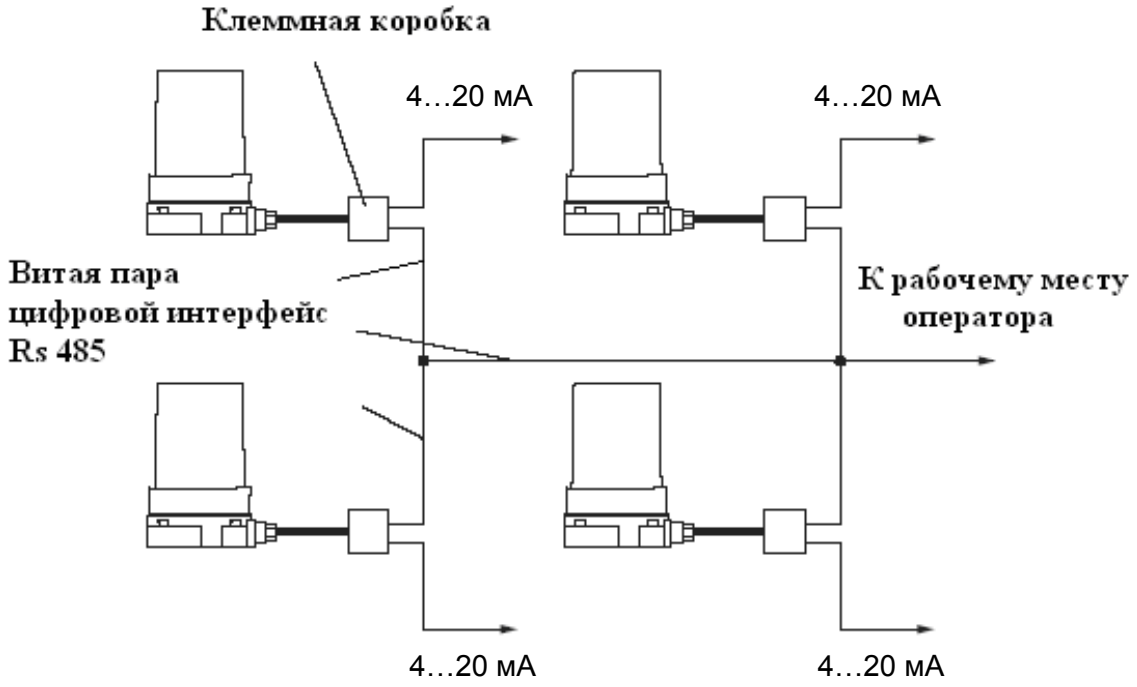


Рис. 2.93. Пропорциональный токовый интерфейс уровнемера УЛМ-11А1

Электрические соединения. Соединение между датчиком уровня и клеммной коробкой рекомендуется производить с помощью кабеля управления. Под крышкой датчика уровня располагаются клеммные колодки, к которым подключаются соответствующие провода.

Быстрое изменение уровня продукта в резервуаре, благодаря высокому быстродействию уровнемера, не является препятствием для стабильной работы УЛМ-11А1. При наличии бурлений на поверхности, точность измерения уровня во многом зависит от силы и характера волнений, для резервуаров с мешалками применяется специализированный алгоритм обработки сигнала. Влияние пены на измерение уровня различно и зависит от ее плотности и консистенции; при высокой температуре продукта датчик уровня изолируется от внутреннего объема резервуара при помощи радиопрозрачной прокладки.

Монтаж датчиков уровня осуществляется на любой подходящий фланец при помощи специального переходного фланца (см. рис. 2.94).

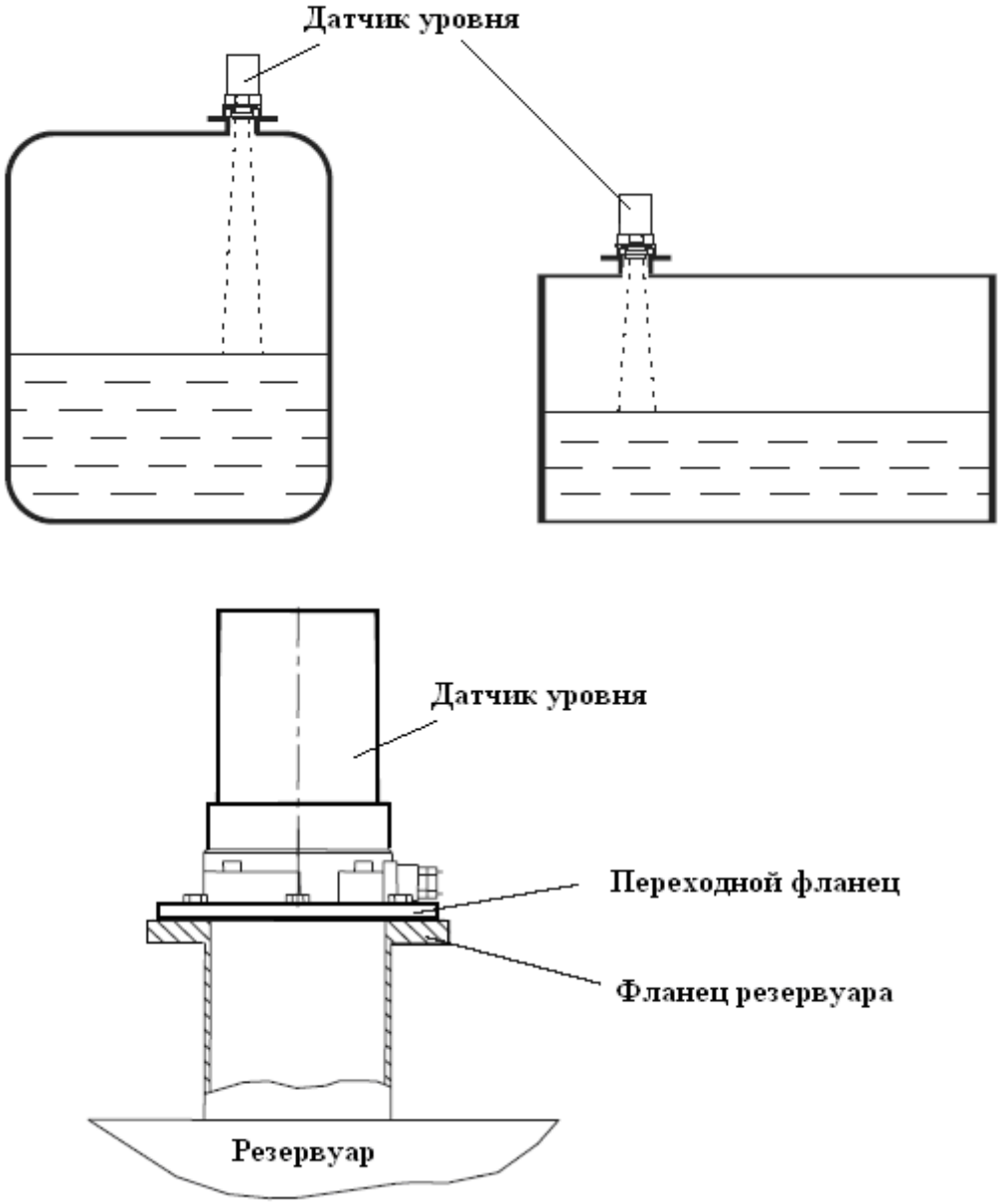


Рис. 2.94. Монтаж уровнемера УЛМ-11А1 на резервуаре

Радиоактивный принцип измерения уровня. Принцип действия радиоизотопных или радиоактивных уровнемеров основан на «просвечивании» контролируемого объекта потоком радиации. Измерение уровня при помощи радиоактивных изотопов целесообразно прежде всего там, где вследствие наличия специфических условий, а именно высокого давления, разреженности, агрессивности среды, нельзя использовать обычные приборы. Этот способ используют для измерения уровня заполнения резервуаров, где нельзя установить измерительные щупы или необходимо применение дорогостоящей системы измерительных щупов, вызванное конструктивными особенностями.

Но и в тех случаях, когда правила техники безопасности запрещают установку уровнемеров в резервуарах или когда установка обычных приборов потребовала бы больших затрат, для измерений бывает выгодно использовать радиоактивные изотопы. Особенно целесообразно применять радиоактивные изотопы для измерений уровня агрессивных материалов, веществ с повышенной адгезионной способностью, в резервуарах с очень высокими температурами, в резервуарах со встроенными мешалками.

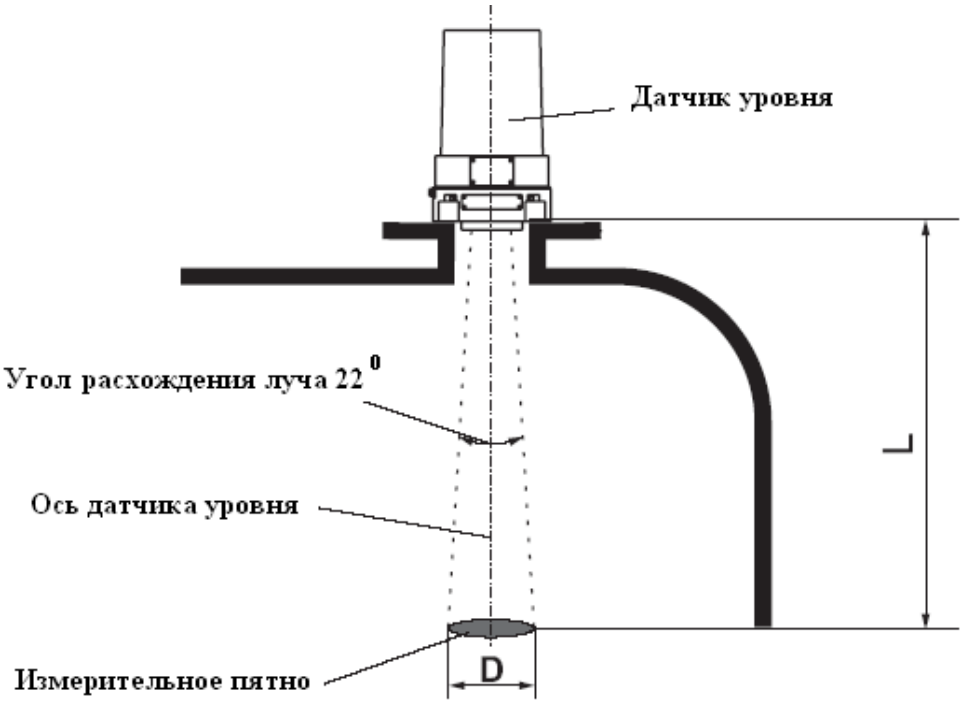


Рис. 2.95. Угол расхождения луча уровнемера УЛМ-11А1

Физические основы. В основе измерения при помощи искусственных радиоактивных изотопов лежит принцип поглощения радиоактивного излучения соответствующим материалом, содержащимся в резервуаре. Пучок γ-лучей, излучаемый радиоактивным источником, проникает через резервуар по прямой линии (рис. 2.96).

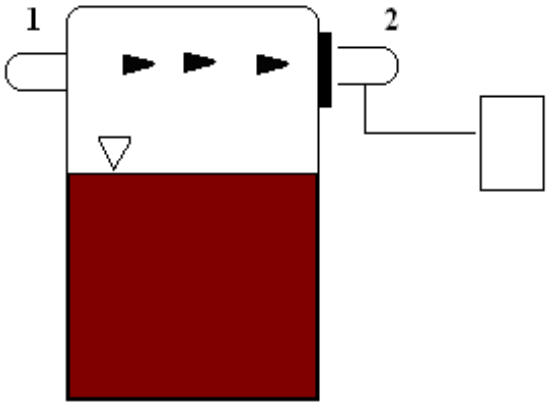


Рис. 2.96. Схема измерения уровня нефти при помощи радиации

На стенке резервуара, лежащей против излучателя ***1***, расположен приемник ***2***, преобразующий принятые лучи

в электрические импульсы. Вследствие поглощения радиоактивных лучей материалом внутри резервуара интенсивность принятого излучения зависит от высоты уровня. Возникающие на выходе приемника импульсы, частота которых пропорциональна интенсивности излучения, подводятся к переключающему устройству, реле которого срабатывает, как только число импульсов в единицу времени достигнет минимальной величины. Ввиду того что в большинстве случаев измеряют толстые слои материала, используют преимущественно γ-лучи. Большое влияние на процесс измерения оказывают стенки резервуара, обладающие иногда значительной толщиной. Исходную интенсивность проникающего через заполненный резервуар излучения рассчитывают следующим образом:

$$I_1 = I_0 e^{-\mu(2kf + \rho_i d_i)}, \qquad (2.50)$$

где $\boldsymbol{f}$ *– толщина стенки резервуара;*

$\boldsymbol{\rho_i}$ *– плотность содержимого;*

$\boldsymbol{d_i}$ *– внутренний диаметр резервуара;*

$\boldsymbol{\mu}$ *– массовый коэффициент поглощения;*

$\boldsymbol{k}$ *– плотность материала стенки.*

Такое же выражение имело бы место и для теоретического случая, когда стенки отсутствуют, т. е. толщина и плотность стенки не оказывают влияния на ослабление. Однако необходимо отметить существенный недостаток такого способа измерения уровня углеводородов. Ввиду того что нефти и нефтепродукты хранятся в металлических резервуарах, наличие металлических стенок большой толщины приводит к рассеянию, оказывающему заметное влияние на направление и интенсивность излучения. Это может приводить к погрешности измерения до ±2 %. Поэтому, для сокращения таких величин погрешности можно либо использовать радиоактивные препараты более высокой энергии, либо расстояние между излучателем и приемником должно быть минимальным, что не всегда достижимо в реальных условиях эксплуатации резервуарного парка.

2.2.4. Системы автоматизированного комплексного измерения уровня углеводородов

В настоящее время в России и за рубежом большое распространение получили измерительные комплексы, позволяющие определять не только параметры уровня, но другие характеристики жидких субстанций. Примером отечественного производства могут служить измерительные комплексы для нефти и нефтепродуктов «СГИУ».

Система автоматизированного измерения параметров светлых нефтепродуктов «*Струна-М*» (рис. 2.97, 2.98, табл. 2.21, 2.22, 2.23) при

приеме, хранении и оперативном контроле резервуарного парка АЗС обеспечивает выполнение функций охраны окружающей среды, сигнализации наличия подтоварной воды в резервуарах, управления силовыми цепями исполнительных механизмов.

Возможности системы

- Высокоточное дистанционное измерение параметров топлива (уровень, плотность, температура).
- Автоматическое вычисление объема и массы по градуировочным таблицам.
- Индивидуальная информация о каждом резервуаре.
- Автоматический контроль герметичности резервуаров.
- Контроль перелива топлива.
- Отображение результатов измерения и вычисления параметров на автономном индикаторе или вывод информации в систему пользователя по стандартному интерфейсу.
- Сигнализация наличия подтоварной воды.
- Метрологическая поверка без демонтажа оборудования.

Рис. 2.97. Уровнемер «Струна-М»
(*производство ЗАО НТФ «Новинтех», г. Королев*)

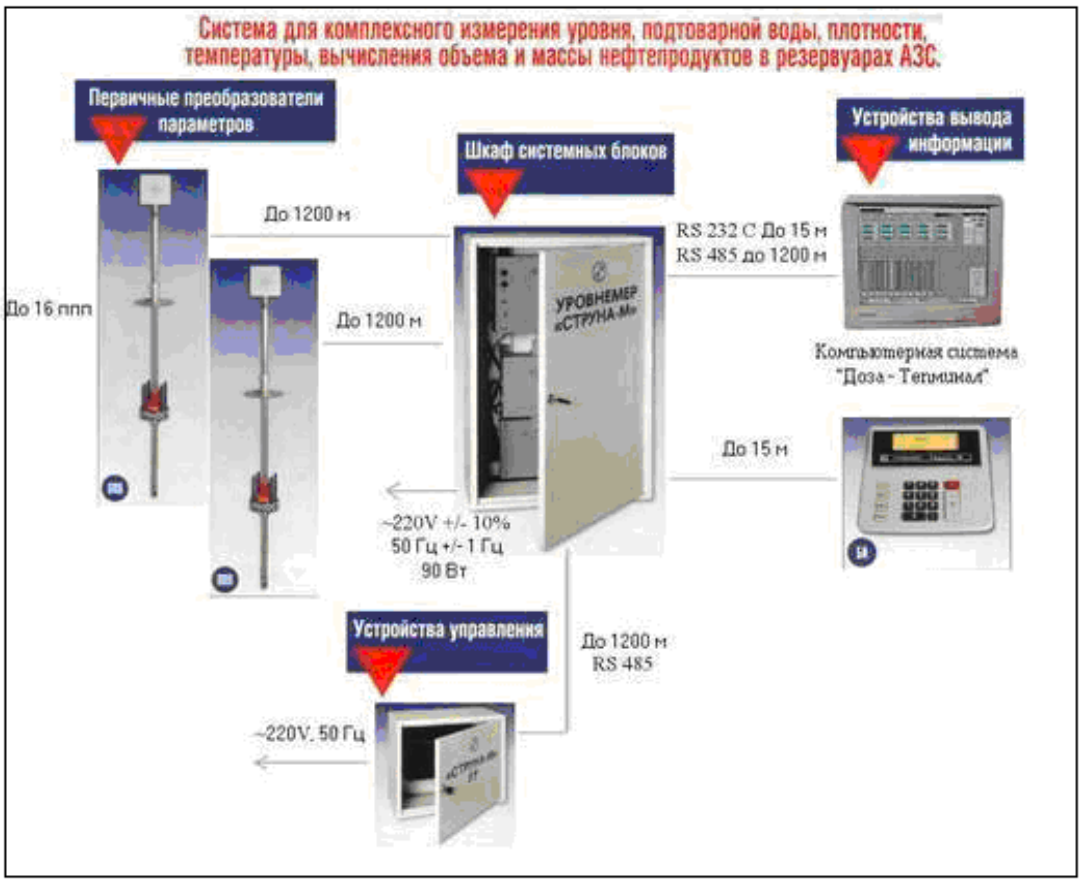


Рис. 2.98. Общий вид системы комплексного измерения параметров нефтепродуктов «Струна-М»

Таблица 2.21

Технические характеристики уровнемера «Струна-М»

Характеристики	Значения
Диапазон измерения уровня (без плотности), мм	от 120 до 4000
Диапазон измерения уровня (с плотностью), мм	от 200 до 4000
Абсолютная погрешность измерения уровня, мм	± 1, 0
Порог чувствительности, мм	0, 2
Температурный диапазон эксплуатации ППП, °С	от –40 до +50
Диапазоны измерения плотности, кг/м³	от 690 до 880
Абсолютная погрешность измерения плотности, кг/м³	1,5
Сигнализация подтоварной воды на уровне, мм	25
Количество контролируемых резервуаров	до 16
Длина кабеля от каждого резервуара до операторской	не более 200 м
Количество выходов управления силовыми цепями на каждый резервуар	до 4
Питание	220 В +10…15 % 50 Гц, 0.6 А

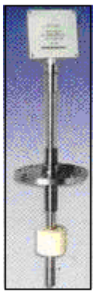
Таблица 2.22

Технические параметры системных блоков

Блок вычислительный	Блок питания	Блок индикации
Количество каналов, max: 16 Выход на стандартный интерфейс RS-232C, RS-485 Выход на печать Размеры (мм): 235×160×120	Электропитание: 220 В, 50 Гц Потребляемая мощность: 90 Вт Размеры (мм): 275×200×50	Настольное исполнение Экран буквенно-цифровой: 2 строки на экране Ввод параметров: с клавиатуры Размеры (мм):195×180×50

Таблица 2.23

Технические параметры преобразователей

Первичный преобразователь параметров нефтепродуктов	Первичный преобразователь параметров сжиженного газа	Первичный преобразо-ватель параметров метрологический для градуировки резервуара
		
Измеряемый уровень (мм):120…4000 Погрешность измерения уровня (мм): ± 1.0 Чувствительность (мм): 0.02 Измеряемая плотность (кг/м ³): 650…1000 Погрешность измерения плотности (кг/м ³): ± 1.5 Измеряемая температура (°С): –40 – +50 Погрешность измерения температуры (°С): ± 1.0 Дискретность измерения температуры (°С): 0,1 Сигнализация подтовар-ной воды (мм): 25	Измеряемый уровень (мм):100…4000 Погрешность измере-ния уровня (мм): ± 1.0 Чувствительность (мм): 0.02 Рабочее давление (кг/м ³): 16 Сжиженные газы с плотностью от 480 кг/м ³	Измеряемый уровень (мм):10…4000 Погрешность измерения уровня (мм): ± 1.0 Чувствительность (мм): 0.02

Система гидростатического измерения уровня (*СГИУ*) предназначена для точного измерения уровня продуктов, находящихся в резервуарах различной конфигурации (рис. 2.99, табл. 2.24) Непосредственно на резервуарах располагаются два высокоточных преобразователя, датчик температуры,· интерфейсный блок преобразователя (ИБП).

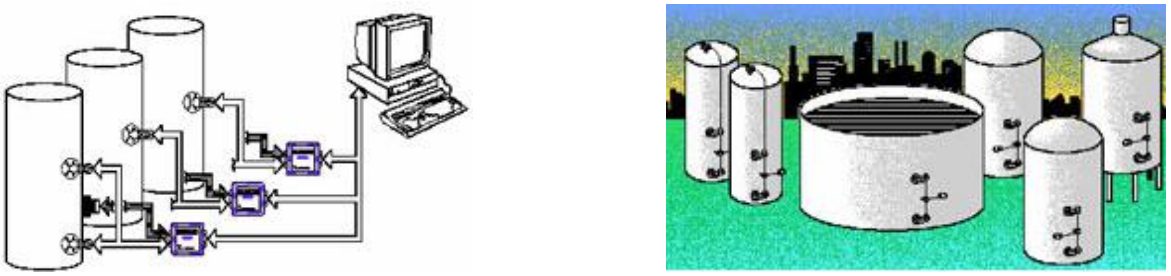


Рис. 2.99. Общий вид системы СГИУ

Главным элементом системы является преобразователь давления «Сапфир-22МР» или «Сапфир-Кварц». Используя возможности высокоточного измерения давления, система рассчитывает такие параметры, как масса, плотность, объем и уровень заполнения резервуара продуктом.

Таблица 2.24

Технические характеристики СГИУ

Характеристики	Значения
Количество обслуживаемых резервуаров	от 1 до 30
Средний срок службы	10 лет
Длина линии связи между ИПБ и оператором	не более 1500 м
Температура окружающего воздуха для первичных преобразователедй и ИПБ	от –50 до +50 °С
Температура окружающего воздуха для остальных частей	от 5 до 50 °С

Интерфейсный блок преобразователя (ИБП) устанавливается непосредственно у резервуара, принимая сигналы от преобразователей давления; рассчитывает массу, плотность, объем и уровень с индикацией полученных значений на встроенном жидкокристаллическом индикаторе. При этом учитывается деформация оболочки резервуара, вызванная изменением окружающей температуры.

Программное обеспечение верхнего уровня позволяет производить:

- *высокоточное измерение уровня, плотности, массы, объема;*
- *отображение результатов измерения и вычисления на мониторе компьютера у оператора;*

- *ведение накопительных данных (до 1 года) по получаемой информации;*
- *предотвращение перелива продукта при наполнении резервуара – путем выдачи управляющих сигналов на отключение насосов, включение (отключение) звуковой и световой сигнализации;*
- *распечатку результатов обработки текущей информации и архивных данных на принтере.*

2.2.5. Классификация расходомеров и счетчиков жидкости, газа и пара

Анализ данных [3, 13, 16, 17] позволил представить основные виды расходомеров и счетчиков жидкости, пара и газа в следующем виде (рис. 2.100).

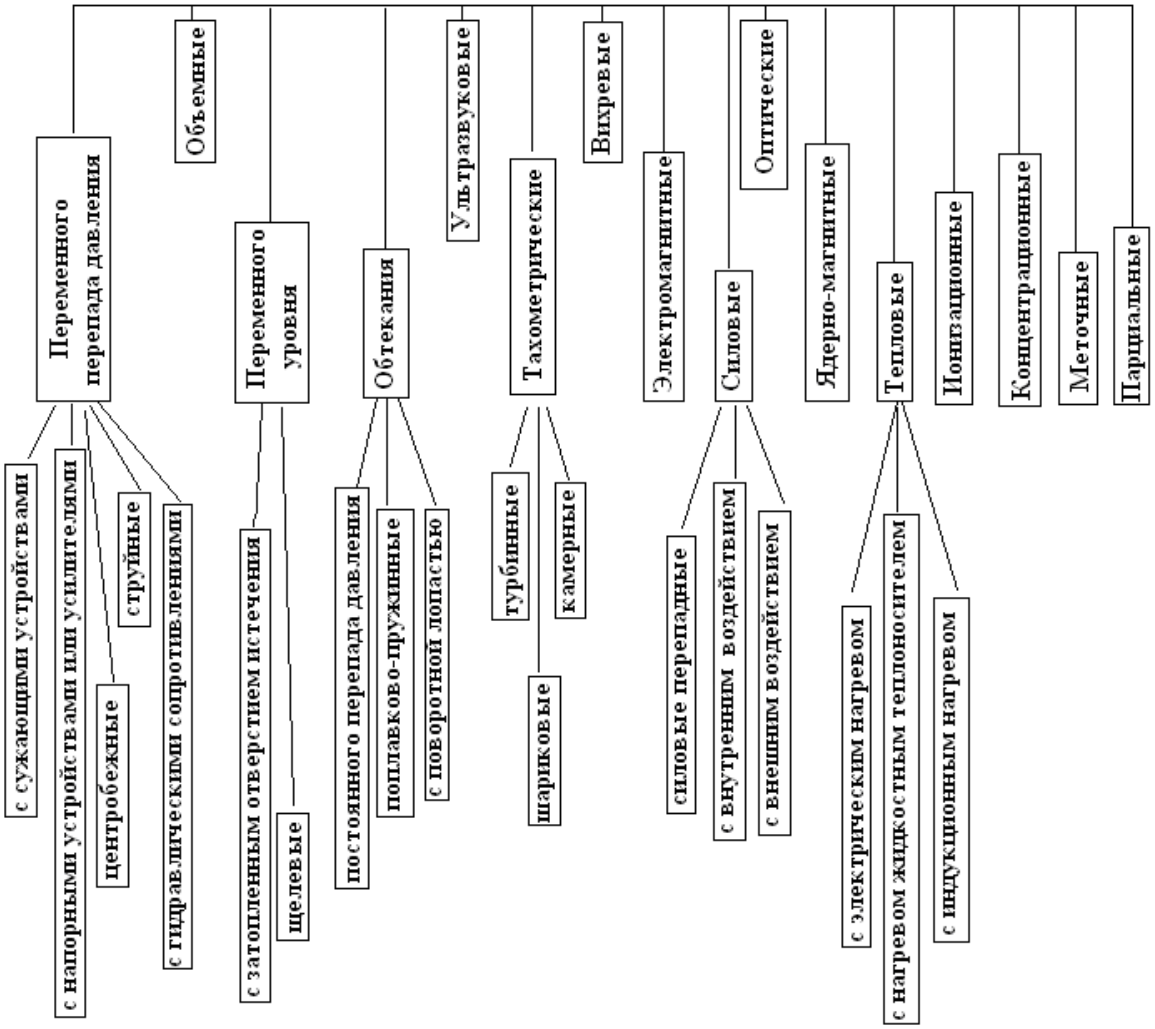


Рис. 2.100. Классификация основных расходомеров и счетчиков жидкости, газа и пара

Согласно [16] расходомеры и счетчики можно подразделить на 4 группы.

Группа А. Приборы, основанные на гидродинамических методах: *переменного перепада давления, переменного уровня, обтекания, вихревые, парциальные*. Широкое применение получили расходомеры переменного перепада давления с сужающими устройствами. Для малых расходов жидкостей и газов служат ротаметры и поплавковые приборы, относящиеся к расходомерам обтекания. Весьма перспективны вихревые расходомеры.

Группа Б. Приборы с непрерывно движущимся телом: *тахометрические, силовые* (*в том числе вибрационные*). Из *группы Б* значительное применение находят различные разновидности тахометрических расходомеров: турбинные, шариковые и камерные (роторные, с овальными шестернями и др.), *последние – в качестве счетчиков по учету газа, нефтепродуктов* и других жидкостей.

Группа В. Приборы, основанные на различных физических принципах: *тепловые, электромагнитные, акустические, оптические, ядерно-магнитные, ионизационные.* Наибольшее распространение получили электромагнитные для измерения расхода электропроводных жидкостей и ультразвуковые (разновидность акустических) для измерения расхода жидкостей и, частично, газа. Реже встречаются тепловые и акустические приборы – для измерения малых расходов жидкостей и газов. Расходомеры оптические, ядерно-магнитные и ионизационные применяются сравнительно редко.

Группа Г. Приборы, основанные на особых методах: *корреляционные, меточные, концентрационные.* Меточные и концентрационные расходомеры служат для разовых измерений, например при проверке промышленных расходомеров на месте их установки. Корреляционные приборы перспективны для измерения расхода двухфазных веществ.

Все расходомеры и счетчики являются частью государственной системы приборов, которая представляет собой совокупность унифицированных блоков, приборов и устройств, имеющих стандартизированные параметры входных и выходных сигналов, нормированные габаритные размеры, присоединительные размеры, а также параметры питания. Это позволяет решать все задачи автоматического контроля, регулирования и управления производственными процессами. Так, для измерения массовых и объемных параметров нефти и газа при их транспортировке по системам магистральных трубопроводов применяют: термометры для замера температуры; показывающие и регистрирующие (самопишущие) манометры для замера давления; приборы для регистрации перепада давлений на скоростных расходомерах; приборы учета (газовые счетчики или расходомеры).

Требования к приборам для измерения расхода и количества вещества

В настоящее время к приборам для измерения расхода и количества жидкостей и газов предъявляется много разнообразных требований.

- *Большой диапазон измеряемых расходов и повышение точности измерения*
- *Достижение независимости результатов измерения от изменения параметров среды – давления, температуры и плотности.*
- *Увеличение надежности действия приборов.*
- *Улучшение динамических свойств приборов* (*измерения быстроменяющихся расходов, увеличение скорости протекания технологических процессов, широкое применение расходомеров в системе автоматического управления – все это требует увеличения быстродействия измерительных приборов, то есть повышения их динамических характеристик: уменьшение постоянной времени, увеличение частоты свободных колебаний и т. п.*).
- *Расширение границ параметров измеряемых веществ* (*измерение при высоких давлениях, измерение в широких температурных диапазонах*).
- *Широкая номенклатура измеряемых веществ* (*при последовательной перекачке нефтей, имеющих разные плотности и вязкости; расход двух- или трехфазных сред*).

Контрольные задания

1. Назовите основные параметры, определяющие объемный и массовый расход газовой среды, проходящей через сужающие устройства.
2. Объясните, почему реальный расход несжимаемой жидкости при прохождении через сужающее устройство не равен теоретическому расходу.
3. Сравните динамический, статические и гидростатические методы определения массы веществ.
4. Приведите классификацию дифманометров и принцип работы одного из них.
5. Конструктивное исполнение термоэлектрическихе преобразователей и способы их крепления на трубопроводах.
6. Достоинства бесконтактных приборы для определения температуры.
7. Приведите классификацию и принципы измерения акустических уровнемеров.

3. ИЗМЕРЕНИЕ РАСХОДА И КОЛИЧЕСТВА УГЛЕВОДОРОДОВ МЕТОДОМ ПЕРЕМЕННОГО ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ СУЖАЮЩИХ УСТРОЙСТВ И ДИФМАНОМЕТРОВ

3.1. Сужающие устройства

Расходомеры с сужающими устройствами, несмотря на широкое внедрение средств измерений расхода другого типа (ультразвуковых, турбинных, индукционных, вихревых и т. д.), занимают большую долю всего парка расходомеров у нас в стране и за рубежом.

Широкое применение расходомеров с сужающими устройствами объясняется их дешевизной, простотой конструкции, возможностью эксплуатации практически при любых давлениях и температурах. Для их градуировки и поверки не требуются образцовые расходомерные установки, которые необходимы почти для всех остальных расходомеров и счетчиков газа. Кроме того, они обладают важным достоинством – удобством массового производства, так как индивидуально изготавливается только первичный преобразователь (сужающее устройство), а все остальные, наиболее сложные части (средства измерений температуры, перепада давления, давления и средства обработки показаний) могут изготавливаться крупносерийно.

Сужающим устройством *называют техническое устройство, устанавливаемое в измерительном трубопроводе со сквозным отверстием для создания перепада давления среды путем уменьшения площади сечения трубопровода* (*сужения потока*) [19].

Они работают в комплекте с вторичными преобразователями – дифманометрами. Показания дифманометров (механические, электронные) регистрируются и обрабатываются вручную планиметрами и с помощью электронных вычислителей (Россия: ВКГ-2; СПГ-761; СПГ-763; совместного и зарубежного производства: «Гиперфлоу», «Суперфлоу», «Телефлоу» и т. д.).

Планиметр *– от лат. planum* (*ровное место, плоскость, метр*) *– математический прибор для определения площадей плоских фигур произвольной формы.*

Обработку равномерных круглых диаграмм выполняют пропорциональными планиметрами, неравномерных – корневыми планиметрами, ленточных диаграмм – полярными планиметрами.

По результатам планиметрирования диаграмм подсчитывают среднесуточный расход газа по формуле

$$Q = 0{,}1333 Q_{\max} N_k \, \varepsilon \sqrt{\frac{P}{Z \rho T}} K_f \,, \qquad (3.1)$$

где *0,1333 – постоянная корневого планиметра;*

Q_{max} *– верхний предел измерений дифманометра расходомера;*

N_k *– планиметрическое число по отсчету корневого планиметра;*

ε *– поправочный коэффициент, учитывающий расширение измеряемой среды в рабочих условиях;*

P *– абсолютное среднесуточное давление газа;*

T *– абсолютная среднесуточная температура газа;*

Z *– коэффициент сжимаемости газа в рабочих условиях P и T;*

ρ *– фактическая плотность газа;*

K_f *– постоянная для данного вида сужающего устройства, которая определяется на основании расчетного листа на диафрагму.*

$$K_f = \frac{1}{K_t \varepsilon_0} \sqrt{\frac{\rho_0 T_0 Z}{\rho_0}} \,, \qquad (3.2)$$

где ***K_t*** *– коэффициент температурного расширения диафрагмы (в диапазоне от 20 до 60 °С принимают $K_t = 1$);*

ε_0 *– расчетный поправочный коэффициент, учитывающий расширение измеряемой среды при ρ_0 и T_0;*

ρ_0, T_0 и P_0 *– расчетная плотность, температура и давление газа [25].*

Расчет и выбор сужающих устройств производят на основе заданной измеряемой температуры и условий измерения, т. е. температуры среды, диаметра трубопровода, среднего и максимального расхода, номинального давления и потери давления на сужающем устройстве.

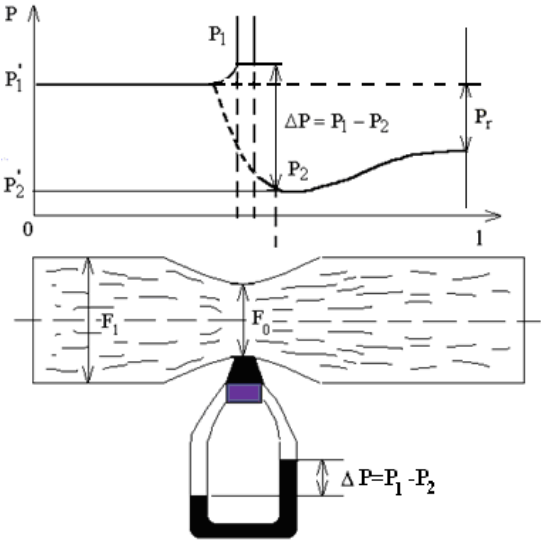
В результате расчета, выполняемого методом последовательных приближений, определяют тип сужающего устройства и его параметры. Затем по выбранному значению измеряемой разности давлений ***ΔP*** подбирают тип дифманометра с соответствующим пределом измерения.

Сужающее устройство устанавливается в трубопроводе и создает в нем местное сопротивление, выполняя функции первичного преобразователя. При протекании вещества через него повышается скорость в суженном сечении, по сравнению со скоростью потока до сужения. Увеличение скорости, а следовательно и кинетической энергии, вызывает уменьшение потенциальной энергии потока в суженном сечении. При этом статическое давление в суженном сечении будет меньше, чем в се-

чении до сужающего устройства. Таким образом, при протекании вещества через сужающее устройство создается перепад давлений $\Delta P = P_1 - P_2$ (рис. 3.1), зависящий от скорости потока и от расхода жидкости. Перепад ΔP является мерой расхода вещества, протекающего по трубопроводу.

С 1 января 2007 года введен в действие комплекс межгосударственных стандартов: ***ГОСТ 8.586.1–2005; 8.586.5–2005*** [19–23]. Измерение расхода и количества жидкостей и газов производят с помощью стандартных сужающих устройств, где в качестве сужающих устройств широко применяют:

- *стандартные диафрагмы* (*рис. 3.1, 3.4*);
- *сопла* (*рис. 3.2*);
- *сопла Вентури* (*рис. 3.3, 3.8*);
- *трубы Вентури* (*рис. 3.9*).



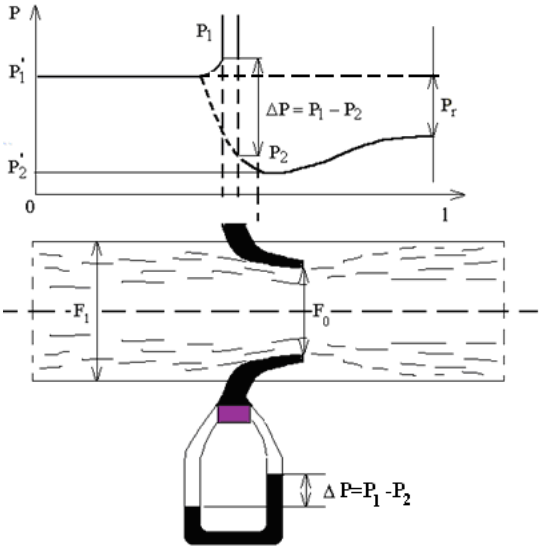


Рис. 3.1. Диафрагма *Рис. 3.2. Сопло*

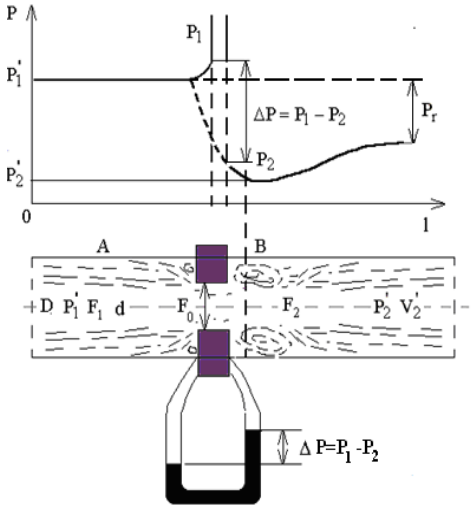


Рис. 3.3. Сопло Вентури

Применение сужающих устройств возможно, если расход среды является постоянным или медленно изменяющимся во времени. Могут допускать пульсации потока, если только выполняется условие [18]:

$$\frac{\left[\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\left(\Delta P_i - \overline{\Delta P}\right)^2\right]^{0,5}}{\overline{\Delta P}}, \qquad (3.3)$$

где ***n*** *– число измерений перепада давления за интервал времени, принятый для оценки пульсаций потока;*

i *– номер измерения;*

$\boldsymbol{\Delta P_i}$ *– значение перепада давления на сужающем устройстве при i-м измерении;*

$\overline{\Delta P}$ *– среднее значение перепада давления на сужающем устройстве;*

$$\overline{\Delta P} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\Delta P_i . \qquad (3.4)$$

3.1.1. Диафрагма

Диафрагма *– это тип стандартного сужающего устройства, выполненного в виде тонкого диска с отверстием, имеющим со стороны входа потока острую прямоугольную кромку.* Другими словами, диа-

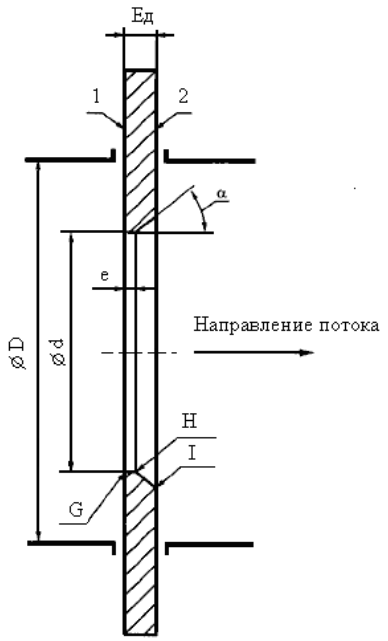


Рис. 3.4. Диафрагма: 1 – входной торец диафрагмы; 2 – выходной торец диафрагмы; ЕД – толщина диафрагмы; e – длина цилиндрической части отверстия диафрагмы; G, H, I – кромки; d – диаметр отверстия; D – диаметр проходного сечения измерительного трубопровода; α – угол наклона образующей конуса к оси отверстия диафрагмы (*в пределах 45° ± 15°*)

фрагма представляет собой тонкий диск с отверстием круглого сечения с острой кромкой, центр которого лежит на оси трубы (рис. 3.4).

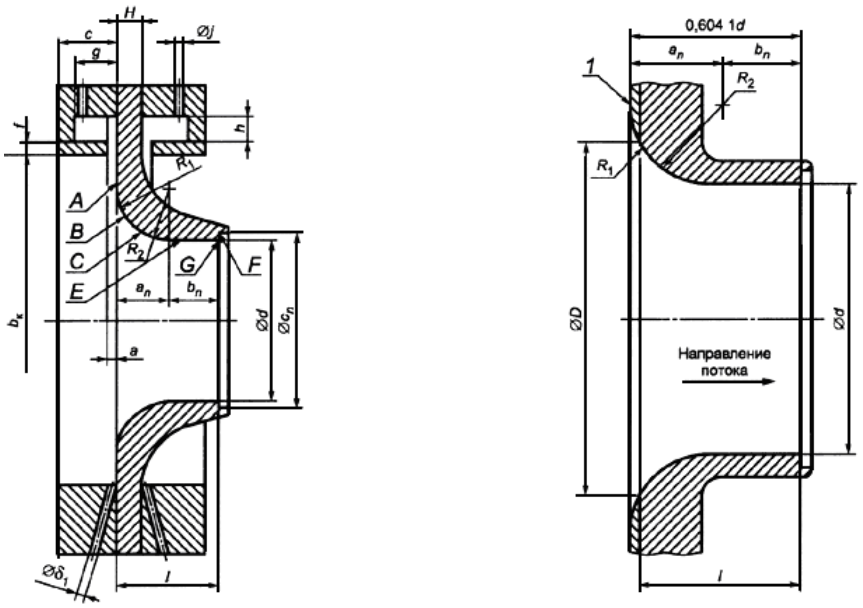
Согласно ГОСТ 8.586.2–2005 [20]:

- *длина цилиндрической части отверстия диафрагмы е должна находиться в пределах от 0,005 до 0,02 диаметра проходного сечения* ***D****;*
- *разность между значениями е, при ее измерении в любой точке контура отверстия, не должна превышать 0,001* ***D****;*
- *толщина диафрагмы* $E_Д$ *должна быть в пределах от е до 0,05* ***D****;*
- *диаметр отверстия диафрагмы* ***d*** *должен быть не менее 12,5 мм;*
- *входная кромка* ***G*** *должна быть острой, т. е. радиус ее закругления должен быть не более 0,05 мм;*
- *угол наклона образующей конуса* ***α*** *к оси отверстия диафрагмы должен быть в пределах 45° ± 15°.*

3.1.2. Сопло

Сопло *– это тип стандартного сужающего устройства, имеющего плавно сужающуюся часть на входе, переходящую на выходе в горловину.*

Согласно ***ГОСТ 8.586.3–2005*** применяют два вида сопла: сопло ИСА1932 и эллипсное сопло. *Сопло ИСА1932* – это сопло, у которого плавно сужающаяся часть на входе образована дугами двух радиусов, сопрягающимися по касательной (рис. 3.5).



а) *б*)

Рис. 3.5. Сопло ИСА1932 в плоскости,
при различном соотношении диаметра отверстия сужающего
устройства (d) *и внутреннего диаметра измерительного трубопровода* (D)*:*
а – при $d \le 2D/3$*; б – при* $d > 2D/3$

Диаметр отверстия сужающего устройства *– это диаметр части отверстия сужающего устройства, имеющей минимальную площадь поперечного сечения* (***ГОСТ 8.586.1–2005***).

Профиль сопла образован:

- *входной торцевой плоскостью **A**, перпендикулярной к осевой линии сопла;*
- *плоскостью сужающейся части сопла, образующей которой является линия, состоящая из дуг окружностей **B** и **C**;*
- *внутренней цилиндрической поверхностью горловины **E**;*
- *внутренней поверхностью кольцевого выступа **F**, предохраняющего выходную кромку **G** от повреждения;*
- *толщиной стенки сопла **H**.*

Входная торцевая плоскость ***A*** ограничена окружностями диаметром ***1,5 d*** и диаметром ***D*** (***d*** – диаметр отверстия сужающего устройства при рабочей температуре среды; ***D*** – внутренний диаметр измерительного трубопровода). При ***d ≤ 2D/3*** радиальная ширина входной торцевой плоскости ***A*** равна нулю (рис. 3.5, *а*). При ***d > 2D/3*** сопло не имеет плоской части в пределах окружности внутреннего диаметра трубопровода. В данном случае сопло изготовляют, как если бы ***D*** был больше, чем ***1,5 d***, а затем отсекают часть сопла таким образом, чтобы плоская торцевая часть сопла имела внутренний диаметр, равный ***D*** (рис. 3.5, *б*). Все параметры сопла рассчитываются согласно ***ГОСТ 8.586.3–2005.***

Эллипсное сопло *– это сопло, у которого плавно сужающаяся часть на входе имеет в радиальном сечении профиль в виде четвертой части эллипса* (*рис. 3.6, 3.7*).

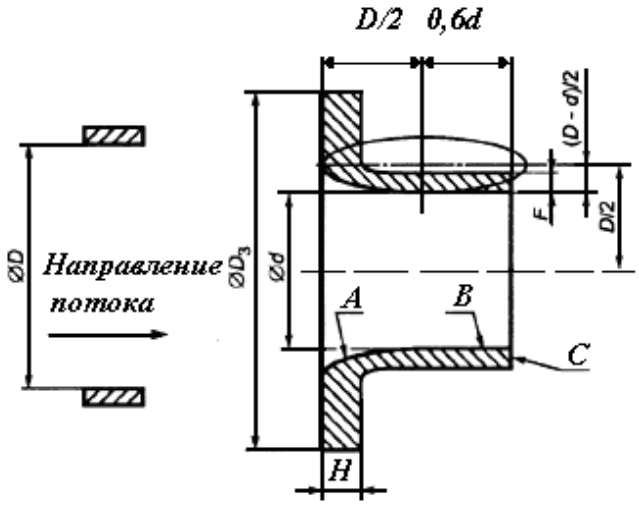


Рис. 3.6. Профиль эллипсного сопла большого относительного диаметра горловины (0,25 ≤ β ≤ 0,8), где β – относительный диаметр отверстия сужающего устройства, определяемый как соотношение диаметра отверстия сужающего устройства при рабочей температуре среды d внутреннего диаметра измерительного трубопровода D

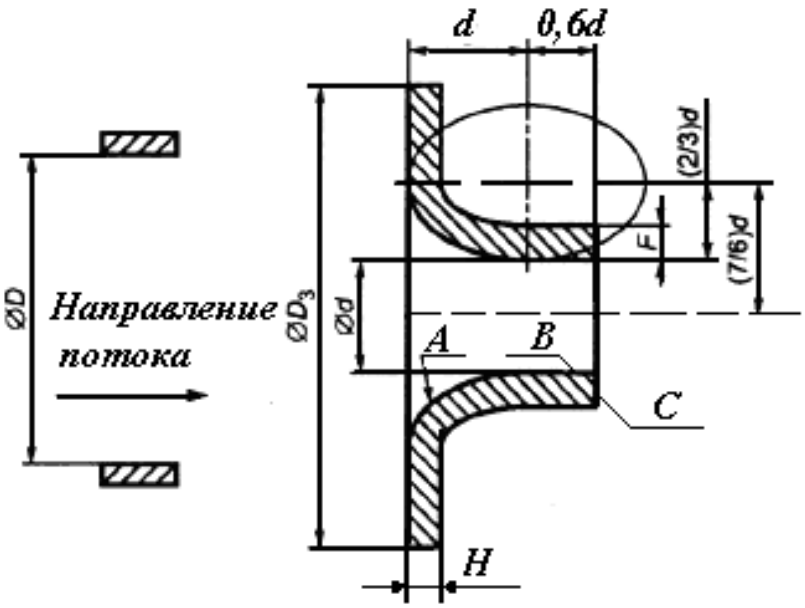


Рис. 3.7. Профиль эллипсного сопла большого относительного диаметра горловины ($0,25 \le \beta \le 0,8$)

Профиль эллипсного сопла большого и малого относительного диаметра горловины образован:

- *сужающейся частью сопла **A**;*
- *внутренней цилиндрической поверхностью горловины **B**;*
- *поверхностью выходного торца сопла **C**.*

Внутренний контур сужающейся части сопла ***A*** в осевом сечении имеет форму дуги в «четверть эллипса», отсюда и название сужающего устройства – «эллипсное сопло».

Центр эллипса расположен на расстоянии ***D/2*** от оси сопла. Больший радиус эллипса параллелен оси сопла и равен ***D/2***. Меньший радиус эллипса равен ***(D – d)/2***. Горловина ***B*** имеет диаметр ***d*** и длину ***0,6 d***. Толщина ***H*** должна быть не менее 3 мм и не более ***0,15 D***. Толщина стенки горловины ***F*** должна быть не менее 3 мм при ***D > 0,065 м***. Если ***D ≤ 0,065 м***, то ***F*** должна быть не менее 2 мм и достаточной для предотвращения деформации сопла.

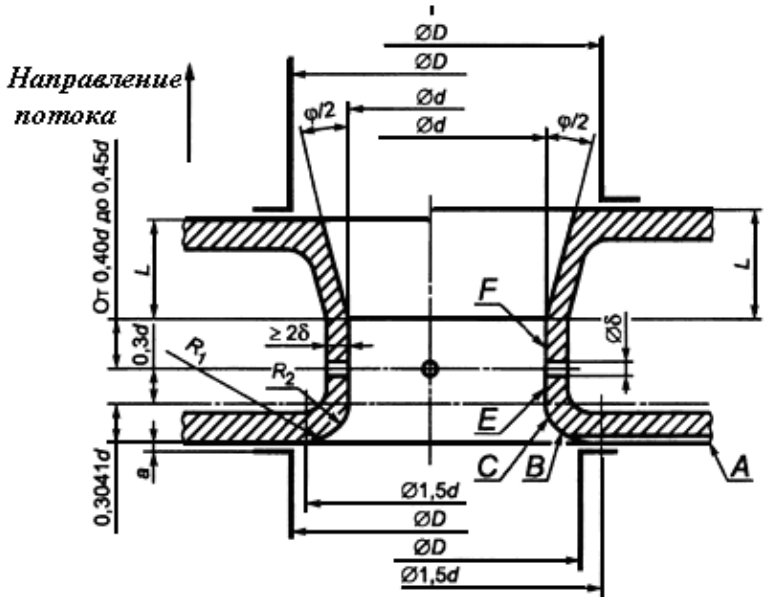
3.1.3. Сопло Вентури

Сопло Вентури – с*опло, которое состоит из входной части в виде сопла ИСА1932, горловины и выходной части в виде расходящегося конуса* (*диффузора*).

Профиль сопла Вентури приведен на рис. 3.8. Входная торцевая поверхность сопла Вентури перпендикулярна к осевой линии сопла. Сужающаяся часть выполнена с закругленным профилем.

Входная торцевая поверхность и сужающаяся часть сопла Вентури аналогичны торцевой поверхности и сужающейся части сопла ИСА1932. Входная торцевая плоскость ***A*** ограничена окружностями диаметром ***1,5d*** и диаметром ***D***. При ***d = 2D/3*** радиальная ширина этой плоской части сопла равна нулю. При ***d > 2D/3*** сопло не имеет плоской части в пределах окружности диаметром ***D***. В этом случае сопло изготовляют так, как если бы ***D*** был больше, чем ***1,5d***, а затем отсекают часть сопла таким образом, чтобы плоская торцевая часть сопла имела внутренний диаметр, равный ***D***. Диффузор (рис. 3.8) должен быть соединен с частью ***F*** горловины без радиусного сопряжения. Заусенцы должны быть сняты. Угол конусности ***φ*** диффузора должен быть не более 30°.

Сопло Вентури может быть укороченным (рис. 3.8а). Выходной диаметр диффузора таких сопел Вентури менее ***D***. Диффузор может быть укорочен на 35 % его длины.



а) *б*)

Рис. 3.8. Сопло Вентури:
а – укороченное сопло при d ≤ 2D/3; б – неукороченное сопло при d > 2D/3

3.1.4. Трубы Вентури

Труба Вентури *– тип стандартного сужающего устройства, которое состоит из входного цилиндрического участка, сходящейся конической части* (*конфузора*)*, горловины и расходящейся конической части* (*диффузора*).

На рис. 3.9 приведен разрез трубы Вентури в плоскости, проходящей через ее ось. Труба Вентури состоит из входного цилиндрического участка ***A***, сужающейся конической части ***B***, цилиндрической горлови-

ны ***C*** и диффузора ***E***. Диффузор ***E*** должен иметь угол φ в пределах от 7° до 15°. Внутренняя поверхность трубы Вентури является цилиндрической и концентрической к оси измерительного трубопровода.

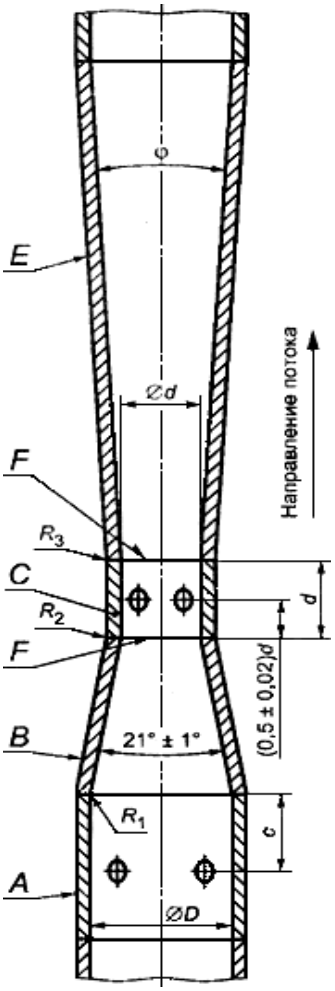


Рис. 3.9. Геометрический профиль трубы Вентури

Сужающаяся коническая часть ***B*** для труб Вентури должна иметь угол конуса 21° ± 1°. Эта часть ограничена на входе плоскостью, проходящей через пересечение поверхностей ***B*** и ***A*** (или их продолжением), и на выходе – плоскостью пересечения поверхностей ***B*** и ***C*** (или их продолжением).

Общая длина сужающейся конической части ***B***, измеренная параллельно оси трубы Вентури, приблизительно равна ***2,7(D–d).*** Место перехода сужающейся конической части ***B*** во входной цилиндрический участок ***A*** имеет радиус $\boldsymbol{R_1}$, значение которого зависит от разновидности трубы Вентури.

Труба Вентури называется укороченной, если выходной диаметр диффузора менее диаметра *D*. Диффузор может быть укорочен на 35 % его длины.

В зависимости от способа изготовления трубы Вентури подразделяют:

- *на трубы с литой (без обработки) входной конической частью;*
- *трубы с обработанной входной конической частью;*
- *трубы со сварной входной конической частью из листовой стали.*

Трубы Вентури с литой входной конической частью изготавливают в соответствии с ***ГОСТ 8.586.4–2005*** литьем в песочную форму или другими способами, которые не предусматривают обработку их входной конической части. Горловину труб обрабатывают, а места перехода между коническими и цилиндрическими элементами закругляют. Такую разновидность труб Вентури применяют при следующих условиях:

- *диаметр измерительного трубопровода* $0{,}10\ м \le D \le 0{,}80\ м$;
- *относительный диаметр отверстия сужающего устройства* $0{,}30 \le \beta \le 0{,}75$;
- *число Рейнольдса* $Re \ge 4 \cdot 10^4$.

Трубы Вентури с обработанной входной конической частью изготовляют литьем. Входную коническую часть, горловину и входную цилиндрическую часть обрабатывают. Переходы между коническими и цилиндрическими элементами могут быть выполнены с закруглениями или без них. Данную разновидность труб применяют при следующих условиях:

- *диаметр измерительного трубопровода* $0{,}05\ м \le D \le 0{,}25\ м$;
- *относительный диаметр отверстия сужающего устройства* $0{,}40 \le \beta \le 0{,}75$;
- *число Рейнольдса* $4 \cdot 10^4 \cdot \beta \le Re \le 10^8 \cdot \beta$.

Трубы Вентури со сварной входной конической частью из листовой стали изготовляют сваркой. Они предназначены для измерительных трубопроводов больших и малых диаметров. Такая разновидность труб Вентури применяется при следующих условиях:

- *диаметр измерительного трубопровода* $0{,}20\ м \le D \le 1{,}20\ м$;
- *относительный диаметр отверстия сужающего устройства* $0{,}40 \le \beta \le 0{,}70$;
- *число Рейнольдса* $\cdot Re \le 4 \cdot 10^4$.

3.1.5. Качественные характеристики сужающих устройств

При выборе типа сужающих устройств необходимо учитывать их качественные характеристики. На основании данных табл. 3.1 для измерения расхода и количества среды в измерительных трубопроводах внутренним диаметром свыше 100 мм предпочтительно применение диафрагм.

Сопла ИСА1932 рекомендуется применять, если определяющим критерием выбора типа сужающих устройств является стабильность характеристик при длительной эксплуатации. Сопла ИСА1932 могут обеспечивать наибольшую точность измерений относительно диафрагм в трубопроводах с небольшим внутренним диаметром.

Таблица 3.1

Качественные характеристики сужающих устройств

Тип сужающего устройства	Характеристика сужающего устройства	
	Достоинства	Недостатки
Диафрагма	• Проста в изготовлении и монтаже, может применяться в широком диапазоне чисел Re; • устанавливают на измерительном трубопроводе внутреннего диаметра от 50 до 1000 мм; • неопределенность коэффициента истечения диафрагм меньше, чем у других сужающих устройств; • наличие небольшого содержания конденсата практически не оказывает влияния на коэффициент истечения	• В процессе эксплуатации неизбежно притупление входной кромки диафрагмы, что приводит к дополнительной прогрессирующей неопределенности коэффициента истечения, которая может быть существенной для диафрагм, устанавливаемых в трубопроводах диаметром менее 100 мм; • потери давления на диафрагмах выше, чем на других сужающих устройствах
Сопло ИСА1932	• Обладает стабильными характеристиками при длительной эксплуатации; потери давления на нем меньше, чем на диафрагме; • могут иметь относительный диаметр отверстия до 0,8; • меньше, чем диафрагма, реагирует на турбулентные пульсации потока, обладает меньшей чувствительностью к шероховатости внутренних стенок измерительного трубопровода; • в измерительном трубопроводе внутренним диаметром менее 100 мм может обеспечивать меньшую неопределенность результата измерения расхода среды, чем диафрагма за счет отсутствия поправки на притупление входной кромки	• Является сложным в изготовлении; • применяют на измерительном трубопроводе внутреннего диаметра не более 500 мм; • отсутствуют экспериментальные данные по их исследованию при $Re > 10^7$

Окончание табл. 3.1

1	2	3
Эллипсное сопло	• Обладает стабильными характеристиками при длительной эксплуатации; • потери давления на нем меньше, чем на диафрагме; • может иметь относительный диаметр отверстия до 0,8	• Является сложным в изготовлении; • применяют только на ИТ с внутренним диаметром не более 630 мм; • отсутствуют экспериментальные данные по их исследованию при $Re > 10^7$
Сопло Вентури	• Обладает стабильными характеристиками при длительной эксплуатации расходомера; • потери давления на нем значительно меньше, чем на диафрагме, сопле ИСА 1932 и эллипсном сопле; • коэффициент истечения не зависит от числа Re	• Является сложным в изготовлении; • имеет узкий диапазон применения по числам Re
Труба Вентури	• Обладает стабильными характеристиками при длительной эксплуатации; • потери давления на ней значительно меньше, чем на диафрагме и сопле, а в некоторых случаях и сопле Вентури; • требуются короткие прямолинейные участки измерительных трубопроводов; • в проточной части отсутствуют застойные зоны, где могут скапливаться осадки; • допускается к применению в трубопроводах внутренним диаметром до 1200 мм	• Является сложным в изготовлении, имеет большие размеры

Сопла Вентури рекомендуется применять, если требуется обеспечение надежности работы расходомера и низких потерь давления в измерительных системах. Трубы Вентури рекомендуется применять для измерения расхода загрязненных потоков, а также если, наряду с надежностью и низкой потерей давления, требуются короткие прямолинейные участки измерительного трубопровода до и после сужающих устройств.

Общие достоинства: простота конструкции преобразователя расхода и возможность поверки беспроливным методом, т. е. при отсутствии расходомерных стендов. Данная возможность обусловлена наличием наиболее полной научно-технической, в том числе и стандартизованной информации по данному методу измерения.

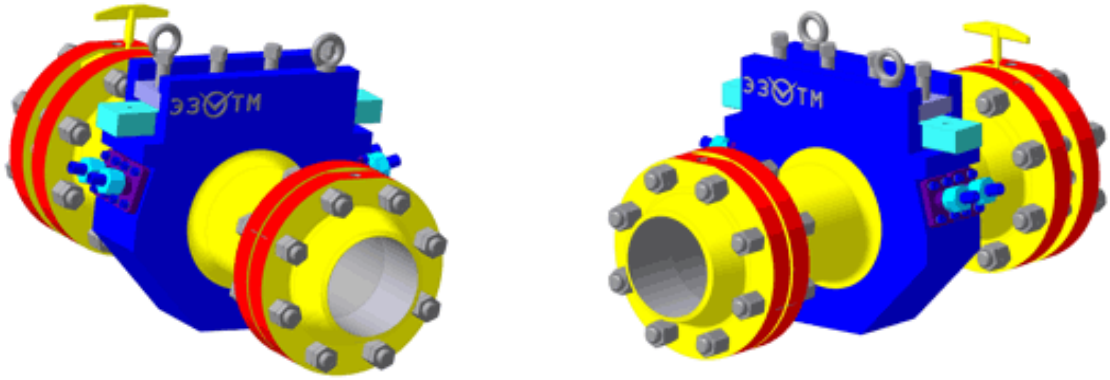
Недостатки: малый диапазон измерения (не превышающий ранее, как отмечалось выше, значения 1 : 3, а в настоящее время, с появлением многопредельных «интеллектуальных» датчиков давления, увеличившийся до 1 : 10), а также высокая чувствительность к неравномерности эпюры скоростей потока на входе в сужающие устройства. Эта неравномерность обусловлена наличием в подводящем и/или отводящем трубопроводах гидравлических сопротивлений (запорной арматуры, колен и т. д.). Данное обстоятельство определяет необходимость наличия перед указанными сужающими устройствами прямых участков длиной не менее 10 диаметров условного прохода (*Dy*) трубопровода, а в ряде случаев (при установке сужающего устройства после таких гидравлических сопротивлений, как, например, не полностью открытый вентиль) достигающих значений *50Dy* и более.

3.1.6. Примеры сужающих устройств

Быстросменные сужающие устройства (*БСУ*)

Быстросменные сужающие устройства (БСУ) (рис. 3.10, табл. 3.2, 3.3) предназначены для комплектования пунктов замера расхода газа на магистральных и технологических трубопроводах и обладают свойством реверсивности направления движения газового потока. БСУ, изготовлены на предприятии ОАО «ЭЗТМ» (г. Электросталь), выпускаются следующих типоразмеров: ***Dy*** (диаметр условный) 80, 100, 150, 200, 300, 350, 400, 500, 700, рассчитанных на давление 7,5 МПа и 16 МПа в соответствии с ***ГОСТ 8.563.1–97***.

Новшеством для отечественных БСУ является конструкция уплотнения диафрагмы и корпуса. Надежная конструкция уплотнения диафрагмы П-образного сечения обеспечивает гарантированное уплотнение узла диафрагмы, что, в свою очередь, создает устойчивый перепад давления на входе и выходе потока газа.



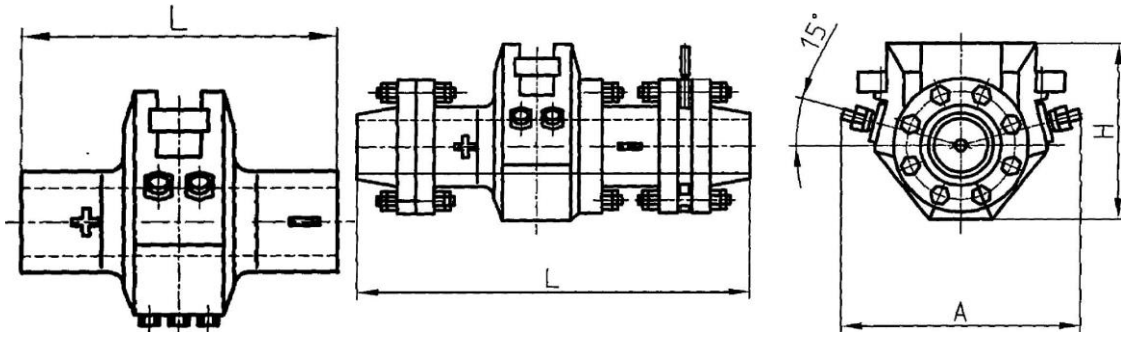
а)

б)

Рис. 3.10. Быстросменные сужающие устройства:
а) *с ответными фланцами и приварные без подъемного устройства малых типоразмеров до Dy 300 мм, предназначенные для измерения расхода газа на муниципальных газопроводах и на газопроводах отдельных предприятий; б*) *с ответными фланцами и приварные с подъемным устройством, предназначенные для измерения расхода газа на муниципальных и магистральных газопроводах Dy более 300 мм*

Таблица 3.2

Техническая характеристика БСУ (*Dy 80…200*)

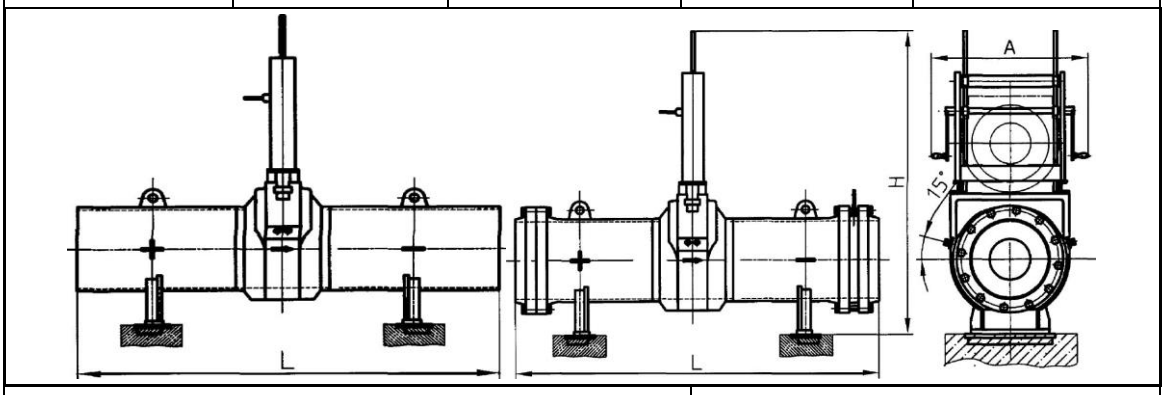
Наименование параметров	Наименование БСУ			
Условный проход, мм	Dy 80 (БСУ 80/7.5)	Dy 100 (БСУ 100/7,5)	Dy 150 (БСУ 150/7,5)	Dy 200 (БСУ 200/7,5)
	80	100	150	200
				
Рабочее давление, МПА			7,5	
Время замены диафрагмы, мин, не более			20	
Температура эксплуатации, °С			до – 55	
Габариты, мм				
Фланцевое исполнение:				
длина, L ширина, А высота, Н масса, кг	530 375 225 70	650 440 320 150	850 500 380 260	1115 3530 440 290
Исполнение под приварку:				
длина, L ширина, А высота, Н масса, кг	330 375 225 50	410 440 320 100	610 500 380 180	330 530 440 200

Повышенная точность установки центра диафрагмы относительно оси БСУ, по сравнению с требованиями ***ГОСТ 8.563.1–97***, обеспечивает стабильное движение газа через сужающее устройство и тем самым

способствует повышению точности измерения расхода. Преимуществом данных БСУ является выполнение отверстий отбора давлений с уклоном к оси устройства, что обеспечивает сток конденсата при перекачке газа повышенной влажности, а оригинальная технология гарантирует высокую точность изготовления этих отверстий и точность расстояния между торцом диафрагмы и осью отверстия.

Таблица 3.3

Техническая характеристика БСУ (*Dy 300…700*)

Наименование параметров	Наименование БСУ			
Условный проход, мм	Dy 300 (БСУ 300/7.5)	Dy 400 (БСУ 400/7,5)	Dy 500 (БСУ 500/7,5)	Dy 700 (БСУ 700/7,5)
	300	400	500	700
				
Рабочее давление, МПА			7,5	
Время замены диафрагмы, мин, не более			20	
Температура эксплуатации, °С			до –55	
Габариты, мм				
Фланцевое исполнение:				
длина, L ширина, A высота, H масса, кг	1520 810 1020 790	1900 940 1720 1700	2440 1040 2020 2280	3240 1260 2435 4050
Исполнение под приварку:				
длина, L ширина, A высота, H масса, кг	1210 810 1020 550	1610 940 1720 1200	2010 1040 2020 1600	2810 1260 2435 2480

Конструкция фланцев БСУ обеспечивает надежное герметичное соединение устройства с измерительным трубопроводом. Применена простая и удобная в эксплуатации конструкция в приспособлении для разжатия измерительного трубопровода при демонтаже всего измерительного устройства. Температура эксплуатации БСУ до минус 55 °С.

БСУ снабжены:

- *съемными патрубками, позволяющими производить осмотр и ревизию внутренней полости измерительного трубопровода без демонтажа БСУ;*
- *двойным контуром уплотнения, исключающим утечки газа в атмосферу;*
- *устройством для легкого подъема диафрагмы (для Dy 300 мм и более), которое позволяет производить ее замену в течение 20 мин*ут.

Все БСУ данного производителя спроектированы и изготовлены с учетом обеспечения полной безопасности оператора во время эксплуатации, ремонта и осмотра. Перед отправкой заказчику каждое быстросменное сужающее устройство проходит тщательный осмотр и полные приемо-сдаточные испытания на специализированном стенде по специальной программе под давлением, в 1,5 раза превышающим рабочее.

Простота конструкции позволяет при эксплуатации легко выполнять работу по осмотру или замене диафрагмы, обеспечивает максимальную безопасность работ, точность измерений, экономичность.

Быстросменные сужающие устройства типа УС и УС-Ф

Устройства сужающие быстросменные типа УС и УС-Ф изготовляет ОАО завод «Потенциал». Диафрагмы устанавливаются непосредственно во фланцах, снабженных кольцевыми камерами. Значения внутренних диаметров устройства (D20) и диафрагмы (d20) выполняются по техническим требованиям заказчика.

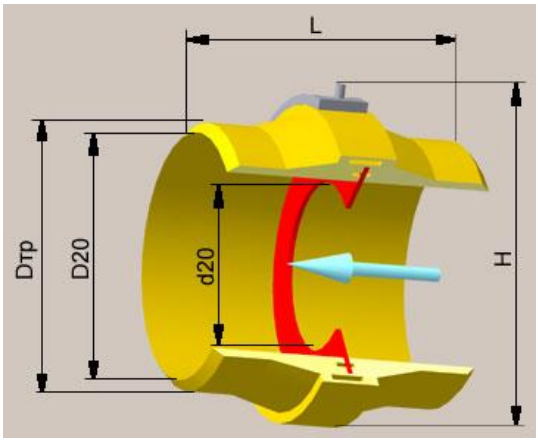


Рис. 3.11. Быстросменное сужающее устройство типа УС

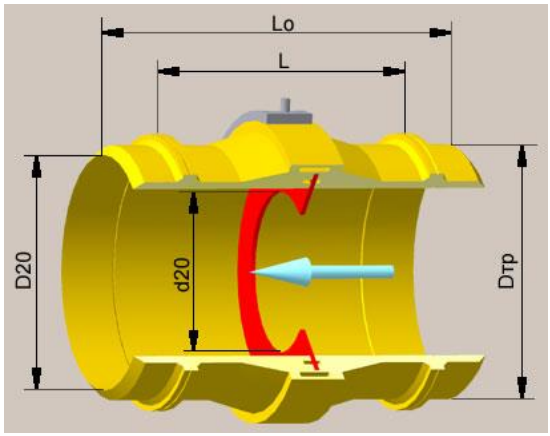


Рис. 3.12. Быстросменное сужающее устройство типа УС-Ф

Устройства типа УС монтируются на трубопроводе с помощью сварки (рис. 3.11, табл. 3.4). УС-Ф монтируются на трубопроводе с помощью фланцев и дистанционного кольца (рис. 3.12, табл. 3.4).

Таблица 3.4

Характеристики сужающих устройств типа УС, УС-Ф

Тип устройства	Размер, мм			Масса, кг
	$D_{тр}$	H	L	
1	2	3	4	5
Сужающее устройство типа УС				
УС-6,3-50 УХЛ1	57	260	375	20
УС-6,3-80 УХЛ1	89	280	390	28
УС-6,3-100 УХЛ1	114	318	505	35
УС-6,3-150 УХЛ1	159	360	743	50
УС-6,3-200 УХЛ1	219	440	928	95
УС-6,3-300 УХЛ1	325	554	1384	234
УС-6,3-400 УХЛ1	426	737	1819	535
УС-6,3-500 УХЛ1	530	868	2303	755
Сужающее устройство типа УС-Ф				
УС-Ф-6,3-100 УХЛ1	114	318	505	827	65
УС-Ф-6,3-150 УХЛ1	159	360	743	1107	93
УС-Ф-6,3-200 УХЛ1	219	440	928	1341	176
УС-Ф-6,3-300 УХЛ1	325	554	1384	2016	430
УС-Ф-6,3-400 УХЛ1	426	737	1819	2514	990
Техническая характеристика УС, УС-Ф				
Параметры				Значения
Рабочее давление измеряемой среды, не более, МПа				6,3
Максимальный перепад давлений измеряемой среды, МПа				0,16
Рабочий диапазон температур измеряемой среды, °С				–30…+50
Рабочий диапазон температур окружающей среды, °С				–30…+40

Завод изготавливает 8 типоразмеров устройств типа УС и 6 типоразмеров типа УС-Ф для установки в трубопроводах с условным проходом 50…500 мм по техническим условиям ТУ У 05755855.009–2001 «Устройства сужающие», а также диафрагмы типа ДБ по ТУ У 05755585.008–2001 «Диафрагмы быстросменные».

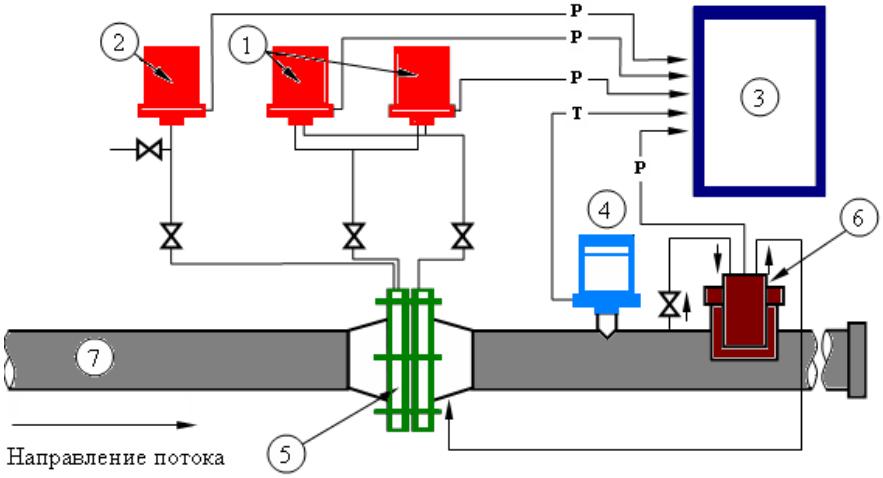
3.1.7. Измерение физико-химических параметров газа и перепада давления на сужающих устройствах

Для определения расхода и количества среды необходимо выполнять измерения переменных параметров потока и среды. Определяют плотность газа, вязкость, температуру среды и показатель адиабаты, а в случае измерений расхода и количества газа, приведенных к стандартным условиям, дополнительно – плотность при стандартных условиях. Физические свойства среды могут быть определены путем прямых измерений или косвенным (расчетным) методом на основе справочных данных (***ГОСТ 8.566***).

При применении расчетных методов необходима дополнительная информации о теплофизических характеристиках измеряемой среды. Для однокомпонентной среды достаточно измерить давление и температуру, а для многокомпонентной среды необходимо дополнительно определить ее состав, а в ряде случаев – и плотность при стандартных условиях.

Плотность среды, показатель адиабаты и вязкость среды определяют для условий (температуры и давления) в плоскости отверстий, предназначенных для измерения статического давления до сужающих устройств.

Из вышесказанного следует, что для измерения физико-химических параметров газа на узле учета монтируется целый комплекс приборов учета, которые носят название ***измерительно-вычислительный комплекс*** (***ИВК***). Перечень необходимых приборов, которыми должен быть оснащен измерительный комплекс (рис. 3.13), зависит от измеряемой среды и методов, принятых для измерения или расчета ее плотности и вязкости. Более детально ИВК газа будут рассмотрены далее (разд. 3.2.7).



1- преобразователь дифференциального давления;
2- преобразователь давления;
3- вычислитель;
4- преобразователь температуры;
5- место установки сужающего устройства;
6 - плотномер;
7- измерительный трубопровод

Рис. 3.13. Схема измерительной системы

Данная схема может быть реализована при измерении расхода однокомпонентной среды, а также и многокомпонентной при условии принятия ее состава условно-постоянной величиной.

При установке вторичной аппаратуры средств измерений параметров потока необходимо обращать внимание на технические характеристики приборов, указанные изготовителем, учитывать их при монтаже и соблюдать, согласно [24], следующие общие правила.

- *Не следует допускать механического напряжения в приборах и вибраций вне допустимых пределов.*
- *Если климатические условия могут вызывать существенные погрешности, приборы размещают в камерах* (*помещениях*) *с контролируемой температурой.*
- *Размещать вторичные приборы от первичных преобразователей не далее расстояния, допускаемого характеристиками линий связи.*

Плотность газа. Для расчета расхода измеряемой среды необходима информация о ее плотности в сечении трубопровода перед сужающим устройством, в котором осуществляется отбор давления для измерения перепада давления.

Согласно ***ГОСТ 30319.0–96*** [27] ***плотность газа*** (*или смеси газов*) *есть отношение массы этого газа к занимаемому им объему.*

Плотность измеряемой среды может быть непосредственно измерена с помощью поточных плотномеров или плотномеров, предназначенных для анализа отобранных проб измеряемой среды, а также рассчитана по измеренным параметрам потока, перечень которых зависит от выбранного метода расчета и вида среды.

Если плотность определяется на основе анализа проб измеряемой среды, то для обеспечения представительности отобранных проб следует руководствоваться ***ГОСТ 18917–82*** и ***ГОСТ 14921–78*** [28, 29].

Отобранная проба может быть использована для непосредственного измерения плотности с последующей корректировкой к условиям перед сужающим устройством или для анализа состава среды, который используется при расчетных методах определения плотности.

При измерении многокомпонентных сред, состав которых меняется в процессе измерений, необходимо учитывать, что применение метода определения плотности на основе отбора проб требует оценки дополнительной погрешности, вызванной принятием состава измеряемой среды условно-постоянным параметром. Считается, что снижения данной погрешности можно добиться путем повышения частоты отбора проб. Однако если компонентный состав меняется существенно и носит случайный характер, что можно наблюдать при измерениях расхода газового конденсата или попутного нефтяного газа, предпочтительна установка поточных плотномеров.

При расчете плотности жидкостей и газов в настоящее время применяются следующие основные методы:

- *расчет плотности на основе известного уравнения состояния;*
- *расчет плотности через плотность при нулевом избыточном давлении и фиксированной температуре с введением коррекции на объемное расширение и сжимаемость.*

Согласно ГОСТ 30319.0–96 (Газ природный. Методы расчета физических свойств. М.: Издательство стандартов, 1997) уравнение состояния природного газа – это уравнение, которое связывает коэффициент сжимаемости, температуру, плотность и молярные доли компонентов.

В нормативных документах уравнения состояния приводятся, как правило, в следующем виде:

$$Z = 1 + A_0, \tag{3.5}$$

где $\boldsymbol{A_0}$ *– функция относительных плотности* ($\boldsymbol{\theta = \rho/\rho_{кр}}$) *и температуры* ($\boldsymbol{\tau = T/T_{кр}}$)*;*

$\boldsymbol{\rho_{кр}}$ *и* $\boldsymbol{T_{кр}}$ *– критические параметры плотности и температуры* (*табличные величины*).

Уравнение (3.5) может быть преобразовано к виду, удобному для его решения относительно приведенной плотности:

$$\pi = \frac{\tau\theta}{Z_{кр}}(1 + A_0), \tag{3.6}$$

где $\boldsymbol{\pi = P/P_{кр}}$.

Если известно значение коэффициента сжимаемости, то плотность среды может быть рассчитана по одной из формул:

$$\rho = \frac{10^3 MP}{RTZ}, \tag{3.7}$$

где ***M*** *– молярная масса в кг/кмоль,*

P *– абсолютное давление в МПа,*

R *– универсальная газовая постоянная, равная 8,31451 кДж/кмоль·К;*

T *– температура в К,*

Z *– фактор сжимаемости;*

$$\rho = \frac{\rho_c P T_c}{P_c T K}, \tag{3.8}$$

где ***K*** *– коэффициент сжимаемости газа* (*или смеси газов*) *есть отношение фактора сжимаемости этого газа при рабочих условиях*

к его фактору сжимаемости при стандартных условиях, $\boldsymbol{K = Z/Z_c}$ (*рассчитывается в соответствии с* [*19–23*]),

c *– индекс, указывающий, что параметры рассчитаны при стандартных условиях* (табл. 3.5).

Таблица 3.5

Физико-химическая характеристика природных газов
(*ГОСТ 30319.0–96*)

Наименование газа	Молярная масса M_i, кг/кмоль	Плотность ρ_{ci}, кг/м^3	Фактор сжимаемости Z_{ci}
Метан	16,043	0,6682	0,9981
Этан	30,070	1,2601	0,9920
Пропан	44,097	1,8641	0,9834
н-Бутан	58,123	2,4956	0,9682
и-Бутан	58,123	2,488	0,971
н-Пентан	72,150	3,174	0,945
и-Пентан	72,150	3,147	0,953
н-Гексан	86,177	3,898	0,919
н-Гептан	100,204	4,755	0,876
н-Октан	114,231	5,812	0,817
Ацетилен	26,038	1,090	0,993
Этилен	28,054	1,1733	0,9940
Пропилен	42,081	1,776	0,985
Водород	2,0159	0,08375	1,0006
Водяной пар	18,0153	0,787	0,952
Сероводород	34,082	1,4311	0,990
Метилмеркаптан	48,109	2,045	0,978
Диоксид серы	64,065	2,718	0,980
Гелий	4,0026	0,16631	1,0005
Неон	20,1797	0,8385	1,0005
Аргон	39,948	1,6618	0,9993
Оксид углерода	28,010	1,1649	0,9996
Азот	28,0135	1,16490	0,9997
Кислород	31,9988	1,20445	0,9993
Диоксид углерода	44,010	1,8393	0,9947

При измерении расхода и количества влажного газа возникает необходимость в определении плотности влажного газа и плотности сухой части влажного газа. Плотность влажного газа рассчитывают по формуле

$$\rho_{\hat{a}.\tilde{a}} = \rho_{\tilde{n}.\tilde{a}} + \varphi\, \rho_{\hat{a}.\ddot{i}_{\max}}\,, \qquad (3.9)$$

где φ *– относительная влажность газа.*

Плотность сухой части влажного газа рассчитывают по формуле

$$\rho_{\tilde{n}.\tilde{a}} = \rho_{\tilde{n}} \frac{\grave{O}_{\tilde{n}} \left(Đ - \varphi\, Đ_{\hat{a}.\ddot{i}_{\max}} \right)}{P_c \grave{O} \hat{E}}\,. \qquad (3.10)$$

Если рабочая температура T газа не превышает температуру насыщения водяного пара $T_{нас}$, соответствующую рабочему давлению P, то плотность максимальная плотность водяного пара $\rho_{\hat{a}.\ddot{i}_{\max}}$ принимается равной плотности насыщенного водяного пара $\rho_{\acute{i}.\ddot{i}}$, а давление $Đ_{\hat{a}.\ddot{i}_{\max}}$ – давлению насыщенного пара.

Если рабочая температура T превышает температуру насыщения водяного пара $T_{нас}$, соответствующую рабочему давлению P, то $\rho_{\hat{a}.\ddot{i}_{\max}}$ принимается равной плотности перегретого водяного пара ρ, а давление $Đ_{\hat{a}.\ddot{i}_{\max}}$ – давлению газа P.

Коэффициент сжимаемости влажного газа при определении плотности сухой части влажного газа допускается рассчитывать без учета влажности газа.

Измерение плотности газа с применением плотномеров любого типа допускается в случае, если они не изменяют структуру потока. Точку отбора пробы газа располагают в верхней части горизонтального участка трубопровода при условии, что на данном участке:

- *скорость потока больше нуля;*
- *отсутствуют завихрения.*

Плотномеры располагают до сужающего устройства и после. Расстояние между плотномером и сужающим устройством определяется согласно ***ГОСТ 8.586.5–2005*** [23].

Изменение плотности среды отслеживают, создавая поток через чувствительный элемент плотномера путем ответвления части общего потока. Схемы установки плотномеров приведены на рис. 3.14.

Значение плотности среды рассчитывают по формуле

$$\rho = \frac{\rho_0 P T_\rho}{P_\rho T} = \rho_0 \left(\frac{P}{P - \Delta P_\rho} \right) \left(\frac{T - \Delta T_\rho}{T} \right), \qquad (3.11)$$

где $\boldsymbol{\rho_0}$ *– показатель плотномера;*

$\boldsymbol{P_\rho}$ *– давление газа в чувствительном элементе плотномера, Па;*

$\boldsymbol{\Delta P_\rho}$ *– разность давления в месте отбора давления перед сужающим устройством и на чувствительном элементе плотномера, Па*;

ΔT_ρ *– температура газа в чувствительном элементе плотномера, К;*
ΔT_ρ *– разность температуры в месте отбора давления перед сужающим устройством и на чувствительном элементе плотномера, К.*

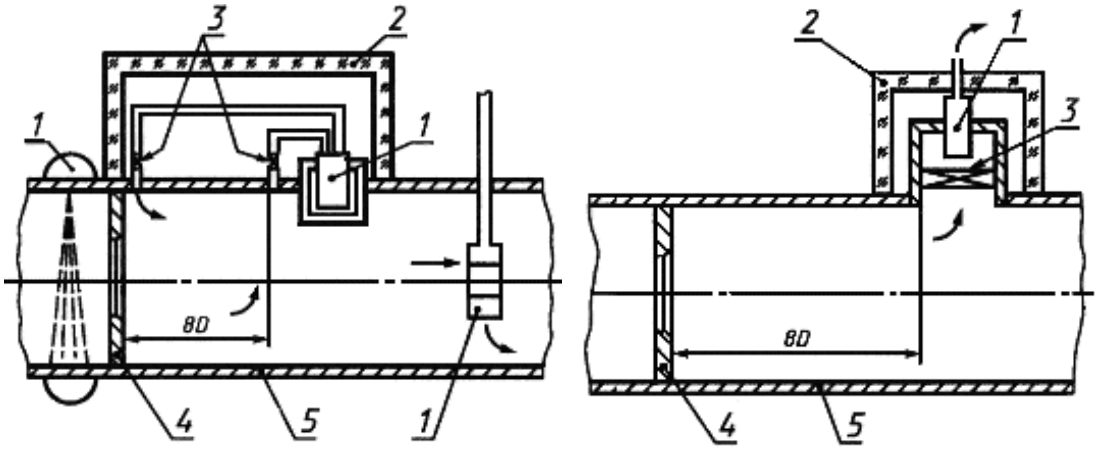


Рис. 3.14. Схемы установки плотномеров: 1 – плотномер; 2 – теплоизоляция; 3 – вентиль; 4 – сужающее устройство; 5 – трубопровод

При определении плотности при рабочих условиях косвенным методом используют значения параметров среды, необходимые для выполнения расчета. Например, плотность газов при рабочих условиях может быть определена по их плотности при стандартных условиях давления и температуры (для смесей газов дополнительно – по компонентному составу, соответствующему ***ГОСТ 30319.0–96***). Допускается определять плотность при стандартных условиях пикнометрическим методом в соответствии с ***ГОСТ 17310***.

Частоту измерений плотности при стандартных условиях устанавливают, исходя из неопределенности результатов измерений и возможных изменений значения плотности за заданный период времени (например, сутки, месяц). Число измерений за заданный период времени рассчитывают по формуле

$$n = 1 + \exp\left\{\frac{CZ}{2B} + \sqrt{\left(\frac{CZ}{2B}\right)^2 + \frac{(Z - A)}{B}}\right\}, \qquad (3.12)$$

где ***n*** *– необходимое число проб;*

$\boldsymbol{Z} = 2ln\left(S/U\rho_i\right)$;

A *= –8,04445;*

B *= 2,50960;*

C *= 2,82837;*

$U\rho_c$ *– неопределенность результата измерений ρ_c;*

S *– оценка среднеквадратического отклонения результата измерений ρ_c, рассчитываемая по формуле*

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{m} \rho^2_{c_i} - \frac{1}{m}\left(\sum_{i=1}^{m} \rho_{c_i}\right)^2}{m-1}}, \qquad (3.13)$$

где ***m*** *– число проб* ($m \geq 4$)*, равномерно отобранных за заданный период времени;*

$\boldsymbol{\rho_{ci}}$ *– значение плотности при стандартных условиях, полученное в результате анализа i-й пробы.*

Физико-химические параметры газа включают ***компонентный состав и влажность*** транспортируемых углеводородов. Для определения компонентного состава применяют хроматографы любого типа, не изменяющие состав среды. Компонентный состав определяют в соответствии с требованиями ***ГОСТ 23781*** и ***ГОСТ 10679.*** Для определения влажности газа применяют влагомеры любого типа, измеряющие температуру конденсации паров влаги (температуру точки росы), массовое и (или) объемное содержание водяных паров в единице объема газа. Влажность природных газов рассчитывают в соответствии с требованиями ***ГОСТ 20060***. Данные характеристики определяют показатели качества природного газа [20–23].

Температура измеряемой среды необходима для определения ее плотности и вязкости, а также расчета диаметра отверстия сужающего устройства и внутреннего диаметра измерительного трубопровода при рабочей температуре. Если измеряемая среда – газ, то величина температуры используется и для расчета показателя адиабаты.

В зависимости от определяемых параметров и методов их расчета может возникнуть необходимость измерения температуры в единицах °С и/или К.

При измерении объема или массы веществ по средним параметрам потока за отчетный период датчик температуры должен быть оснащен устройствами, позволяющими осуществлять регистрацию результатов измерений и их интегрирование. Другими словами, для измерения и регистрации температуры используют комплект, состоящий из *преобразователя температуры и термометра*. Средства регистрации, интегрирования и архивирования, применяемые для температуры, аналогичны указанным для средств измерения давления.

Для расчета физических свойств среды необходима информация о температуре потока в сечении трубопровода, предназначенного для отбора перепада давления на сужающем устройстве. Выполнить измерение температуры в этом сечении трубопровода практически невозможно, так как размещение в этом сечении чувствительного элемента термометра привело бы к искажению распределения скоростей потока, и следовательно к изменению коэффициента истечения.

В связи с отсутствием равенства температур по длине измерительного трубопровода, удаление точки измерения температуры от сужающего устройства неизбежно приводит к дополнительной погрешности измерений. Поэтому при выборе точки измерения температуры следует учитывать необходимость исключения влияния гильзы термометра на структуру потока перед расходомером и обеспечения малой разности температур в сечении для отбора давления и сечении, выбранном для ее измерения. Соблюдение этих требований возможно путем правильного выбора расстояния от сужающего устройства до точки измерения температуры, которое зависит в первую очередь от наружного диаметра гильзы термометра, условий эксплуатации расходомера, теплоизоляции измерительных трубопроводов, режимов течения и параметров измеряемого вещества. Выбор оптимального места размещения гильзы термометра с учетом всех вышеперечисленных факторов является весьма сложной задачей и требует специального анализа. Ниже приведены рекомендации, которые гарантируют измерение температуры с приемлемой для практики погрешностью.

Температуру среды измеряют до или после сужающего устройства на прямолинейном участке измерительного трубопровода при помощи измерительного преобразователя температуры или термометра, устанавливаемого на трубопроводе радиально (рис. 3.15). При этом между сужающим устройством и гильзой термометра должны отсутствовать местные сопротивления. Если температура измеряемой среды менее 120 °С, то чувствительный элемент термометра погружают на глубину **(*0,3–0,7*)*D***.

Согласно ***ГОСТ 6651–94*** [12]:

длина наружной части термометра *– расстояние от опорной плоскости неподвижного штуцера или фланца до головки;*

длина погружаемой части термометра – *расстояние от рабочего конца защитной арматуры до мест возможной эксплуатации при температуре верхнего предела измерения;*

диапазон измеряемых температур *– интервал температур, в котором выполняется регламентируемая функция термометра по измерению.*

Наилучшим расположением преобразователя температуры и термометра (ПТ) или его защитной гильзы (при ее наличии) при их установке является радиальное, схема которого приведена на рис. 3.15, *а*. Допускается их наклонное расположение, как приведено на рис. 3.15, *б*, 3.15, *г*, или установка за сужающим устройством в колене, рис. 3.15, *в*. Указанное направление потока на рис. 3, *б*, *в* является рекомендуемым.

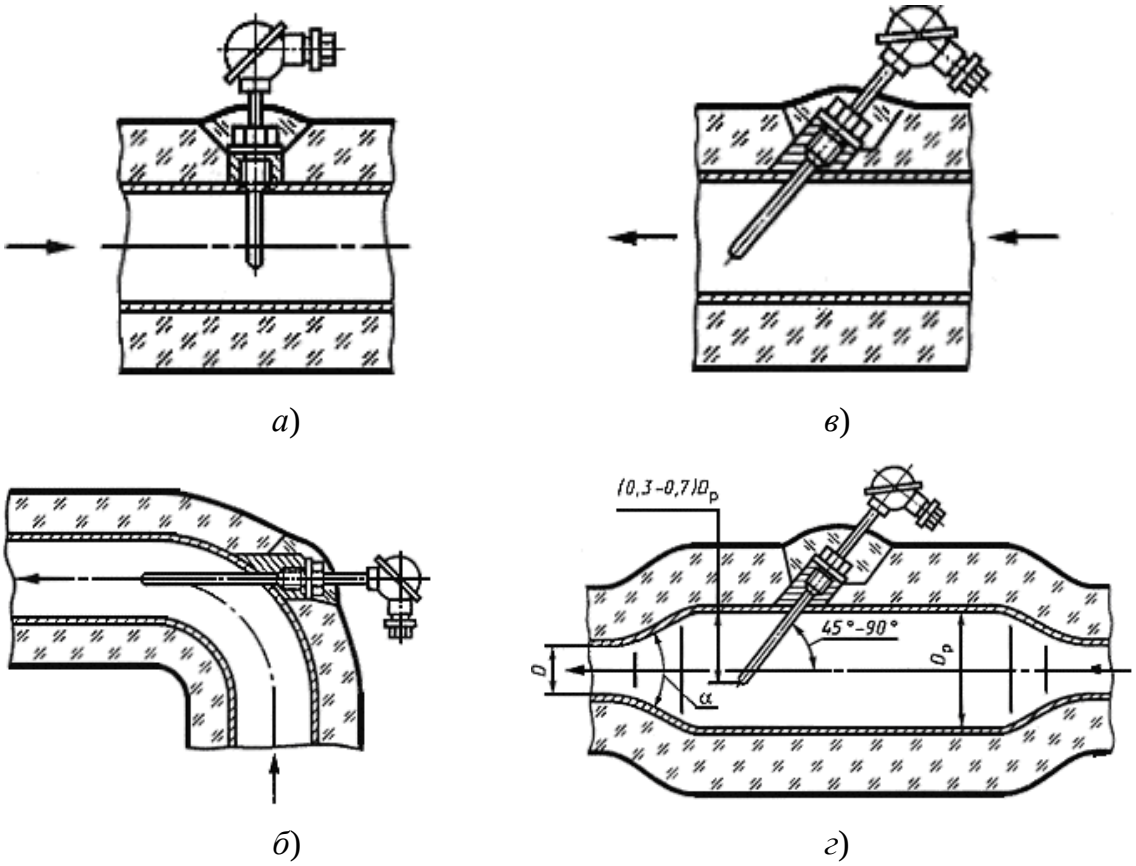


Рис. 3.15. Схема установки преобразователя температуры или термометра на измерительном трубопроводе: D – диаметр трубопровода; Dр – диаметр расширительного трубопровода; α – угол расширения, определяемый по табл. 3.6

Значения угла расширения *α*, обеспечивающие безотрывное течение среды в диффузоре, представлены в табл. 3.6.

Таблица 3.6

Значения угла расширения α, *обеспечивающие безотрывное течение среды в диффузоре*

$(D_р/D)^2$	1,5	2	2,5	3	3,5	4
α	28°	22°	16°	12°	9°	6°

Если среда – газ, то при наличии больших потерь давления ($\Delta\omega > 1{,}6\cdot10^5$ Па) на сужающем устройстве необходимо рассчитывать температуру до сужающего устройства по измеренной температуре, а после сужающего устройства по формуле

$$T = T_2 + \mu_{JT}\Delta\omega, \tag{3.14}$$

где $\boldsymbol{T_2}$ *– измеренное значение температуры после сужающего устройства, К,*

Δω *– потеря давления в сужающем устройстве,*
μ_JT *– коэффициент Джоуля–Томсона, К/Па.*

$$\Delta\omega = \left(1 - \beta^{1,9}\right)\Delta P, \qquad (3.15)$$

где ***ΔP*** *– перепад давления на сужающем устройстве, Па,*
β *– относительный диаметр отверстия сужающего устройства.*

$$\mu_{JT} = \left.\frac{\partial T}{\partial P}\right|_H \text{ или } \mu_{JT} = \frac{RT^2}{MPC_p}\left.\frac{\partial Z}{\partial T}\right|_P, \qquad (3.16)$$

где ***H*** *– энтальпия, Дж/моль,*
M *– молярная масса газа, кг/моль,*
P *– давление среды, Па,*
C_p *– удельная теплоемкость при постоянном давлении, Дж/(кг·К),*
T *– абсолютная (термодинамическая) температура среды, К,*
R *– универсальная газовая постоянная, R = 8,31451, Дж /(моль·К),*
Z *– фактор (коэффициент) сжимаемости, Z = 1.*

Определение вязкости среды. Значение вязкости (динамической) измеряемой среды необходимо для расчета числа Re, от которого зависит коэффициент истечения сужающих устройств. Вязкость среды может быть непосредственно измерена при помощи вискозиметров. или рассчитана с помощью эмпирических или теоретических уравнений, или определена графоаналитическим методом.

Согласно [27] ***динамическая вязкость*** (*внутреннее трение*) *есть свойство среды, характеризующее сопротивление ее течению под действием внешних сил. Количественно вязкость определяется касательной силой, которая должна быть приложена к единице площади сдвигаемого слоя, чтобы поддержать в этом слое течение с постоянной скоростью относительного сдвига, равной единице.*

Вязкость зависит от давления и температуры. В общем случае вязкость газов возрастает с повышением температуры, а вязкость жидкостей быстро уменьшается.

Вязкость газов в диапазоне нескольких килопаскалей принимают постоянной. Для жидкостей – вязкость возрастает незначительно с повышением давления. Современные рабочие средства измерений вязкости имеют погрешность в пределах от 1 до 6 %.

Показатель адиабаты *является термодинамической характеристикой газовой среды (т. е. газа или смеси газов), отображающей процесс, происходящий без теплообмена с окружающей средой.*

Определение показателя адиабаты (*изоэнтропии*) ***газов*** *– это отношение относительного изменения давления к соответствующему*

относительному изменению плотности газа в процессе изменения его состояния без теплообмена с окружающей средой.

В настоящее время для определения показателя адиабаты используют формулу

$$k = \frac{\rho}{P}\frac{\partial P}{\partial \rho}\bigg|_S . \qquad (3.17)$$

При определении расхода газа погрешность определения показателя адиабаты вносит малый вклад в погрешность измерения расхода. Так, ориентировочно, ошибка в определении показателя адиабаты в 5 % приводит к дополнительной погрешности расхода, в худшем случае ($\Delta P/P = 0{,}25$ и $\beta = 0{,}75$) равной 1 %. С уменьшением величины $\boldsymbol{\beta}$ и отношения $\boldsymbol{\Delta P/P}$ вклад погрешности показателя адиабаты в погрешность расхода еще менее значителен.

При отсутствии данных по значениям показателя адиабаты согласно ***ГОСТ 8.586.1–2005*** уравнение (3.15) преобразуется:

$$k = \frac{\tilde{N}_\partial}{\tilde{N}_V}, \qquad (3.18)$$

где $\boldsymbol{C_p}$, $\boldsymbol{C_V}$ – *удельные теплоемкости* ($P = const$ *и* $V = const$).

Абсолютное давление измеряемой среды необходимо для выполнения расчетов физических свойств измеряемой среды – плотности, показателя адиабаты для газа. Кроме того, в случае измерения газа абсолютное давление необходимо для контроля условия

$$\frac{\Delta P}{P} \le 0{,}25. \qquad (3.19)$$

При вычислении объема или массы веществ по средним значениям параметров потока датчик давления должен быть оснащен устройствами, позволяющими осуществлять регистрацию результатов измерений и их интегрирование. Регистрация значений давления может осуществляться на бумажных (ленточных или дисковых диаграммах) или электронных носителях. При использовании вычислительных устройств, в которых определение количества вещества осуществляется путем интегрирования величины расхода по времени, может быть предусмотрено определение средних значений давлений за отчетный период.

Средства измерений абсолютного или избыточного давления подключают к отдельному отверстию перед сужающим устройством, размещенному в сечении измерительного трубопровода в месте установки отверстия для отбора перепада давления.

Абсолютное давление может быть измерено датчиками абсолютного давления или рассчитано по результатам измерений барометрического (атмосферного) и избыточного давлений. Другими словами, ***абсолютное давление среды*** **–** это сумма избыточного и атмосферного давлений:

$$P = P_и + P_а. \qquad (3.20)$$

Как следует из рис. 3.1, 3.2, 3.3, на кривой распределения давлений до и после сужающих устройств точки отбора давлений, подаваемых на дифманометр, оказывают существенное влияние на значение измеряемого перепада давления.

Корректировка показаний дифманометра имеет существенное значение только при измерении расхода газа в случае применения конденсационных сосудов, то есть влажного и конденсирующегося газов. Так, например, при расположении дифманометра ниже сужающего устройства, показания дифманометра завышены на величину давления, создаваемого столбом жидкости в импульсной линии. Действительное значение давления должно рассчитываться по формуле

$$P = P_п - H\rho g, \qquad (3.21)$$

где $\boldsymbol{P_п}$ *– показание манометра, Па;*

$\boldsymbol{H}$ *– разница высот установки сужающего устройства и манометра, м;*

$\boldsymbol{\rho}$ *– плотность конденсата в импульсной линии, кг/м*^{3}*;*

$\boldsymbol{g}$ *– ускорение свободного падения, м/с*^{2}.

Необходимо отметить, что погрешность измерения давления существенно влияет на погрешность измерения расхода и количества газа. Так, например, при погрешности измерений давления, равной ± 1 %, составляющая погрешности расхода от давления будет равна ± 0,5.

С целью расширения диапазона измеряемых расходов и снижения погрешности измерений к одному сужающему устройству может быть подключено несколько дифманометров (рис. 3.16).

Отбор статического давления

Отбор статического давления выполняют:

- *с помощью отдельных отверстий в стенках измерительного трубопровода или фланцах;*
- *с помощью нескольких взаимно соединенных отверстий;*
- *с помощью кольцевой щели* (*сплошной или прерывистой*), *выполненной в камере усреднения.*

Согласно ***ГОСТ 8.586.2–2005*** [20] ***и ГОСТ 8.586.3–2005*** [21] на территории России распространены три способа отбора давления – трехрадиусный, фланцевый и угловой.

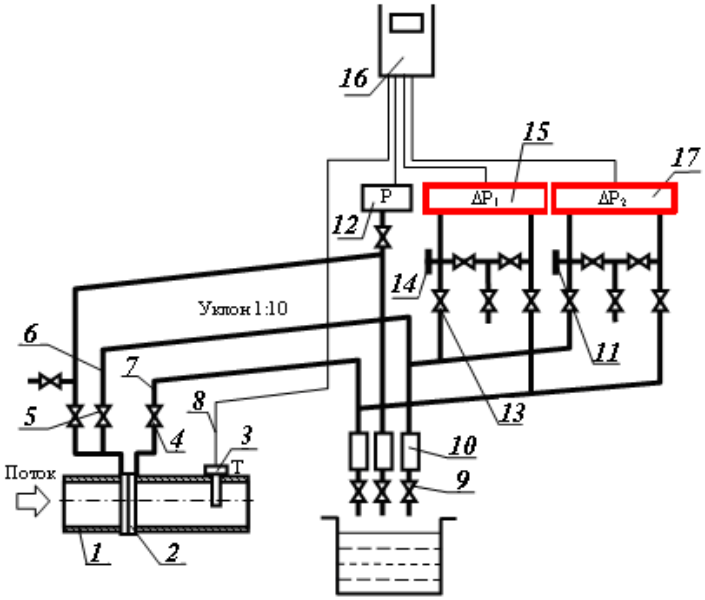


Рис. 3.16. Пример подключения двух дифманометров:
1 – измерительный трубопровод; 2 – диафрагма; 3 – датчик температуры; 4, 5 – отсечные вентили; 6,7 – соединительные линии; 8 – кабель для соединения датчика температуры с вычислителем; 9 – дренажные вентили; 10 – конденсатосборники; 11 – заглушка; 12 – датчик давления; 13 – вентильный блок; 14 – штуцер со съемной резьбой; 15 – основной дифманометр; 16 – вычислитель; 17 – дополнительный дифманометр

Диафрагмы с *трехрадиусным и фланцевым способами* отбора давления представлены на рис. 3.17, 3.18. Ось отверстия должна быть расположена на определенном расстоянии от соответствующего торца диафрагмы в зависимости от способа отбора давления. При размещении отверстий необходимо учитывать толщину.

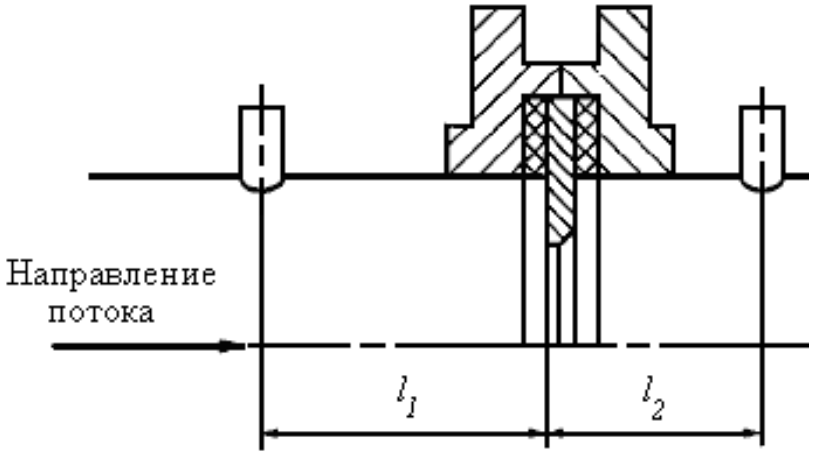


Рис. 3.17. Расположение отверстий для трехрадиусного способа отбора давления

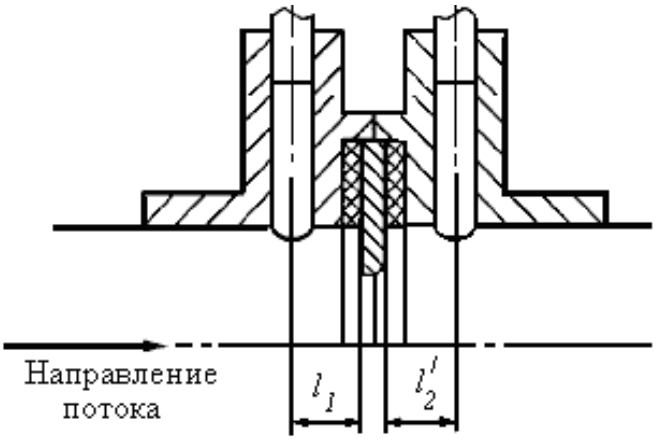


Рис. 3.18. Расположение отверстий для фланцевого способа отбора давления

Для диафрагм с *трехрадиусным способом* отбора давления расположение отверстий приведено на рис. 3.17. Расстояния l_1 и l_2 измеряют от входного торца диафрагмы. Значение l_1 должно быть равным $(1 \pm 0{,}1)D$, значение l_2 должно находиться в следующих пределах:

- $(0{,}5 \pm 0{,}02)D$ при $\beta \le 0{,}6$;
- $(0{,}5 \pm 0{,}01)D$ при $\beta > 0{,}6$.

Для диафрагм с *фланцевым способом* отбора давления расположение отверстий приведено на рис. 3.18. Расстояние l_1 измеряют от входного торца диафрагмы, а расстояние l_2' – от выходного торца диафрагмы. Значения l_1 и l_2' могут находиться в следующих пределах:

- $(25{,}4 \pm 0{,}5)$ *мм* при $\beta > 0{,}6$ и $D < 0{,}15$ *м*;
- $(25{,}4 \pm 1)$ *мм* в остальных случаях.

Осевая линия отверстия должна пересекаться с осевой линией измерительного трубопровода под углом 90° ± 3°.

Диафрагмы с *угловым способом отбора давления* (рис. 3.19, 3.20). Отверстия могут представлять собой либо отдельные отверстия, либо кольцевые щели. Отдельные отверстия для отбора давления могут быть выполнены как в трубопроводе, так и в его фланцах. Кольцевые щели выполняют в корпусе камеры усреднения или во фланцах трубопровода, как приведено на рис. 3.19.

Способы отбора давления, используемые для сопел Вентури, приведены на рис. 3.19. При использовании отдельного отверстия или нескольких взаимно соединенных отверстий их оси могут быть расположены в любых осевых плоскостях измерительного трубопровода, равномерно распределенных по периметру измерительного трубопровода. Для защиты отверстий от загрязнения и попадания в них жидких капелек или газовых пузырей, недопустимо расположение отверстий

в нижней и верхней частях измерительного трубопровода. Отверстие должно быть круглым и цилиндрическим на глубине не менее 2,5 диаметров этого отверстия (рис. 3.20).

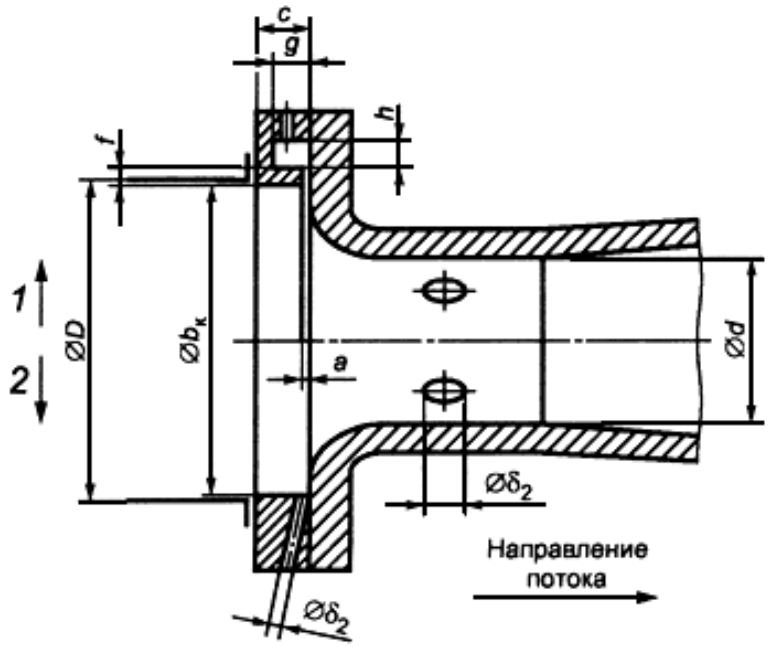


Рис. 3.19. Способы отбора давления, используемые для сопел Вентури: 1 – с кольцевой щелью; 2 – с отдельным отверстием

Диаметр ***a*** отдельных отверстий или ширины кольцевых щелей должен удовлетворять следующим условиям:

- $0{,}005D \le a \le 0{,}03D$ при $\beta \le 0{,}65$;
- $0{,}01D \le a \le 0{,}02D$ при $\beta > 0{,}65$.

Если $D < 0{,}1$ м, то при любом значении β допускается диаметр ***a*** увеличивать до 2 мм. Независимо от значения β диаметр ***a*** должен удовлетворять дополнительным условиям:

- $1\ мм \le a \le 10\ мм$ – для чистого газа;
- $4\ мм \le a \le 10\ мм$ – для сжиженного газа, в случае отдельных отверстий для отбора давления.

Кольцевые щели выполняют прерывистыми или сплошными по всему периметру корпуса камеры усреднения. Если отборы выполнены в виде прерывистой щели, то каждую камеру усреднения соединяют с внутренней полостью трубопровода не менее чем четырьмя отверстиями, оси которых находятся под равными углами друг к другу, а площадь каждого отверстия – не менее 12 мм^2.

Если используются отдельные отверстия, как приведено на рис. 3.20, то осевые линии отверстий должны пересекаться с осью трубопровода под углом 90° с допускаемым отклонением не более 3°.

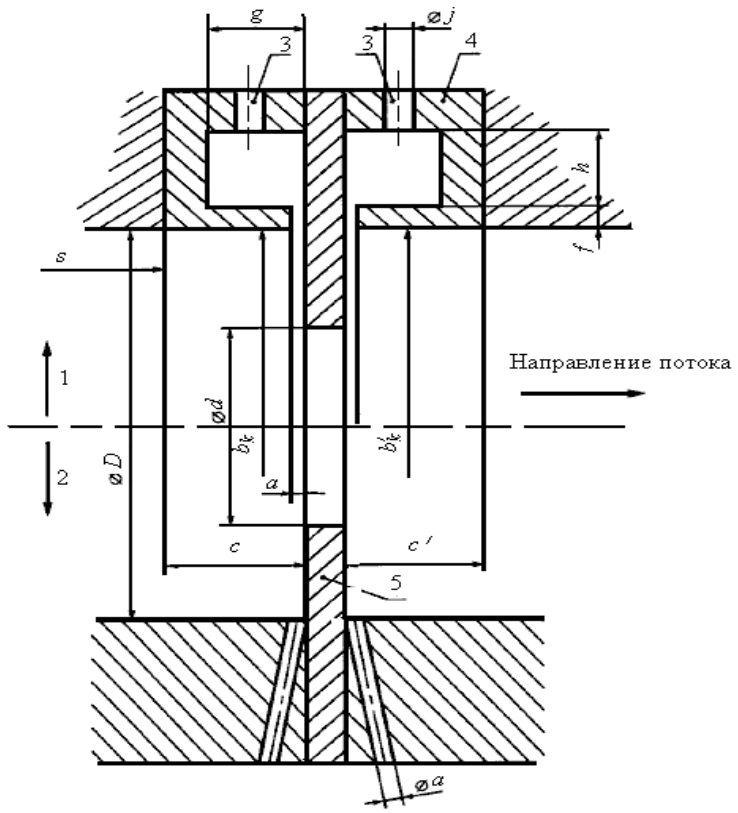


Рис. 3.20. Схема расположения угловых отверстий для отбора давления: 1 – камеры усреднения; 2 – отдельные отверстия; 3 – отверстия; 4 – корпус камеры усреднения; 5 – диафрагма; f – глубина щели; bk, b/k – внутренний диаметр корпуса камеры усреднения; c, c' – длина корпуса камеры усреднения; a – ширина кольцевой щели или диаметр отдельного отверстия; s – расстояние от уступа до камеры усреднения; g, h – размеры корпуса камеры усреднения; j – диаметр отверстия в камере для передачи давления на систему измерения

Если используются несколько отдельных отверстий в каждой из двух групп отверстий (до и после диафрагмы), то их оси должны образовывать между собой равные углы.

При применении нескольких взаимно соединенных отверстий для отбора статического давления до сужающего устройства, после сужающего устройства или в горловине сужающего устройства их рекомендуется соединять по схеме (на примере стандартной диафрагмы), представленной на рис. 3.21.

При измерении расхода газа давление среды рекомендуется измерять через отдельное отверстие в измерительном трубопроводе или в камере усреднения давления до сужающего устройства при ее наличии. Допускается применение одного и того же отверстия для отбора статического давления с целью измерения перепада давления на сужающем устройстве и измерения давления среды.

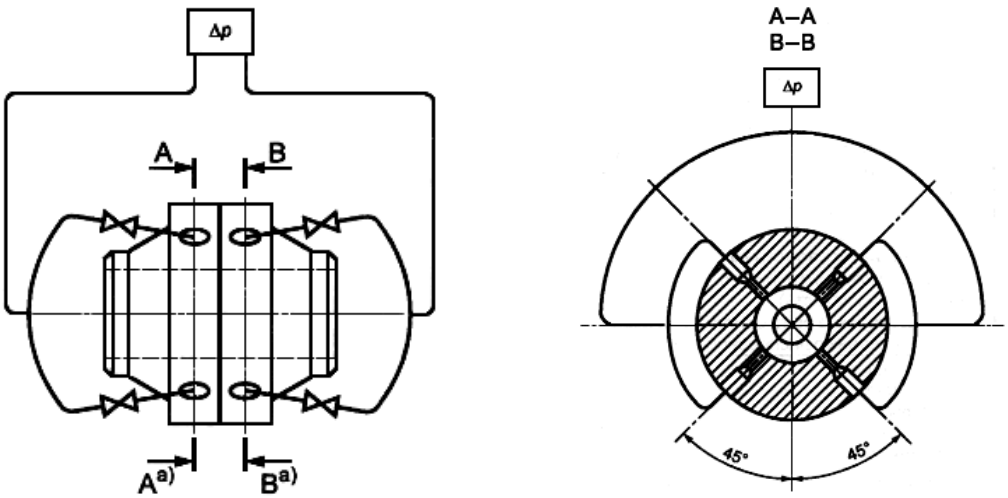


Рис. 3.21. Схема соединения нескольких отверстий для отбора статического давления: сечение А–А (до сужающего устройства) и сечение В–В (после сужающего устройства)

Таблица 3.7

Достоинства и недостатки способов отбора проб давления газа

Способ отбора	Достоинства	Недостатки
Угловой	Удобство монтажа диафрагмы, а также возможность применения кольцевых камер, обеспечивающих усреднение давления, что позволяет в некоторых случаях снизить требование к эксцентриситету установки диафрагмы, уменьшить влияние МС на показание расходомера	Зависимость измеряемого перепада давления от диаметра отверстий или ширины щели для отбора давления и большая, относительно других способов отбора давления, вероятность загрязнения отверстий
Фланцевый и трехрадиусный	Меньшая степень засорения отверстий. Имеются данные, указывающие на некоторое снижение влияния шероховатости стенок трубопровода на коэффициент истечения диафрагм с фланцевым и трехрадиусным способами отбора давления	Без применения дополнительных специальных конструкций статическое давление до и после диафрагмы измеряется без их осреднения по периметру трубопровода. Кроме того, для трехрадиусного способа отбора требуется сверление стенки трубопровода

Если для изготовления измерительного трубопровода использованы прямошовные трубы и для отбора статического давления применяют одно отдельное отверстие, то шов трубы на участке длиной не менее ***0,5D***, расположенном непосредственно перед отверстием для отбора давления, не должен располагаться в секторе поперечного сечения измерительного трубопровода с углом ± 30° от оси данного отверстия. Если для отбора статического давления используют кольцевую щель или несколько взаимно соединенных отверстий, то шов может быть расположен в любом секторе.

При применении труб со спиральным сварным швом должна быть обеспечена гладкая внутренняя поверхность измерительного трубопровода на длине ***10D*** до сужающего устройства (или на всем участке между сужающим устройством и ближайшим до него местным сопротивлением, если длина этого участка не более ***10D***) и не менее ***4D*** после сужающего устройства (после трубы Вентури – не менее ***4d***), путем ее механической обработки.

При выборе способа отбора давления на диафрагмах следует учитывать следующие положения, рассмотренные в табл. 3.7.

3.1.8. Схемы присоединения измерительного преобразователя перепада давления или дифманометра

Измерительные преобразователи перепада давления или дифманометры (ППД) могут присоединяться к измерительному трубопроводу по четырем вариантам:

- *над трубопроводом;*
- *под трубопроводом;*
- *выше отверстий для отбора давления* (*для вертикального участка трубопровода*)*;*
- *ниже отверстий для отбора давления* (*для вертикального участка трубопровода*)**.**

Если по системе трубопроводов транспортируется чистый сухой газ, то преобразователь перепада давления присоединяется к трубопроводу через систему запорных вентилей непосредственно (рис. 3.22).

Если по системе трубопроводов транспортируют ***конденсирующийся газ*** (рис. 3.23) или ***чистый влажный газ*** (рис. 3.24), то тогда ППД ***должны*** присоединяться к измерительному трубопроводу ***через конденсационные*** **(*разделительные*)** ***сосуды, отстойные камеры или очистные системы*** для удаления взвеси или влаги из газа, чтобы исключить погрешности измерения.

Отстойные камеры размещают в нижней точке соединительных трубок. Схема соединений отстойной камеры приведена на рис. 3.25. Ти-

повая модель отстойной камеры – на рис. 3.26. Вверху резервуара должно быть свободное пространство, обеспечивающее доступ к продувочному крану. Кран должен быть шаровым, чтобы его можно было промывать и очищать при засорении. Размеры отстойной камеры обусловлены необходимостью чистки и технического ухода, а также количеством твердых частиц в протекающем потоке и (или) степенью конденсации.

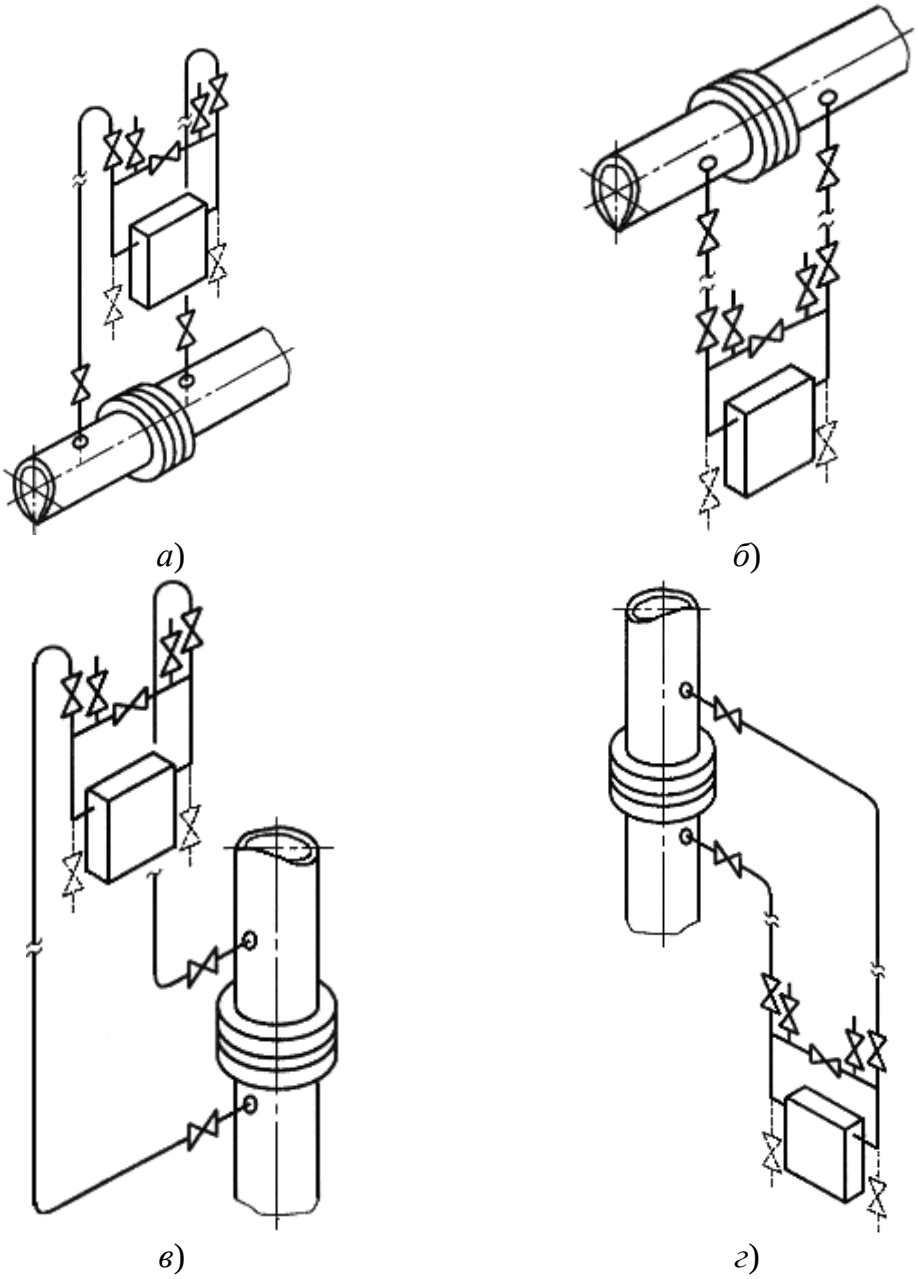
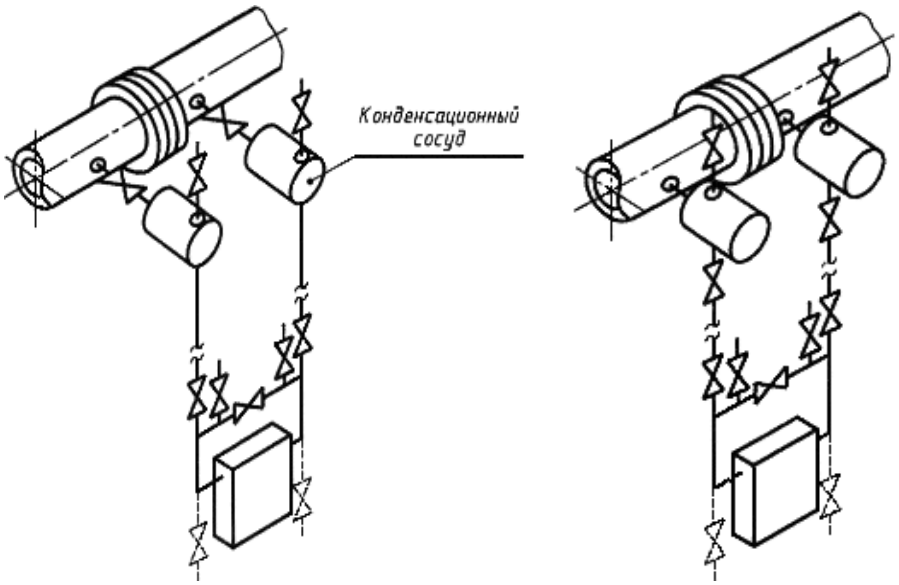
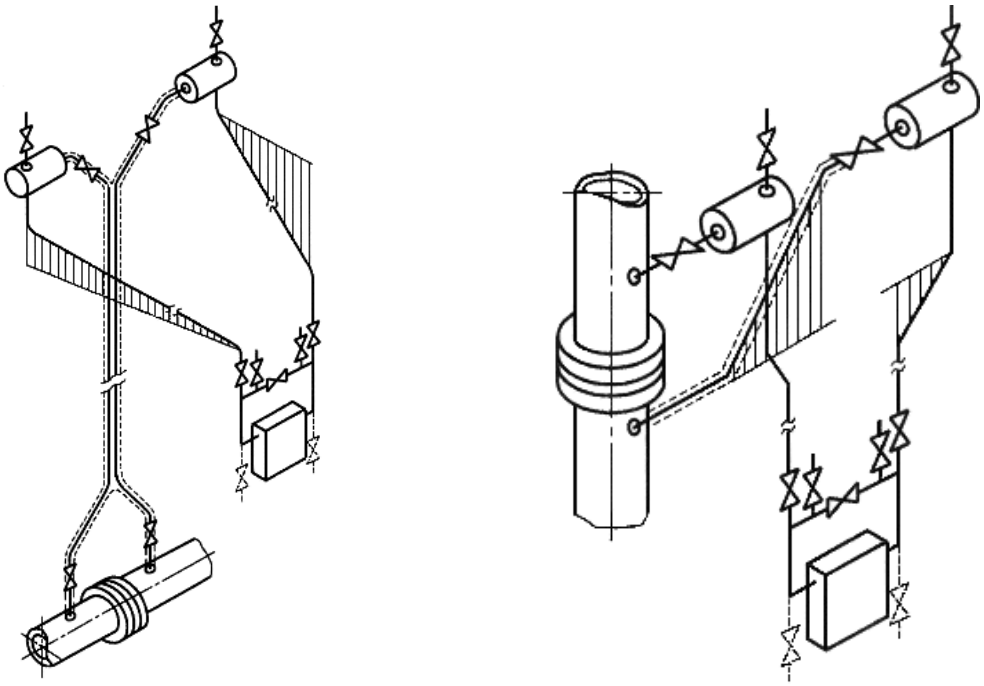


Рис. 3.22. Расположение при транспорте чистого природного газа измерительного преобразователя перепада давления или дифманометра: а) над трубопроводом; б) под трубопроводом; в) выше отверстий для отбора давления (для вертикального участка трубопровода); г) ниже отверстий для отбора давления (для вертикального участка трубопровода)



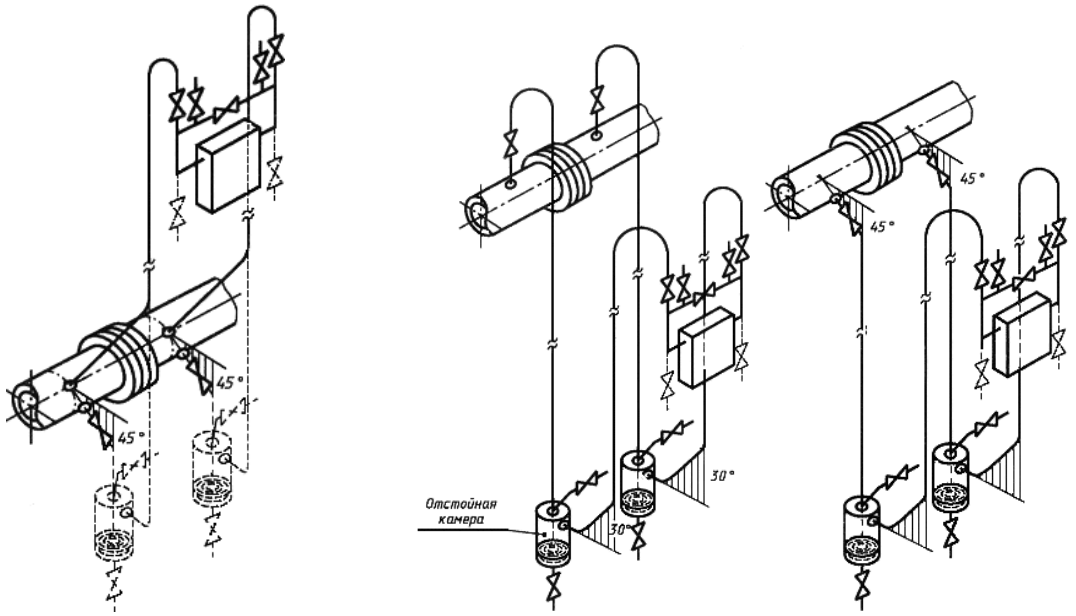
а)

Наклон двух соединительных трубок одинаков



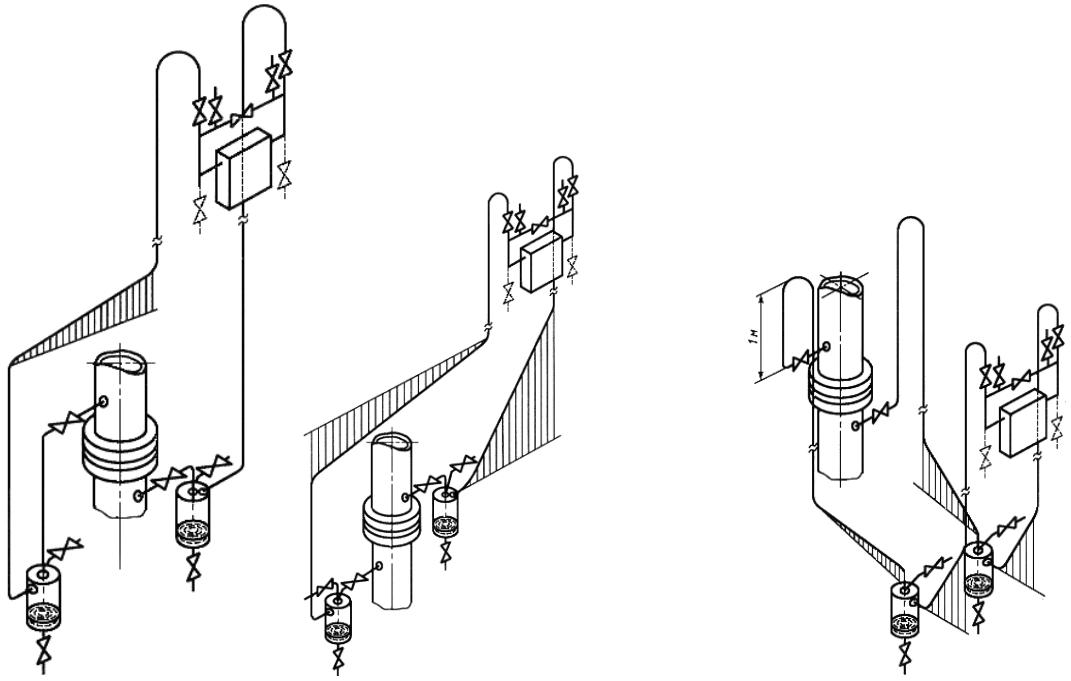
б) *в*)

Рис. 3.23. Расположение при транспорте конденсирующегося газа измерительного преобразователя перепада давления или дифманометра: а) под трубопроводом; б) над трубопроводом; в) ниже отверстий для отбора давления (для вертикального участка трубопровода)



а) *б*)

Наклон двух соединительных трубок одинаков



в) *г*)

Рис. 3.24. Расположение при транспорте чистого влажного газа измерительного преобразователя перепада давления или дифманометра: а) *над трубопроводом; б*) *под трубопроводом; в*) *выше отверстий для отбора давления* (*для вертикального участка трубопровода*)*; г*) *ниже отверстий для отбора давления* (*для вертикального участка трубопровода*)

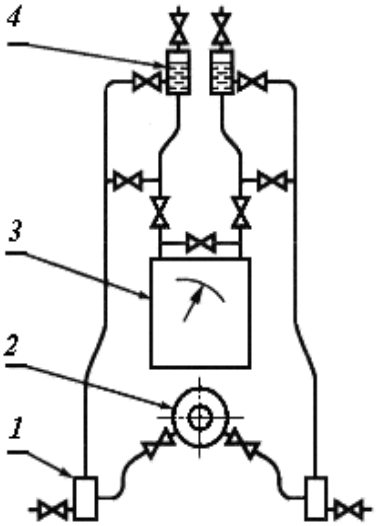


Рис. 3.25. Схема соединений отстойной камеры для измерений расхода воды при установке ППД выше сужающего устройства: 1 – отстойная камера; 2 – сужающее устройство; 3 – измерительный преобразователь перепада давления или дифманометр; 4 – воздухосборник

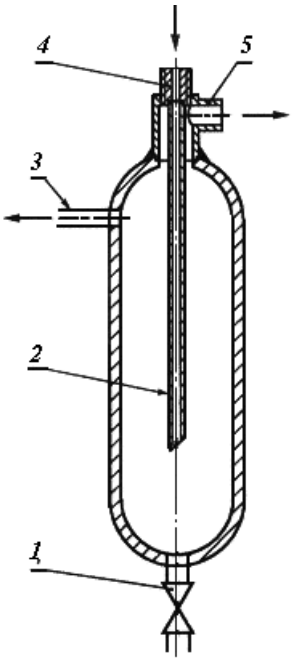


Рис. 3.26. Отстойная камера: 1 – продувочный кран; 2 – игольчатая трубка; 3 – выходной патрубок; 4 – входной патрубок; 5 – вентиляционный патрубок

Если среда вызывает коррозию, обладает способностью к конденсации или замерзанию в соединительных трубках, имеет очень высокую вязкость или может образовывать накипь, то применяют ***разделительные сосуды***, заполненные жидкостью, отделяющей среду от ППД или от уравновешивающей жидкости, применяемой в преобразователе перепада давления или дифманометре.

Разделительные сосуды применяют с перегородками или без них. В разделительных сосудах без перегородок разделительная жидкость не должна смешиваться или вступать в химическую реакцию с измеряемой средой или уравновешивающей жидкостью и ее плотность должна существенно отличаться от плотности этих двух веществ для обеспечения постоянства поверхности контакта.

При измерениях расхода газа разделительные сосуды располагают выше сужающих устройств, а ППД может быть расположен выше или ниже сужающих устройств. Для случая расположения ППД ниже сужающих устройств при измерениях расхода газа допускают подключение соединительных трубок к боковым штуцерам разделительных сосудов.

Вместимость разделительных сосудов должна превышать объем среды при максимальном ее перемещении в ППД. При проектировании раз-

делительных сосудов обеспечивают равенство диаметров по всей их длине. Пример конструкции разделительного сосуда приведен на рис. 3.27.

Если невозможно подобрать разделительную жидкость с необходимыми химическими и физическими характеристиками, то применяют разделительные сосуды с перегородками. Перегородками могут служить мягкие мембраны и сильфоны. Характеристика перегородок «нагрузка–перемещение» должна быть идентичной для двух разделительных сосудов.

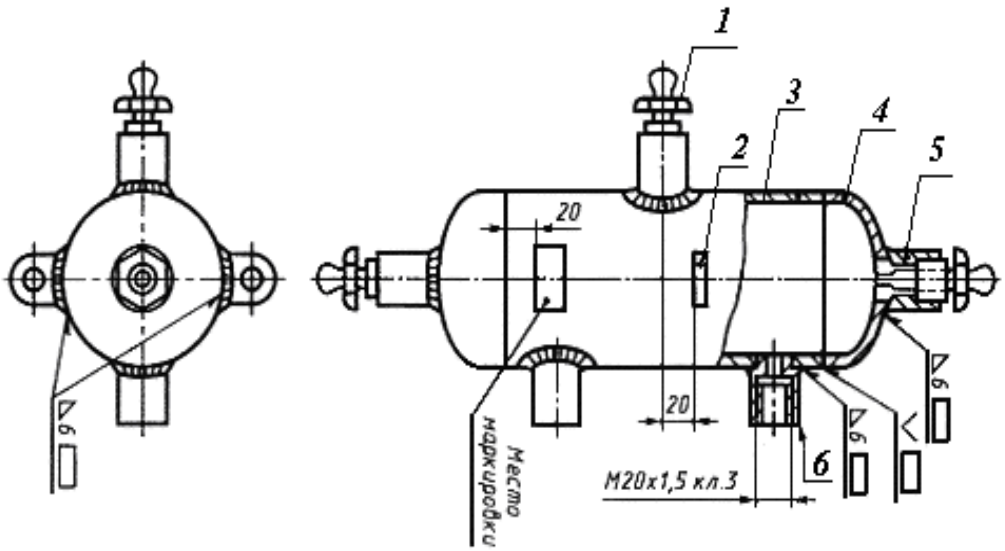


Рис. 3.27. Конструкция разделительного сосуда: 1 – пробка; 2 – ушко; 3 – обечайка; 4 – днище; 5 – штуцер; 6 – штуцер

Примеры разделительных жидкостей и их свойства приведены в табл. 3.8.

Таблица 3.8

Свойства разделительных жидкостей

Наименование жидкости	Плотность при 20 °С, кг/м^3	Температура, °С	
		замерзания	кипения
Дибутилфталат	1047	–35	340
Глицерин	1262	–17	200
Смесь воды с глицерином (объемное соотношение – 1 : 1)	1130	–22,5	106
Этиловый спирт	789	–112	78
Этиленгликоль	1113	–12	197

Смесь воды с этиленгликолем (объемное соотношение – 1 : 1)	1070	–36	110

Очистная система, пример установки которой приведен на рис. 3.28, предназначена для предохранения соединительных трубок и ППД от попадания загрязненных или агрессивных веществ. Очистные системы могут заменять одновременно разделительные сосуды и отстойные камеры.

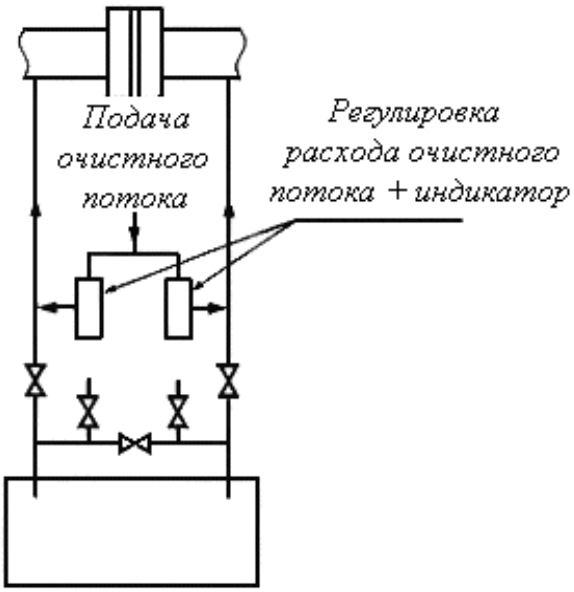


Рис. 3.28. Пример установки очистной системы

При применении очистных систем поперечное сечение по всей длине соединительных трубок должно быть постоянным. Соединительные трубки, подключенные к плюсовой и минусовой камере усреднения, должны иметь равную длину и одинаковое число сочленений.

Для поддержания равных расходов очистного потока в обеих соединительных трубках в очистной системе устанавливают расходомеры (например, ротаметры) между продувочным краном и точкой ввода очистного потока в соединительную трубку.

3.1.9. Влияние местных сопротивлений на измерение расхода газа и способы его снижения

Газопровод состоит не только из прямолинейных участков, но и имеет повороты в пространстве, изменения диаметра и установленные в измерительных трубопроводах местные сопротивления (задвижки, колена, угольники и др.), рис. 3.29.

Наличие местных сопротивлений искажает структуру потока и приводит к дополнительным погрешностям измерения расхода газа. Поэтому до и после измерителя расхода должны быть прямые участки

газопровода. В табл. 3.9 представлены ориентировочные длины прямолинейных участков для некоторых типов расходомеров-счетчиков.

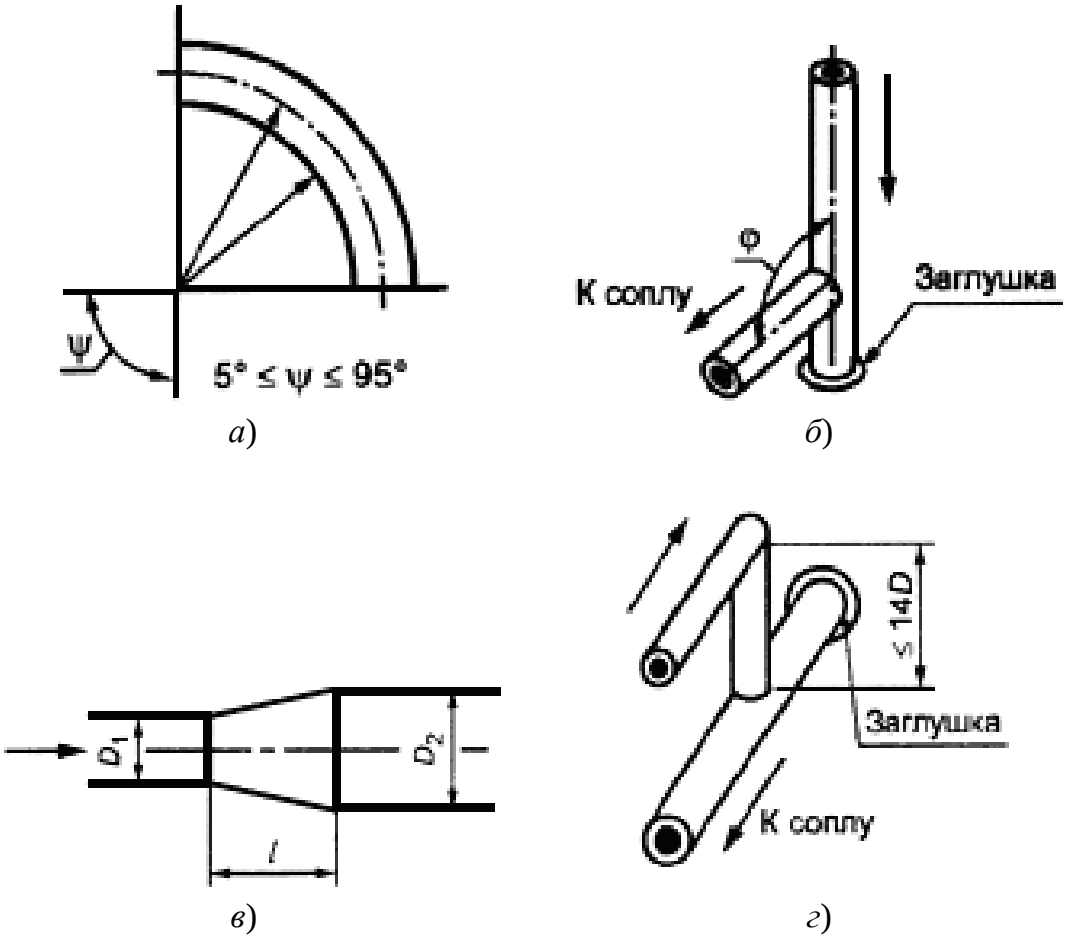


Рис. 3.29. Примеры местных сопротивлений: а) колено; б) тройник; в) переходный участок; г) совмещенное местное сопротивление

Таблица 3.9

Ориентировочные длины прямых участков

Тип расходомера-счетчика	Dy, мм	Длины прямых участков в Dy		Давление P_{max}, кгс/см^2	Расход газа Q_{max}, м^3/ч
		до	после		
Турбинные	50…600	5	3	до 100	25…25000
Сужающие устройства и напорные трубки	12,0…1400	20…50	4…8	без ограничений	от 10
Вихревые	15…300	5…20	2…10	до 16	50…20300

Ультразвуковые (акустические)	25…800	5…10	3…7	до 300	от 10

Таблица 3.10

Длины прямолинейных участков между диафрагмой и некоторыми видами местных сопротивлений

Место установки местного сопротивления	Вид местного сопротивления	Относительная длина прямолинейного участка измерительного трубопровода L при β			
		≤0,2	0,4	0,5	0,6
После диафрагмы	Любое местное сопротивление (кроме симметричного резкого сужения)	4	6	6	7
До диафрагмы	90°-е колено	6	16	22	42
	Заглушенный тройник, изменяющий направление потока, или коническое 90°-е колено	3	9	19	29
	Заглушенный тройник, не изменяющий направление потока	10	11	14	18
	Конфузор	5	5	8	9
	Диффузор	6	12	20	26
	Смешивающий потоки тройник	34	37	41	49
	Разветвляющий поток тройник	14	17	20	26
	Шаровой кран или задвижка	12	12	12	14
	Запорный клапан или вентиль	18	19	22	26
	Симметричное резкое расширение	51	58	64	70
	Симметричное резкое сужение или большая емкость	30	30	30	30

Необходимая минимальная длина прямолинейных участков измерительного трубопровода до и после расходомера-счетчика зависит от значения относительного диаметра отверстия диафрагмы и вида местного сопротивления. Длины прямолинейных участков измерительного трубопровода рассчитываются в соответствии с ***ГОСТ 8.586.1–2005*** и определяются в соответствии с величиной ***β*** (*относительный диаметр отверстия сужающего устройства, определяемый как отношение диаметра отверстия сужающего устройства d к внутреннему диаметру измерительного трубопровода перед сужающим устройством D*).

Так, в табл. 3.10 приведены длины прямолинейных участков между диафрагмой и некоторыми видами местных сопротивлений.

Если выполняются следующие условия:

$$U'_{C_0} = 0{,}7 - \beta \text{ при } 0{,}1 \le \beta < 0{,}2,$$

$$U'_{C_0} = 0{,}5 \text{ при } 0{,}2 \le \beta \le 0{,}6,$$

где U'_{C_0} – неопределенность коэффициента истечения диафрагм, допускается сокращать длины прямолинейных участков измерительного трубопровода. Но если величина погрешности U'_{C_0} превышает допустимую, то на измерительном трубопроводе устанавливают струевыпрямители или устройства подготовки потока.

3.1.10. Струевыпрямители

Струевыпрямители предназначены для устранения закручивания и асимметрии потока газа, создаваемых местными сопротивлениями в трубопроводе (например, группой колен в разных плоскостях). Установка струевыпрямителей в ряде случаев позволяет минимально сократить необходимые длины прямых участков трубопроводов перед сужающими устройствами [19–23, 25].

Струевыпрямитель *– это техническое устройство для выполнения одной из функций подготовки потока – устранения закрутки потока.*

Струевыпрямитель применяется преимущественно совместно со следующими типами преобразователей расхода:

- *основанные на методе переменного перепада давления, создаваемого с помощью сужающих устройств;*
- *вихревые преобразователи расхода;*
- *ультразвуковые преобразователи расхода*.

Струевыпрямитель представляет собой устройство, ликвидирующее или значительно уменьшающее завихрения, но не обеспечивающее устранение асимметричных деформаций эпюры скоростей потока. Примерами таких устройств являются трубчатые струевыпрямители «AMCA» и «Etoile».

Конструкция ***трубчатого струевыпрямителя*** приведена на рис. 3.30.

Длина ***L*** трубок должна быть в пределах от ***2D*** до ***3D***, предпочтительно насколько возможно ближе к ***2D***.

Струевыпрямитель состоит из связки параллельных и касающихся друг друга трубок, установленных в измерительном трубопроводе. Число трубок должно быть не менее 19, а их длина не менее $\boldsymbol{10d_{тр}}$, где $\boldsymbol{10d_{тр}}$ – наружный диаметр трубки. Трубки соединяют вместе и помещают связку в измерительном трубопроводе. При этом оси трубок должны быть параллельны оси в измерительном трубопроводе.

Коэффициент гидравлического сопротивления трубчатого струевыпрямителя зависит от числа трубок, толщины их стенок. Для трубчатого струевыпрямителя, состоящего из 19 трубок, толщина стенки которых менее ***0,025D***, коэффициент гидравлического сопротивления равен 0,75.

В альтернативной конструкции трубчатого струевыпрямителя трубки закреплены к фланцу с помощью их наружного обода, слегка выступающего в измерительном трубопроводе.

Струевыпрямитель «АМСА» имеет сотовую конструкцию с квадратными ячейками, размеры которых приведены на рис. 3.31. Ребра должны быть как можно более тонкими, имея при этом достаточную прочность.

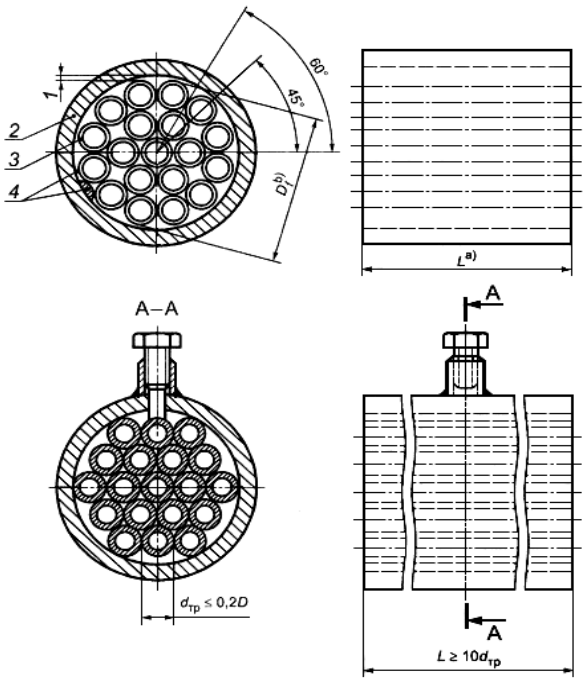


Рис. 3.30. Трубчатый струевыпрямитель:
1 – минимизированный зазор; 2 – стенка измерительного трубопровода;
3 – толщина стенки трубки (меньше 0,025D); 4 – дополнительные центрирующие прокладки – обычно в четырех местах

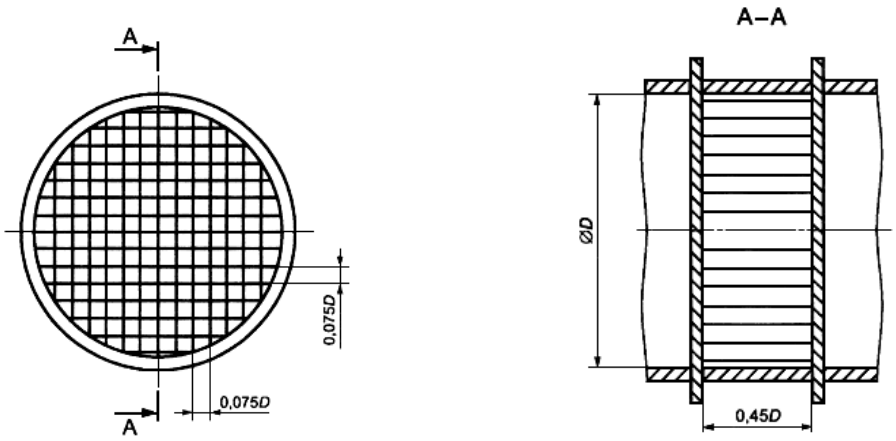


Рис. 3.31. Струевыпрямитель «АМСА»

Коэффициент гидравлического сопротивления в струевыпрямителе «АМСА» может быть принят равным 0,25.

Конструкция струевыпрямителя «Etoile» приведена на рис. 3.32. Струевыпрямитель состоит из восьми радиальных лопастей, расположенных под равными углами. Длина лопастей равна удвоенному диаметру ИТ. Лопасти рекомендуется изготовлять насколько возможно тонкими при достаточной прочности.

Коэффициент гидравлического сопротивления струевыпрямителя «Etoile» может быть принят равным 0,25.

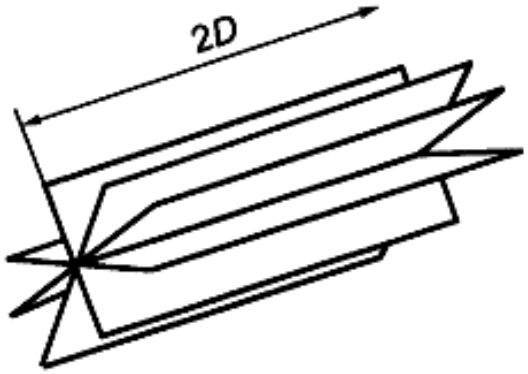


Рис. 3.32. Струевыпрямитель «Etoile»

Струевыпрямитель типа СВ (рис. 3.33, табл. 3.11) состоит из следующих основных частей:

- *собственно струевыпрямителя, состоящего из диска с отверстиями и блока направляющих пластин;*
- *входного и выходного патрубков с фланцами;*
- *промежуточного патрубка с фланцами* («*катушки*»)*;*
- *дистанционного кольца, обеспечивающего возможность монтажа струевыпрямителя на трубопроводе.*

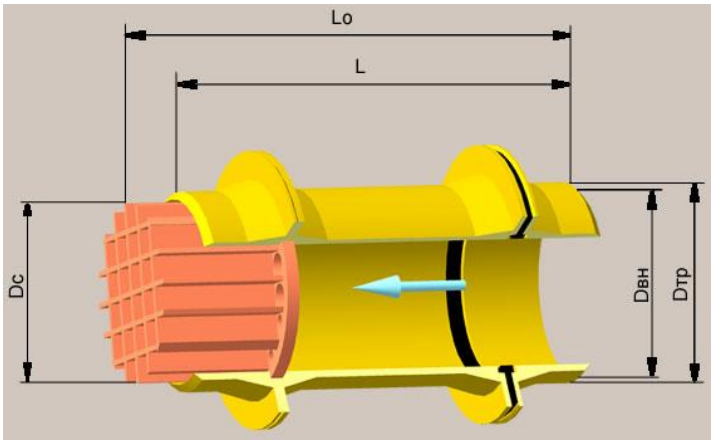


Рис. 3.33. Струевыпрямитель типа СВ

Таблица 3.11

Характеристики струевыпрямителей типа СВ

Тип струевыпрямителя	Размеры, мм					
	$D_{тр}$	$D_{ф}$	$D_{вн}$	$D_{с}$	L	$L_{о}$
СВ 6,3…300	325	460	300	298	900	953
СВ 6,3…400	426	580	400	398	1142	1227
СВ 6,3…500	530	700	508	506	1290	1454
Рабочее давление газа не более 6,3 МПа						
Рабочий диапазон температур газа –30 °С … +50 °С						

Устройство струевыпрямителя обеспечивает контроль засоренности по перепаду давления на нем и его очистку. Конструктивные решения, использованные в струевыпрямителях типа СВ, защищены патентами Украины и России.

Струевыпрямитель «Daniel»

При установке в замерную линию струевыпрямителя «Daniel Profiler» (рис. 3.34), он создает после себя полностью сформированный профиль потока, несмотря на все местные сопротивления до него.

Использование этого устройства позволяет сократить длину отрезка трубопровода до 17 диаметров. Выпускаются модели только

Рис. 3.34. Струевыпрямитель «Daniel»

с фланцевым монтажом. Проведенные испытания струевыпрямителя «Daniel Profiler» подтвердили его полное соответствие требованиям стандарта AGA 14.3.

3.1.11. Устройства подготовки потока

***Устройство подготовки потока* (*УПП*) –** *это техническое устройство, позволяющее устранить закрутку потока и уменьшить деформацию эпюры скоростей потока*.

Примерами данных устройств могут служить УПП «Gallagher», «K-Lab NOVA», «NEL (Spearman)», «Sprenkle» и «Zanker».

***УПП* «*Gallagher*»** состоит из антивихревого устройства, отстойника и профильного устройства, приведенных на рис. 3.35, где *a – условный диаметр трубопровода; b – длина, равная диаметру наружного диаметра фланца УПП; c – 3,2 мм при Dy от 50 до 75 мм, 6,4 мм при Dy от 100 до 450 мм, 12,7 мм при Dy от 500 до 600 мм, 12,7 мм при Dy от 50 до 300 мм, 17,1 мм при Dy от 350 до 600 мм; d – 3,2 мм при Dy от 50 до 75 мм, 6,4 мм при Dy от 100 до 450 мм, 12,7 мм при Dy от 500 до 600 мм.*

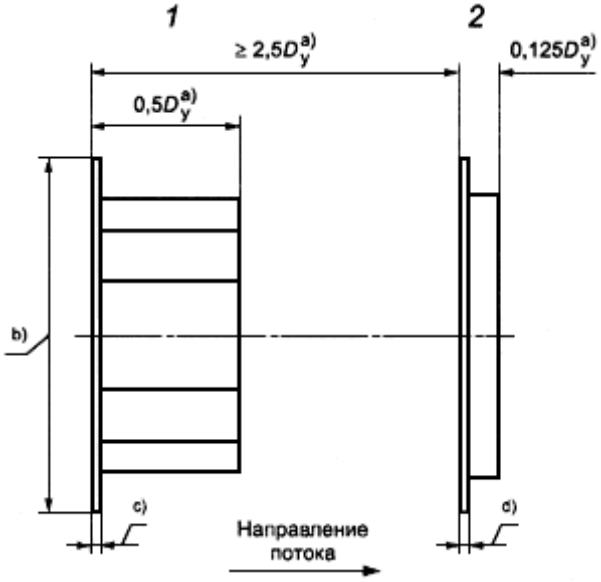


Рис. 3.35. Схема УПП «Gallagher»:
1 – антивихревое устройство; 2 – профильное устройство

Схема профильного устройства, представленного на рис. 3.36, включает:

- *3 отверстия, центры которых расположены на окружности диаметром от 0,15D до 0,15D. Диаметр отверстий выбирают так, чтобы суммарная площадь отверстий составляла от 3 % до 5 % площади сечения измерительного трубопровода;*

- *8 отверстий, центры которых расположены на окружности диаметром от 0,44D до 0,48D. Диаметр отверстий выбирают так, чтобы их суммарная площадь составляла от 19 % до 21 % площади сечения измерительного трубопровода;*
- *16 отверстий, центры которых расположены на окружности диаметром от 0,81D до 0,85D. Диаметр выбирают так, чтобы суммарная площадь отверстий составляла от 25 % до 29 % площади сечения трубопровода*.

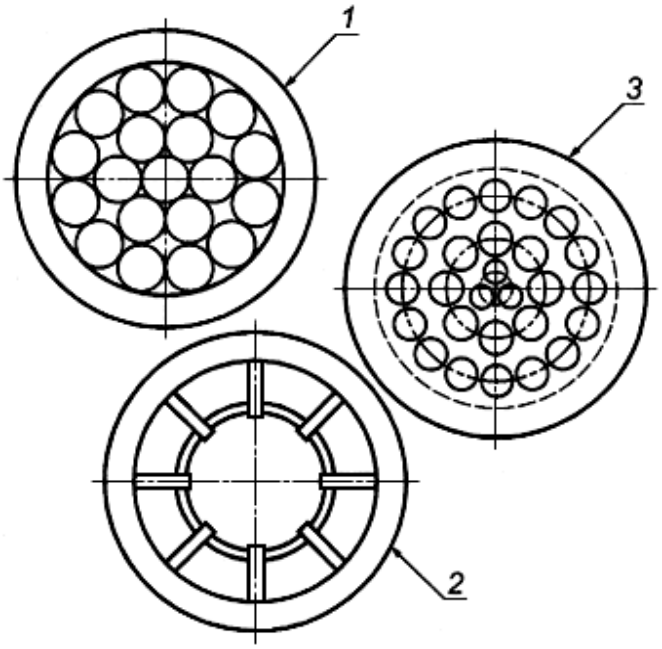


Рис. 3.36. Типичные компоненты УПП «Gallagher» (вид спереди): 1 – антивихревое устройство (вариант трубчатого типа): однородная концентрическая связка из 19 трубок (возможно, установленных на штифтах); 2 – антивихревое устройство (вариант лопастного типа): 8 лопастей длиной от 0,125D до 0,25D, концентричных с трубой (устройство может быть помещено на входе в измерительный трубопровод); 3 – профильное устройство

Коэффициент гидравлического сопротивления УПП «Gallagher» зависит от технических условий на его изготовление и может быть принят равным двум.

Устройство подготовки потока «K-Lab NOVA» состоит из диска с 25 просверленными отверстиями, расположенными по симметричной круговой схеме, приведенной на рис. 3.37. Толщина перфорированного диска должна находиться в пределах от 0,125D до 0,15D.

Толщина, наружный диаметр и лицевая поверхность фланца зависят от его типа и применения. Размеры отверстий являются функцией внутреннего диаметра трубопровода и числа Re. При условии $Re \geq 8 \cdot 10^5$ изготовляют:

- *центральное отверстие диаметром* (*0,18629 ± 0,00077*)*D;*
- *8 отверстий диаметром* (*0,163 ± 0,00077*)*D, центры которых расположены на окружности диаметром 0,5D ± 0,5 мм;*
- *16 отверстий диаметром* (*0,1203 ± 0,00077*)*D, центры которых расположены на окружности диаметром 0,85D ± 0,5 мм.*

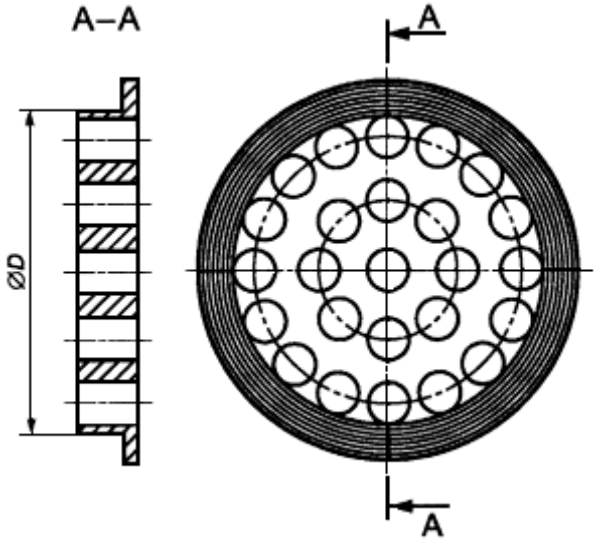


Рис. 3.37. Схема УПП «K-Lab NOVA»

При условии $8 \cdot 10^5 > Re \geq 10^5$ изготовляют:

- *центральное отверстие диаметром* (*0,22664 ± 0,00077*)*D;*
- *8 отверстий диаметром* (*0,16309 ± 0,00077*)*D, центры которых расположены на окружности диаметром 0,5D ± 0,5 мм;*
- *16 отверстий диаметром* (*0,12422 ± 0,00077*)*D, центры которых расположены на окружности диаметром 0,85D ± 0,5 мм.*

Коэффициент гидравлического сопротивления УПП «K-Lab NOVA» может быть принят равным двум.

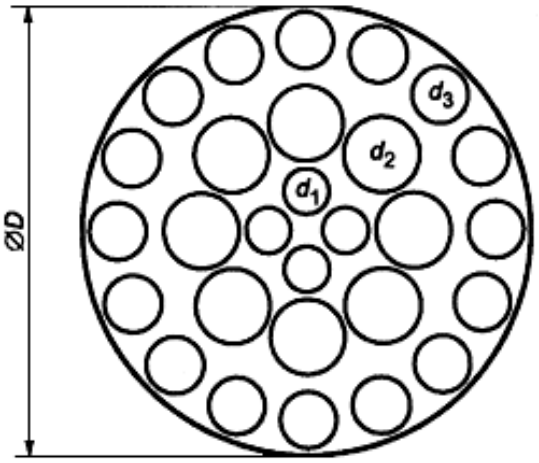


Рис. 3.38. Схема УПП «NEL (Spearman)»

Устройство подготовки потока «NEL (Spearman)» приведено на рис. 3.38. Размеры отверстий являются функцией внутреннего диаметра измерительного трубопровода. Данные по отверстиям следующие:

- *4 отверстия* (d_1) *диаметром 0,10D, центры которых расположены на окружности диаметром 0,18D;*
- *8 отверстий* (d_2) *диаметром 0,16D, центры которых расположены на окружности диаметром 0,48D;*
- *16 отверстий* (d_3) *диаметром 0,12D, центры которых расположены на окружности диаметром 0,86.*

Толщина перфорированной пластины равна 0,12*D*. Коэффициент гидравлического сопротивления УПП «NEL (Spearman)» может быть принят равным 3,2.

Конструкция устройства подготовки потока «Sprenkle» (рис. 3.39) состоит из трех перфорированных пластин, расположенных последовательно на расстоянии (1 ± 0,1)*D* друг от друга.

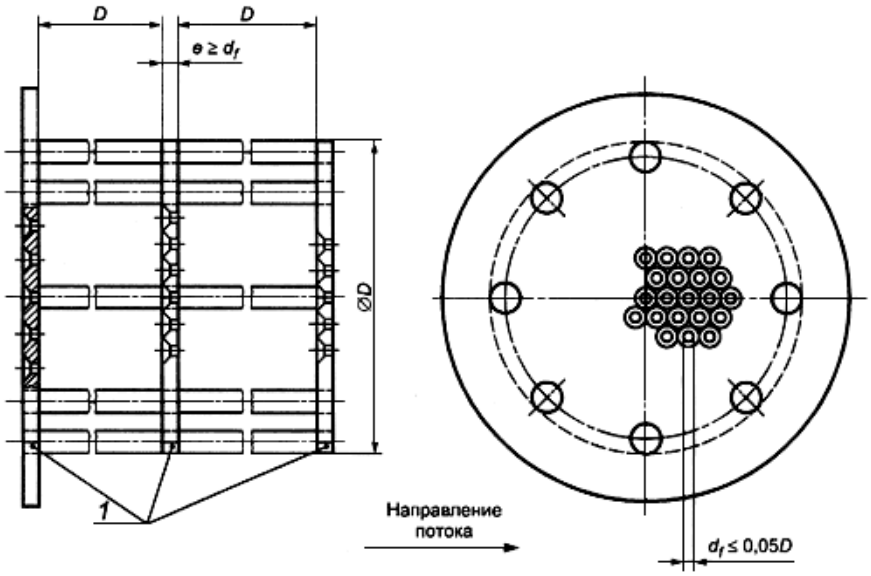


Рис. 3.39. Схема УПП «Sprenkle»: 1 – перфорированные пластины

Для уменьшения потерь давления рекомендуется, чтобы отверстия имели фаску под углом 45° со стороны входа потока, а общая площадь отверстий в каждой пластине должна быть более 40 % площади поперечного сечения измерительного трубопровода. Отношение толщины пластины к диаметру отверстий должно быть не менее единицы, а диаметр отверстий – не более 0,05*D*.

Пластины соединяют прутками или шпильками, расположенными по периферии просвета измерительного трубопровода и имеющими насколько возможно меньший диаметр, но создающими достаточно прочное крепление. Коэффициент гидравлического сопротивления УПП

«Sprenkle» принимают равным 11, если входные кромки отверстий имеют фаски, или 14 – при их отсутствии.

Конструкция устройства подготовки потока «Zanker» (рис. 3.40).

УПП «Zanker» состоит из перфорированной пластины с отверстиями, за которыми расположены каналы (по одному на каждое отверстие), образованные пересечением ряда пластин. Пластины должны иметь насколько возможно меньшую толщину, но обеспечивать достаточную прочность.

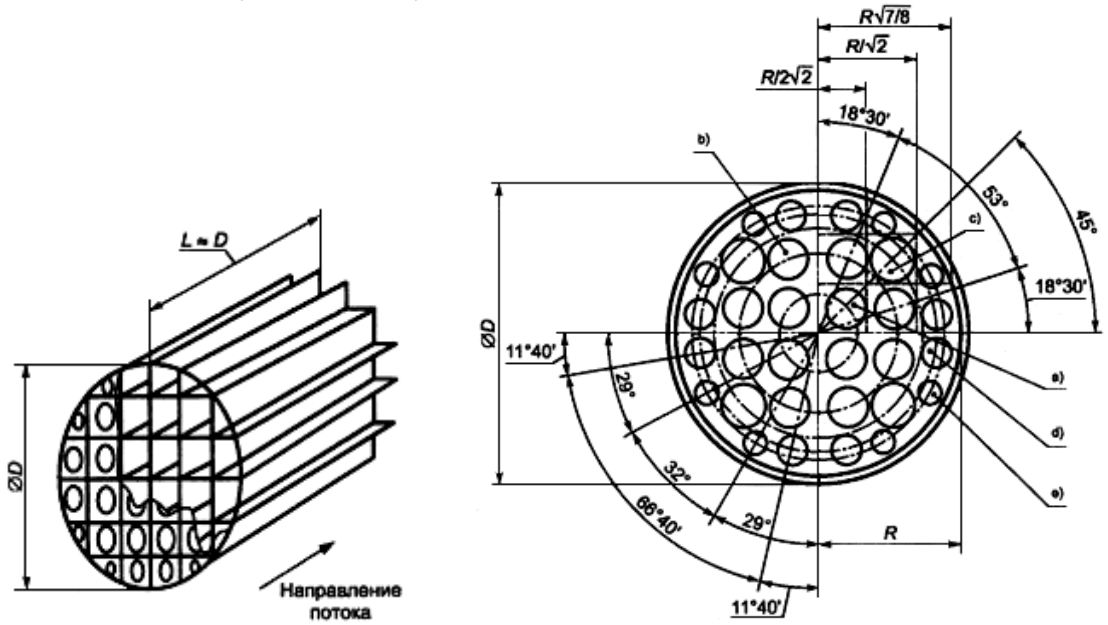


Рис. 3.40. УПП «Zanker»: a) 4 отверстия диаметром 0,141D, центры которых расположены на окружности диаметром 0,25D; b) 8 отверстий диаметром 0,139D, центры которых расположены на окружности диаметром 0,56D; c) 4 отверстия диаметром 0,1365D, центры которых расположены на окружности диаметром 0,75D; d) 8 отверстий диаметром 0,11D, центры которых расположены на окружности диаметром 0,85D; e) 8 отверстий диаметром 0,077D, центры которых расположены на окружности диаметром 0,90D

Коэффициент гидравлического сопротивления УПП «Zanker» может быть принят равным пяти.

3.2. Измерение расхода и количества углеводородов при помощи расходомеров

В настоящее время известно большое количество средств измерения, построенных на различных физических принципах, обеспечивающих измерение расхода самых разнообразных жидкостей и газов. Следует отметить, что идеального средства для измерения расхода не существует и каждый из методов имеет свои достоинства и недостатки. Поэтому важной задачей проектирующих и эксплуатационных

служб нефтегазопроводов является оптимальный выбор средства измерения с учетом особенностей того или иного метода измерения расхода, условий эксплуатации, аппаратной и метрологической надежности, стоимости, эксплуатационных затрат, возможности включения прибора в компьютерную сеть, возможности хранения и передачи информации и дополнительных сервисных возможностей. Рассмотрим основные, самые распространенные типы расходомеров и счетчиков углеводородов.

3.2.1. Мембранные счетчики газа

Мембранный (диафрагменный, камерный) счетчик газа, принцип действия которого основан на том, что при помощи различных подвижных преобразовательных элементов газ разделяют на доли объема, а затем производят их циклическое суммирование.

Диафрагменный счетчик (рис. 3.41) состоит из корпуса ***1***, крышки ***2***, измерительного механизма ***3***, кривошипно-рычажного механизма ***4***, связывающего подвижные части диафрагм (мембран) с верхними клапанами ***5*** газораспределительного устройства, седел клапана (нижняя часть распределительного устройства) и счетного механизма. Корпус и крышка счетчика могут быть:

- *стальными штампованными, с покрытием против коррозии и искрообразования;*
- *алюминиевыми литыми.*

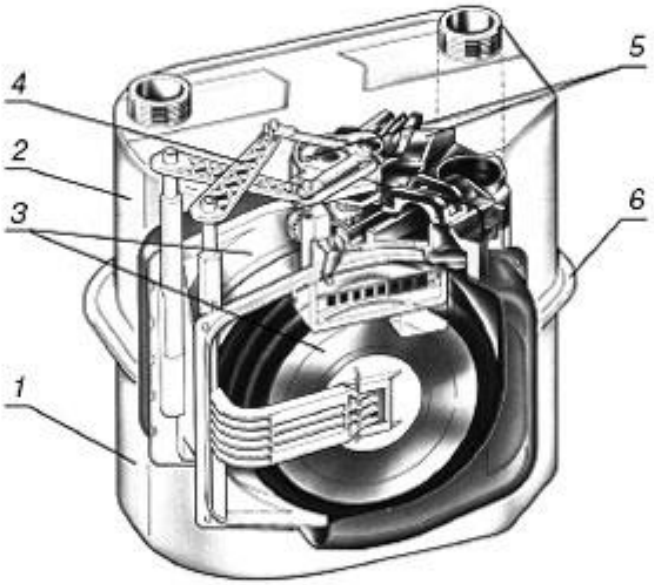


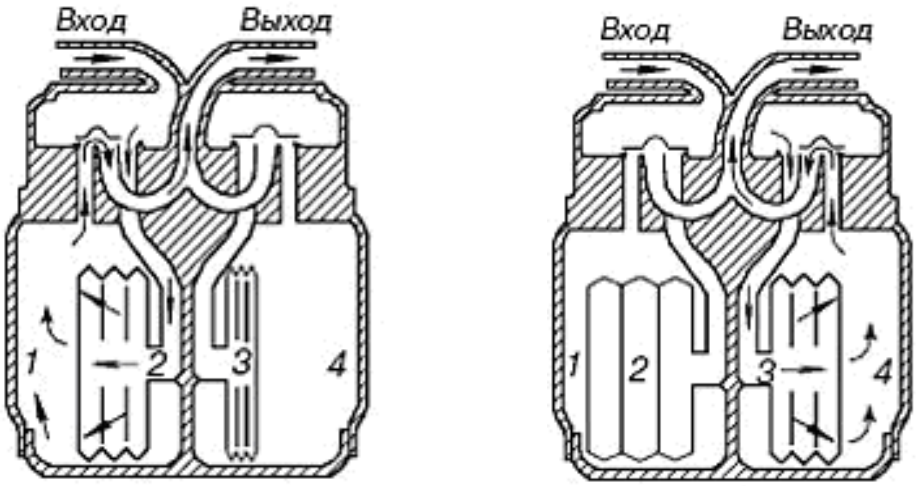
Рис. 3.41. Диафрагменный счетчик:
1 – корпус; 2 – крышка; 3 – измерительный механизм;
4 – кривошипно-рычажной механизм; 5 – верхние клапаны
газораспределительного устройства; 6 – стяжная полоса

Соединение стального штампованного корпуса и крышки осуществляется посредством герметизирующего материала и стяжной полосы ***6***, которые обеспечивают плотное прилегание двух частей друг к другу.

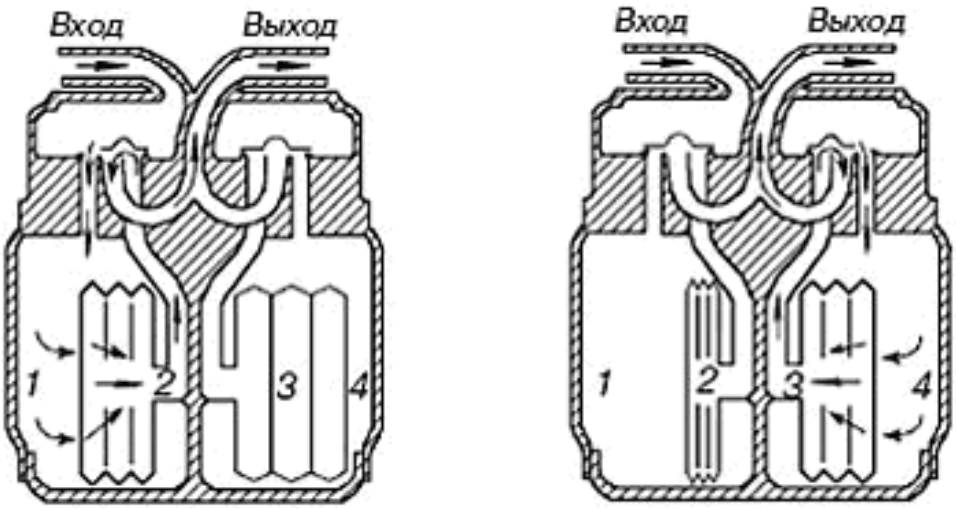
Корпус и крышка счетчика в алюминиевом исполнении герметично закрываются при помощи специальных прокладок и комплекта винтов, один из винтов выполнен пломбой.

Детали и узлы измерительного механизма для мембранных счетчиков изготавливают из пластмасс. Применение пластмассовых измерительных механизмов значительно снижает себестоимость продукции, увеличивает стойкость к воздействию химических компонентов, находящихся в газах, значительно уменьшает коэффициент трения в движущихся частях счетчика.

В зависимости от конструкции и объемов измеряемого газа измерительный механизм может состоять из двух или четырех камер. Принципиальная схема работы диафрагменного счетчика показана на рис. 3.42.



а) *б*)



в) *г*)

Рис. 3.42. Принципиальная схема работы диафрагменного счетчика

Счетчик работает следующим образом.

а) Измеряемый поток газа через входной патрубок поступает в верхнюю полость корпуса и далее через открытый клапан в камеру ***2***. Увеличение объема газа в камере ***2*** вызывает перемещение диафрагмы и вытеснение газа из камеры ***1*** на выход из щели седла клапана и далее в выходной патрубок счетчика. После приближения рычага диафрагмы к стенке камеры ***1*** диафрагма останавливается в результате переключения клапанных групп. Подвижная часть клапана камер ***1*** и ***2*** полностью перекрывает седла клапанов этих камер, отключая этот камерный блок.

б) Клапан камер ***3*** и ***4*** открывает вход газа из верхней полости корпуса счетчика в камеру ***3***, наполняет ее, что вызывает перемещение диафрагмы и вытеснение газа из камеры ***4*** в выходной патрубок через щели в седле клапана. После приближения рычага диафрагмы к стенке камеры ***4*** диафрагма останавливается в результате отключения клапанного блока камер ***3***, ***4***.

в) Клапан камер ***1***, ***2*** открывает вход газа из верхней полости корпуса счетчика в камеру ***1***. При подаче газа в камеру ***1*** диафрагма ***1***, ***2*** перемещается, вытесняя газ из камеры ***2*** в выходной патрубок через щели в седле клапана. После приближения рычага диафрагмы к стенке камеры ***2*** диафрагма останавливается в результате отключения клапанного блока камер ***1***, ***2***.

г) Клапан камер ***3***, **4** открывает вход газа из верхней полости корпуса счетчика в камеру ***4***. При подаче газа в камеру ***4*** диафрагма ***3***, ***4*** перемещается и вытесняет газ из камеры ***3*** в выходной патрубок через щели в седле клапана. После приближения рычага диафрагмы к стенке

камеры ***3*** диафрагма останавливается в результате отключения клапанного блока ***3, 4***.

Процесс повторяется периодически. Счетный механизм подсчитывает число ходов диафрагм (или число циклов работы измерительного механизма n, табл. 3.12). За каждый цикл вытесняется объем газа $V_ц$, равный сумме объемов камер 1, 2, 3, 4. Один полный оборот выходной оси измерительного механизма соответствует 16 циклам.

Таблица 3.12

Циклы работы диафрагменного счетчика

Положение камер счетчика	Камера 1	Камера 2	Камера 3	Камера 4
а	Опустошается	Наполняется	Пуста	Наполнена
б	Пуста	Наполнена	Наполняется	Опустошается
в	Наполняется	Опустошается	Наполнена	Пуста
г	Наполнена	Пуста	Опустошается	Наполняется

Недостатки. Неработоспособность на загрязненном газе, возможность поломки при резких пневмоударах и перекрытие газопровода при поломке, связанной, например, с заклиниванием роторов ротационного счетчика газа, относительно большие габариты, а также стоимость (для ротационных счетчиков газа больших типоразмеров), по сравнению с приборами других типов.

Достоинства. Многократно перекрывающим недостатки и сделавшим данный метод измерения, безусловно, самым распространенным по количеству установленных приборов, является прежде всего то, что этот метод измерения обеспечивает прямое, а не косвенное измерение объема проходящего газа (отсюда и название метода), полную нечувствительность к любым искажениям эпюр скоростей потока на входе и выходе (а это позволяет отказаться от прямых участков и резко сократить габариты узла учета газа) и самые широкие диапазоны измерения (до 1 : 100 и более). Соответственно, счетчики газа данного типа прекрасно подходят для случаев учета газа при его циклическом потреблении, например, котлами с импульсным режимом горения.

3.2.2. Ротационные (объемные) счетчики

Широкое распространение в практике трубопроводного транспорта нефти и газа при небольшой производительности имеют объемные, или, как принято называть в газовой промышленности, ротационные счетчики. В них поток транспортируемой среды разделяется на порции при помощи механического способа. Разделение на пор-

ции происходит при помощи экцентрично укрепленных вращающихся лопастей или шестерен, движимых ротором. В процессе движения в определенные моменты образуются измерительные камеры, размер которых выверен с высокой степенью точности. Количество порций в единицу времени, пропущенных через камеры, определяется частотой вращения ротора [30].

Рассмотрим *счетчики для измерения объема нефти*. Измерительный элемент объемных счетчиков нефти с овальными шестернями состоит из двух прецизионных шестерен (рис. 3.43). Принцип действия счетчиков с овальными шестернями заключается в том, что две шестерни овальной формы, вращаясь под действием потока жидкости и находясь в зацеплении, отмеряют при каждом обороте некоторый объем жидкости. Вращение шестерен обеспечивается при помощи магнитной муфты с передачей на счетный механизм с индикатором.

В зависимости от выбора материала корпуса, овальных шестерен и подшипников и в зависимости от установки так называемых температурных удлинителей, счетчики с овальными шестернями каждого типоразмера могут быть приспособлены к следующим рабочим режимам:

- *режиму высоких и низких температур;*
- *с низкими и экстремально высокими вязкостями;*
- *к режиму рабочего давления до 10 МПа.*

Счетчики нефтепродуктов ППО и ППВ (*рис. 3.44–3.46*).

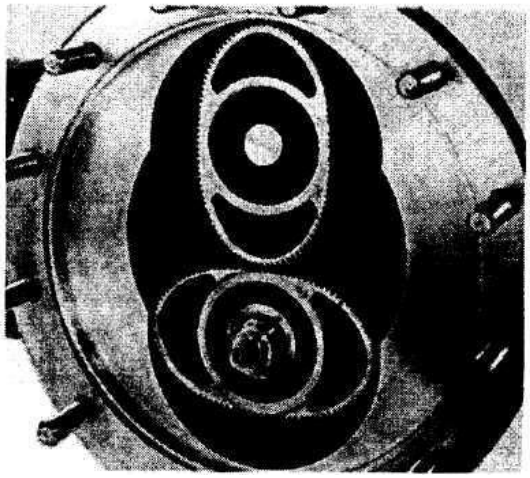


Рис. 3.43. Объемный счетчик нефти

Рис. 3.44. Объемные счетчики нефтепродуктов типа ППО и ППВ (*производство АООТ* «*Промприбор*», *г. Ливны, Россия*)

Объемные счетчики типа ППВ и ППО предназначены для измерения объемного количества нефтепродуктов. Комплектуются механическим отсчетным устройством или устройством съема сигналов с контроллером типа КУП с электронным цифровым отсчетным указателем разового и суммарного учета, а также пультом дистанционной передачи информации «Весна-ТЭЦ». Присоединение счетчиков фланцевое (по ***ГОСТ 12820–80***), в зависимости от условного прохода и рабочего давления, а также штуцерное М4×2 для счетчика ППО-25-1,6.

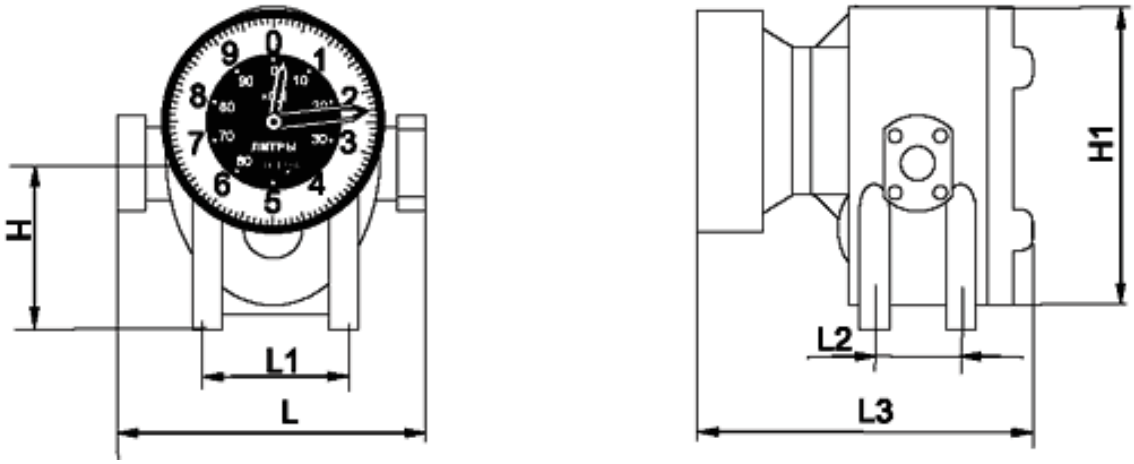


Рис. 3.45. Габаритные и присоединительные размеры ППО

Счетчики жидкости с овальными шестернями типа ППО и винтовые типа ППВ применяются для измерения суммарного и разового количества светлых нефтепродуктов, сжиженного газа и других неагрессивных жидкостей. Техническая характеристика счетчиков ППО и ППВ представлена в табл. 3.13, габаритные размеры представлены на рис. 3.45, 3.46 и в табл. 3.14.

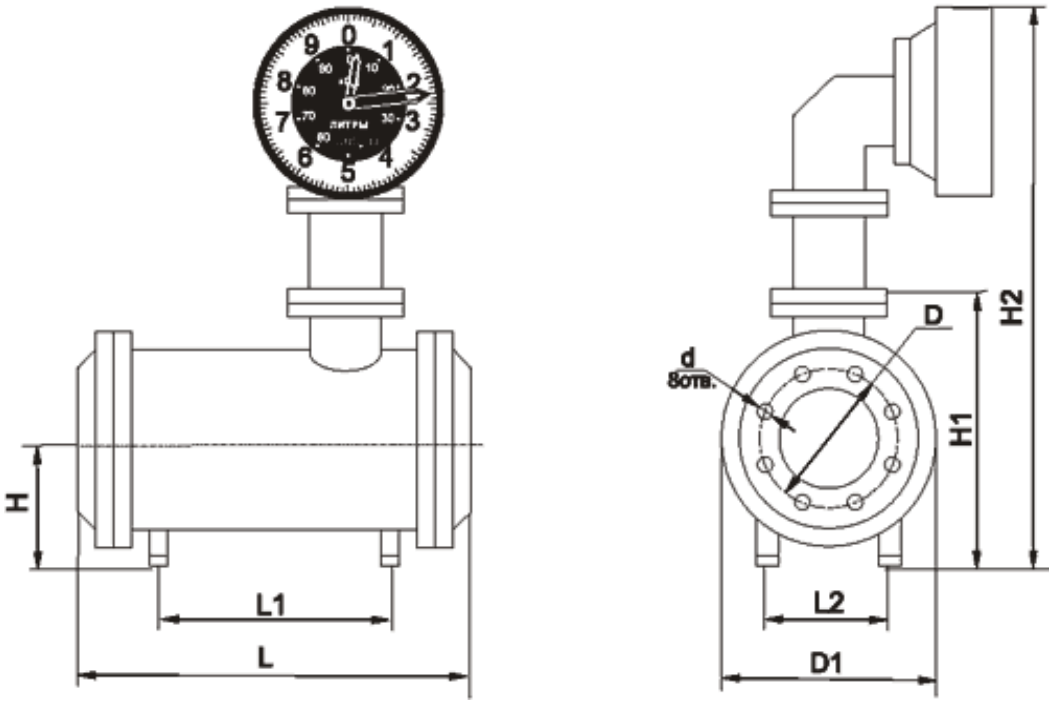


Рис. 3.46. Габаритные и присоединительные размеры ППВ

Таблица 3.13

Технические характеристики счетчиков нефтепродуктов ППО и ППВ

Тип	Цена деления отсчетного устройства, л		Dy, мм	Рабочее давление, МПа	Температура измерения жидкости, °С	Класс точности	Диапазон вязкости измеряемой жидкости, мм^2/с								
							0,55…6,0			6,0…60			60…300		
							Расход, м^3/ч								
	механ.	электр.					min	nom	max	min	nom	max	min	nom	max
ППО-25/1,6	0,1	0,1	24	1,6	от –40 до +60	0,25	1,0	3,6	7,2	0,72	3,6	6,0	0,6	3,6	6,0
						0,5	0,72	3,6	7,2	0,72	3,6	7,2	0,72	3,6	7,2
ППО-40/0,6	1	1	40	0,6		0,25	5	18	25	5	18	25	5	18	25
						0,5	2,5	18	25	2,5	18	25	2,5	18	25
ППВ-100/1,6	10	1	100	1,6	от –50 до +50	0,25	18	120	180	18	120	180	18	120	180
						0,5	15	120	180	15	120	180	15	120	180
ППВ-100/6,4	10	1	100	6,4		0,25	18	120	180	18	120	180	18	120	180
						0,5									
ППВ-150/1,6	10	1	150	1,6		0,25	30	250	420	30	250	350	30	250	300
ППВ-150/6,4	10	1	150	6,4		0,5									

Таблица 3.14

Габаритные размеры

Тип счетчика	L	L1	L2	L3*	H	H1	d	D	H2	D1
ППО-25/1,6	190	80	25	265 (336)	70	136	**	**	–	–
ППО-40/0,6	270	125	75	305 (376)	137	270	Ф14	Ф100	–	–
ППВ-100/1,6	480	400	140	–	130	348*	М16	Ф180	610	Ф255
ППВ-150/1,6	780	280	280	–	220	516*	М30	Ф280	780	Ф390

*Примечание: * – в зависимости от комплектации; ** – по ГОСТ 12820–80.*

Для измерения *объема транспортируемого газа* основное применение из ротационных нашли счетчики газа с одинаковыми роторами восьмиобразной формы (рис. 3.47).

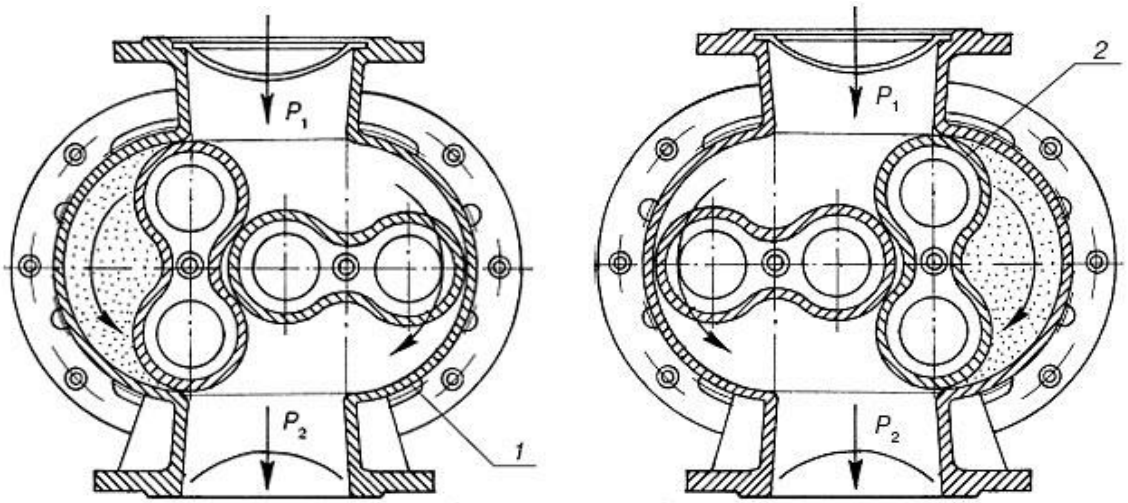


Рис. 3.47. Принципиальная схема работы ротационного счетчика с роторами восьмиобразной формы: 1) корпус; 2) ротор

За один оборот роторов вытесняются четыре заштрихованных объема. Толстыми линиями на рис. 3.47 показаны участки роторов, подлежащих высокой точности обработки, так как по ним скользит точка сопряжения роторов при их обкатывании друг о друга. Протечки газа зависят от зазора между корпусом и прямоугольными площадками, расположенными на концах наибольших диаметров роторов. В зависимости от типоразмера счетчика зазоры могут быть от 0,04 до 0,1 мм. Острые кромки на концах этих площадок способствуют самоочистке счетчика. Ранее разработанный ряд таких счетчиков охватывал номинальные расходы $\boldsymbol{Q_н}$ от 100 до 10 000 м^3/ч, при

этом измерительный объем возрастал до 1100 дм^3, а скорость вращения при $\boldsymbol{Q_н}$ уменьшалась до 150 об/мин [31,32].

Пример.

Счетчик RVG

На Арзамасском заводе ООО «ГазЭлектроника» (сейчас преобразовано в ООО «Эльстер ГазЭлектроника») по лицензии фирмы «Elster» выпускаются ротационные счетчики газа – RVG (рис. 3.48), предназначенные для применения в отраслях газоснабжения, теплоэнергетики, химической промышленности.

Рис. 3.48. Счетчик RVG
(*производство ООО «ГазЭлектроника», г. Арзамас, Россия*)

Счетчики *RVG* – это приборы для измерения объема нефти или газа (природного, инертного, пропана, воздуха). Принцип их работы основан на вытеснении измеряемой среды роторами. Они регистрируют объем среды при рабочих условиях.

Для приведения измеренного значения к нормальному объему используются электронные корректоры объема типа ЕК-88, ТС-90 и др. При подаче газа увеличивается перепад давления между входом и выходом счетчика. Это вызывает вращение роторов, которые соединены с помощью высокоточных синхронизированных зубчатых колес. Роторы вращаются во взаимно противоположных направлениях. Контакта металла с металлом между роторами и корпусом счетчика нет. В процессе работы счетчика измерительная камера, образованная пространством между ротором и корпусом, периодически наполняется газом и опорожняется.

Вращение роторов редуцируется многоступенчатой коробкой передач и передается через магнитную муфту на 8-разрядную счетную головку.

Счетчики *RVG* часто применяют вместо турбинных счетчиков для диапазона расходов от 0,8 до 400 м^3/ч. Высокое качество конструкции,

комплектующих деталей, материалов гарантирует высокую точность измерений, долговечность и надежность работы.

Счетчики *RVG* снабжены двумя низкочастотными датчиками импульсов Е1 (герконовый контакт). По просьбе заказчика счетчики *RVG* комплектуются среднечастотным датчиком импульсов Е300 и высокочастотным датчиком А1К. Сочетание различных типов датчиков импульсов позволяет использовать счетчик газа *RVG* в системах автоматического регулирования и контроля.

Счетчики *RVG* от других счетчиков отличают: малая инерционность роторов при переменных нагрузках (расходах); низкая потеря давления (20…40 мм вод. ст.). Благодаря особенностям принципа действия счетчика *RVG,* для его монтажа не требуется прямых участков трубопровода. Монтаж может производиться как на горизонтальном, так и на вертикальном участке. Необходимо регулярно контролировать и поддерживать уровень масла. При эксплуатации рекомендуется применять фильтры или коническое сито для улавливания частиц размерами больше 0,25 мм. Если газ очень загрязнен, то необходимо применять добавочный фильтр, который улавливает частицы с размерами больше 0,05 мм.

Основная техническая характеристика счетчика *RVG* приведена ниже.

Расход газа, м^3/ч: 0,8–400

Максимальное рабочее давление, МПа: 1,6

Порог чувствительности, м^3/ч: 0,1

Температура окружающей среды, °С: –30 …. +70

Температура измеряемой среды, °С: –20 … +60

Погрешность от 0,1$Q_{пот}$ до $Q_{пот}$: ± 1 %

Межповерочный интервал, лет: 4

Счетчик *RVG* работает в вертикальном и горизонтальном положениях, головка вращается на 360°. Корпус алюминиевый, анодирование твердое. Имеет два места отбора давления и две гильзы для датчика температуры. Расходы газа, измеряемые счетчиками *RVG*, приведены в табл. 3.15. Габаритные и присоединительные размеры на рис. 3.49 и в табл. 3.16.

Таблица 3.15

Расходы газов, измеряемые счетчиками RVG

Модель	V, дм^3	Порог чувствительности, м^3/ч	Диапазон расхода Q_{max}/Q_{min}	Q_{max}, м^3/ч
1	2	3	4	5
G16	0,56	0,1	1 : 20	25
G25	0,56	0,1	1 : 20; 1 : 50	40

Окончание табл. 3.15

1	2	3	4	5
G40	0,56	0,1	1 : 20; 1 : 50	65
G65	0,56	0,1	1 : 20; 1 : 50; 1 : 100	100
G100	0,56	0,1	1 : 20; 1 : 50; 1 : 100; 1 : 160	160
G100	1,07	0,16	1 : 20; 1 : 50; 1 : 100	160
G160	2,01	0,25	1 : 20; 1 : 50; 1 : 100	250

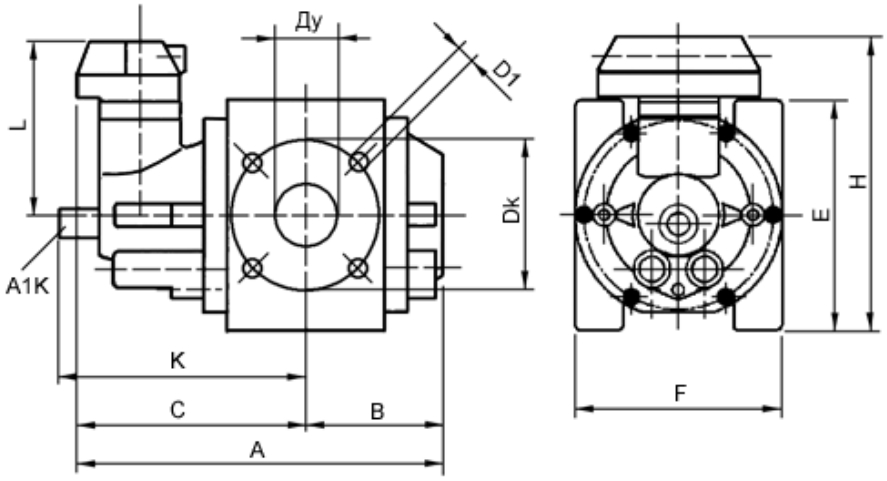


Рис. 3.49. Габаритные и присоединительные размеры

Таблица 3.16

Габаритные и присоединительные размеры (*мм*)

Тип счётчика	Dy	A	B	C	H	Dk	D1	E	K	L	F	Вес, кг
G16, G25, G40, G65	50	303	115	189	238	125	4 × M16	180	240	144	171	13
G100	80	403	165	239	238	160	8 × M16	180	290	144	171	17
G160	80	436	189	247	278	160	8 × M16	220	298	168	241	27
G250	100	496	219	277	278	160	8 × M16	220	328	168	241	37

Приближенная методика выбора RVG:

$$Q_{p_{\min}} = Q_{c_{\min}} \frac{P_c}{P_{\text{àáñ}_{\max}}} \text{ и } Q_{p_{\max}} = Q_{c_{\max}} \frac{P_c}{P_{\text{абс}_{\min}}}, \qquad (3.22)$$

где $\boldsymbol{Q_{p_{\min}}}$, $\boldsymbol{Q_{p_{\max}}}$ *– минимальные и максимальные расходы газа при рабочих условиях;*

$\boldsymbol{Q_{c_{\min}}}$, $\boldsymbol{Q_{c_{\max}}}$ *– минимальные и максимальные расходы газа, приведенные к стандартным условиям;*

$\boldsymbol{P_{абс}}$ $(P_{изб} + P_c)$ – *абсолютное давление газа в газопроводе, МПа;*
$\boldsymbol{P_c}$ = *0,1 МПа – стандартная атмосфера.*

По $\boldsymbol{Q_{p_{max}}}$ определяют тип счетчика *RVG*, а по $\boldsymbol{Q_{p_{min}}}$ – диапазон измерений расхода.

3.2.3. Кориолисовые расходомеры

При движении тела относительно вращающейся системы отсчета, кроме центробежной силы инерции, появляется еще одна сила, называемая кориолисовой силой инерции. Принцип измерения таких расходомеров базируется на контролируемом возбуждении этой силы.

Все тела, движущиеся по поверхности Земли, имеют тенденцию к отклонению в сторону, из-за восточного направления вращения планеты. Рассмотрим течение жидкости в горизонтальной трубе. Закрепим трубу с одного конца и придадим ей вращение с постоянной угловой скоростью в горизонтальной плоскости относительно точки закрепления (рис. 3.50, 3.51, 3.52).

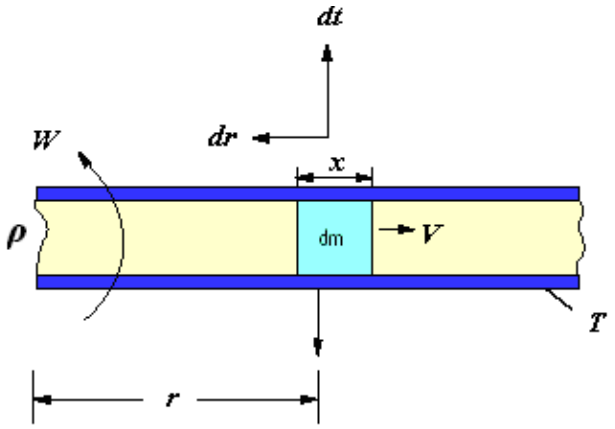


Рис. 3.50. Принцип Кориолиса:
массовый расход = $F_c/(2wx)$; F_c – кориолисова сила инерции

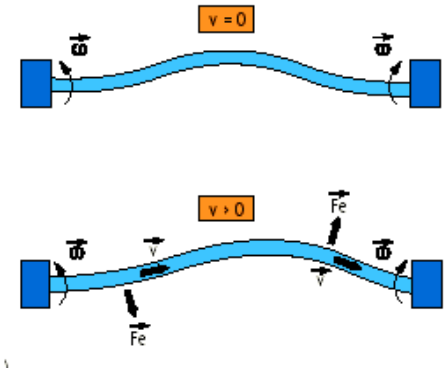


Рис. 3.51. Колебательное движение трубки

Рис. 3.52. Кориолисовый расходомер

Если жидкости сообщить кориолисовое ускорение, посредством вращения трубы, то величина отклоняющей кориолисовой силы будет зависеть от массового расхода жидкости. Отклоняющая сила, действующая на трубу, будет всегда направлена вправо относительно вектора скорости. Вектор кориолисовой силы инерции и вектор скорости жидкости лежат в одной (горизонтальной) плоскости.

В большинстве конструкций трубка закреплена в двух точках и ей сообщается колебательное движение между этими двумя точками. Такая конфигурация возможна, например, если заставить вибрировать пружину вместе с заполненной трубой на ее резонансной частоте, которая зависит от массы трубы с жидкостью. Частоту колебаний выбирают резонансной, т. к. при этом необходима минимальная вынуждающая сила пружины, чтобы поддерживать постоянные колебания заполненной трубы.

Кориолисовые расходомеры не имеют ограничения по числу Рейнольдса измеряемой жидкости. Они также нечувствительны к изменению распределения скорости по сечению и к вихрям. Принцип действия заключается в том, что когда трубки совершают колебательные движения, в системе возникает дополнительная сила инерции – кориолисова сила. И под действием этой силы трубки начинают изгибаться. Их изгиб фиксируется датчиками.

Трубка может быть изогнутой или прямой. Некоторые конструкции могут быть самозаполняющимися, когда установлены вертикально. Когда расходомер состоит из двух параллельных трубок, поток разделяется на два потока на входе и соединяется в один на выходе. При использовании одной трубки (или соединенных последовательно двух трубок) поток в расходомере не разделяется.

В любом случае, привод заставляет трубки вибрировать. Принцип измерений кориолисовой технологии заключается в том, что жидкость, протекая через вибрирующую трубку, вызывает сдвиг фаз колебаний трубки, пропорциональный массовому расходу. Электромагнитный привод состоит из катушки, соединенной с одной трубкой, и из магнита, соединенного с другой трубкой. На катушку подается переменный ток, который заставляет магнит периодически то притягиваться, то отталкиваться. Другой составной частью кориолисовой системы измерения расхода являются преобразователь сигналов и контроллер, монтируемые на приборном щите в операторной. Преобразователь преобразует низкоуровневый сигнал сенсора в аналоговый сигнал 4…20 мА и частотный.

Достоинства. Одни из самых точных расходомеров. Широко применяются для коммерческого учета жидкостей и сжатых газов. Наиболее типовое место применения в газовой промышленности – учет количества природного газа, отпускаемого на АГНКС. В этом случае газ

сжат до давления примерно в 20 МПа (200 бар) и имеет плотность, достаточную для применения данного метода.

Недостатки. Большие габариты, масса и высокая цена, а также влияние внешней механической вибрации на показания изделий. Выпускаются многими ведущими производителями расходомерной техники. Например, фирмами «Krohne» (Германия), «MicroMotion» (США), «Endress+Hauser» (Австрия). Неизвестны случаи применения учета газа в сетях низкого и среднего давления.

Пример.

Кориолисовый расходомер «МАСК»

Массовые счетчики-расходомеры «МАСК» (рис. 3.53), выпускаемые АО «МАСК», относятся к типу кориолисовых и предназначены для измерения и коммерческого учета потоков газов (природный и сжиженный газ), протекающих в закрытых трубопроводах.

Рис. 3.53. Кориолисовый расходомер «МАСК»
(*производство АО «МАСК», г. Москва*)

Основные особенности:

- *измерения производятся непосредственно в единицах массы* (*кг, т*)*;*
- *точность измерений не зависит от давления, плотности и вязкости рабочей среды;*
- *возможна установка* (*задание*) *дозы измеряемого продукта и коммутация сигнала*.

Относительная погрешность измерения, %: 0,5. Давление измеряемой среды, МПа, не более: 6,4. Требования к прямым участкам до и после первичного преобразователя не предъявляются.

3.2.4. Вихревые расходомеры

Вихревыми называются расходомеры, основанные на зависимости от расхода частоты колебаний давления, возникающих в потоке в процессе вихреобразования или колебания струи. Они подразделяются на три основные группы:

- *расходомеры, имеющие в первичном преобразователе неподвижное тело, при обтекании которого с обеих его сторон возникают срывающиеся вихри, создающие пульсации давления;*
- *расходомеры, в первичном преобразователе которых поток закручивается и, попадая затем в расширенную часть тубы, прецессирует, создавая при этом пульсации давления;*
- *расходомеры, в первичном преобразователе которых струя, вытекающая из отверстия, совершает автоколебания, создавая при этом пульсации давления.*

В основе принципа действия любого вихревого расходомера лежит широко известное природное явление – образование вихрей за препятствием, стоящим на пути потока (рис. 3.54). При скоростях среды выше определенного предела вихри образуют регулярную дорожку, называемую «дорожкой Кармана». Частота образования вихрей при этом прямо пропорциональна скорости потока.

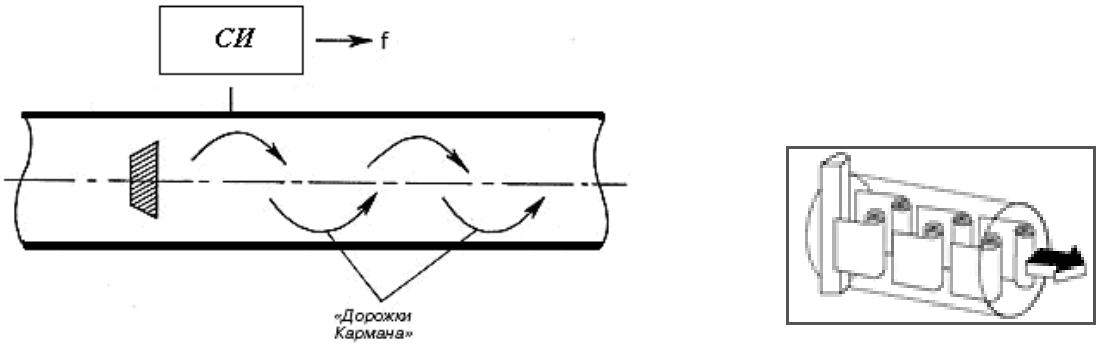


Рис. 3.54. Схема вихревого первичного преобразователя расхода: СИ – устройство счета импульсов

В диапазоне чисел Рейнольдса от 2×10^4 до 7×10^6 коэффициент пропорциональности между частотой образования вихрей и скоростью потока практически не зависит от числа Рейнольдса. Это позволяет вихревым расходомерам с хорошей точностью измерять скорость потока независимо от типа среды.

Преобразователи расхода у этих расходомеров многоступенчатые. В первой ступени в процессе вихреобразования или осцилляции струи создаются пульсации давления или скорости, частота которых пропорциональна объемному расходу. Во второй ступени эти пульсации преобразуются в

выходной сигнал, обычно электрический. Для этого служат преобразователи давления (пьезоэлементы), температуры (термоанемометры), напряжения (тензорезисторы), ультразвуковые преобразователи скорости и т. п.

Достоинства. Отсутствие подвижных частей, простота и надежность преобразователя расхода, независимость показаний от давления и температуры, большой диапазон измерения, доходящий в некоторых случаях до 15…20, линейность шкалы, хорошая точность (погрешность ± 0,5…1,5 %), частотный измерительный сигнал, стабильность показаний, сравнительная несложность измерительной схемы, возможность получения универсальной градуировки.

К недостаткам вихревых расходомеров относятся: значительная потеря давления, достигающая 30…50 кПа, и некоторые ограничения возможности их применения – они непригодны при малых скоростях из-за трудности измерения сигнала, имеющего малую частоту, и изготовляются лишь для труб, имеющих диаметры от 25 до 150…300 мм. Применение их для больших труб затруднено, а при очень малых диаметрах нет устойчивого вихреобразования. Многие конструкции вихревых расходомеров непригодны и для измерения загрязненных и агрессивных веществ, могущих нарушить работу преобразователей выходного сигнала. Кроме того, если узел съема сигнала расходомера термоанемометрический (как, например, у расходомера-счетчика ВРСГ производства НПП «Ирвис»), прибор становится энергозависимым, а если он выполнен с использованием пьезоэлементов (как, например, в расходомерах производства ИПФ «Сибнефтеавтоматика» и фирмы «Глобус»), возникают весьма серьезные проблемы с обеспечением помехозащищенности при наличии внешних механических вибраций газопровода. Анализу данных проблем посвящена работа [33]. Неслучайно всемирно известная фирма «Endress+Hauser», сама являясь производителем вихревых расходомеров серии «Prowirl», в своих рекомендациях по выбору расходомера [34] не рекомендует их применение в тех случаях, когда требуется высокая точность измерения.

Пример.

Интеллектуальный вихревой расходомер «ЭМИС-ВИХРЬ-200», производитель ЗАО «ЭМИС», г. Челябинск.

Вихревые расходомеры «ЭМИС-ВИХРЬ» предназначены для измерения:

- *расхода проводящих жидкостей* (*например, воды или водных растворов*);
- *расхода неэлектропроводных жидкостей* (*например, светлых нефтепродуктов или спиртов*);
- *расхода агрессивных сред* (*например, серной кислоты или щелочей*);
- *расхода смесей жидкость+ жидкость* (*например, нефти с водой*);

- *расхода природного и технических газов* (*например, сжатого воздуха*);
- *расхода опасных газов – водорода и кислорода, расхода влажного и сухого пара.*

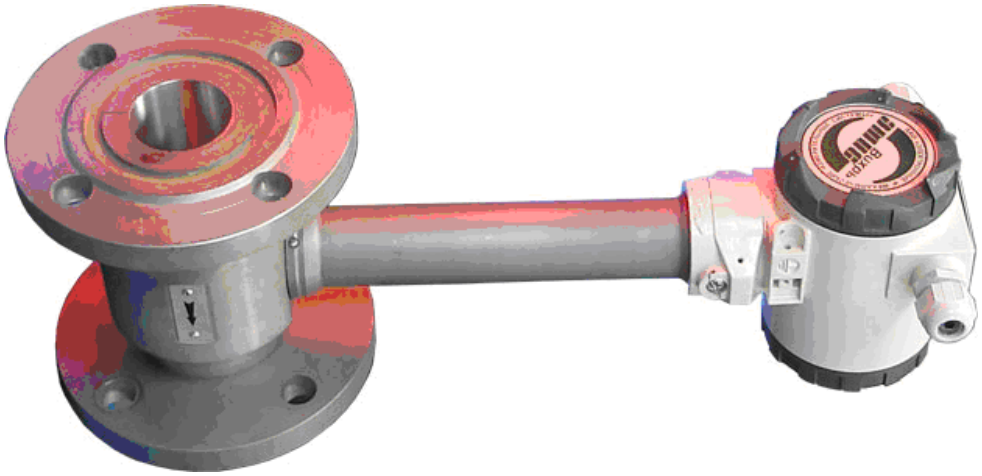


Рис. 3.55. Вихревый расходомер «ЭМИС-ВИХРЬ-200»

По типам измеряемой среды вихревые преобразователи «ЭМИС-ВИХРЬ» являются универсальными, ограничение накладывается лишь на вязкость жидкостей.

Преимущества и особенности:

- *широкий динамический диапазон до 1 : 40;*
- *интеллектуальная обработка сигнала;*
- *дополнительная температурная коррекция погрешности;*
- *повышенная виброустойчивость;*
- *стойкость к гидро- и термоударам;*
- *надежность и долговечность приборов;*
- *высокая стабильность во времени метрологических характеристик;*
- *отсутствует необходимость обслуживания при эксплуатации;*
- *межповерочный интервал – 3 года.*

Принцип действия. Принцип измерения основан на образовании вихрей за препятствием (телом обтекания), стоящим на пути потока среды. Согласно физическому закону Кармана, частота пульсаций вихрей за телом обтекания строго пропорциональна скорости потока измеряемой среды. За вихреобразователем расположено крыло сенсора, которое изгибается под воздействием вихрей. Изгибные напряжения воспринимает пьезоэлемент, преобразуя механический сигнал в электрический. Такой тип вихревых расходомеров носит название «вихревые расходомеры изгибных напряжений». Конструкция пьезоэлемента позволяет отсекать вредные сигналы вибрации и температуры на 1-м

этапе преобразования. 2-й этап преобразования происходит в электронном блоке прибора: сигнальный процессор проводит спектральную обработку сигнала, отсекая вредные гармоники, а также проводит коррекцию полезного сигнала по температуре и числу Рейнольдса.

Технические характеристики вихревого расходомера «ЭМИС-ВИХРЬ-200» представлены в табл. 3.17. Диапазон расхода жидкостей и газа для данного типа расходомеров приведен в табл. 3.18, 3.19.

Таблица 3.17

Технические характеристики вихревого расходомера «ЭМИС-ВИХРЬ-200»

Параметр	Значение
Измеряемая среда	Жидкость, газ, пар
Температура среды: измеряемой окружающей	 от –40 до +550 °С от –40 до +70 °С
Допустимое давление	до 4 МПа
Точность измерения жидкостей	Нижний предел 0,6 % от 0,1 Q_{max} Верхний предел 1,35 % от 0,1 Q_{max}
Диаметр условного прохода	25/32/50/80/100/150/200/250/300 мм
Точность измерения газа и пара	Нижний предел 1,35 % от 0,1 Q_{max} Верхний предел 2,5 % от 0,1 Q_{max}
Выходные сигналы	Частотный 0…1000(10000)Гц; токовый 4…20 мА; Цифровой RS-485 Modbus RTU
Взрывозащита	ExibIIB(IIC)(T1–T5)X
Виброустойчивость	вибрации частотой 10…100 Гц
Напряжение питания	12…36 В
Межповерочный интервал	3 года
Гарантийный срок	18 месяцев

Таблица 3.18

Диапазон расходов жидкостей для вихревого расходомера «ЭМИС-ВИХРЬ-200»

Условный диаметр Dy, мм	Расход жидкостей, $м^3/ч$	
	минимум	максимум
25	0,5	13
32	1	28
50	2	60
100	8	240
150	18	540
200	34	1000
250	60	1500
300	95	2100

Монтаж на трубопроводе. Расходомеры «ЭМИС-ВИХРЬ» могут устанавливаются врезкой в трубопровод с диаметром от 25 до 300 мм. Для установки на трубопроводы с диаметром более 300 мм необходимо обеспечить локальное сужение трубопровода. Допускается установка на трубопроводы различного сортамента, ограничения на шероховатость трубопроводов отсутствуют. Монтаж преобразователей расхода «ЭМИС-ВИХРЬ» производится как на горизонтальных, так и на вертикальных и наклонных участках трубопровода. Требования к прямым участкам зависят от характера изгибов или типа запорной арматуры до них; в большинстве случаев необходимо обеспечить 10 диаметров условного прохода (Dy) до места установки преобразователя и 5Dy после него. Использование струевыпрямителя позволяет сократить прямые участки до 8Dy. Фланцевое исполнение «ЭМИС-ВИХРЬ» предполагает соединение с трубопроводом путем стыковки фланца с фланцем, такое исполнение рекомендуется при измерении в условиях высоких давлений (более 2,5 МПа) и для трубопроводов с диаметром более 200 мм. В остальных случаях выгодно применять исполнение «сэндвич», когда расходомер зажимается между ответными фланцами трубопровода с помощью шпилек.

Электрическое подключение

Расходомер «ЭМИС-ВИХРЬ» серии ЭВ-200 обладает частотным (числоимпульсным), цифровым (RS485 Modbus RTU) и аналоговым токовым 4…20 мА (опция) выходными сигналами. Общий вид на клеммную колодку представлен на рис. 3.56, список контактов клеммной колодки представлен в табл. 3.20.

Рис. 3.56. Клеммная колодка датчика расхода

Таблица 3.19

Диапазон расходов газа для вихревого расходомера «ЭМИС-ВИХРЬ-200»

Диаметр Dy, мм	Расход газа и пара ($м^3$/ч) при различных значениях абсолютного давления								
	100 кПа	300 кПа	600 кПа	900 кПа	1600 кПа	2100 кПа	2600 кПа	3600 кПа	4100 кПа
25	9…130	6,5…130	4,6…130	4…130	3,5…130	3,5…128	3,5…116	3,5…98	3,5…92
32	18…220	12…220	9…220	7…220	7…220	7…220	7…214	7…182	7…171
50	50…530	23…530	16…530	13…530	13…530	13…492	13…409	13…348	13…326
80	115…1300	64…1300	45…1300	37…1300	37…1300	37…1300	37…1127	37…958	37…898
100	190…220	96…2200	68…2200	56…2200	56…2200	56…2052	56…1708	56…1451	56…1360
150	440…5050	229…5050	162…5050	132…5050	132…5050	132…4878	132…4059	132…3449	132…3232
200	760…8800	401…8800	283…8800	231…8800	231…8800	231…8555	231…7118	231…6049	231…5669
250	1210…14000	631…14000	446…14000	365…14000	365…14000	365…13477	365…11213	365…9530	365…8930
300	1750…20000	914…20000	646…20000	528…20000	528…20000	528…19512	528…16235	528…13797	528…12928

Таблица 3.20

Список контактов клеммной колодки расходомеров

Номер контакта	Обозначение	Назначение
1	U^+	плюс питания
2	U^-	минус питания
3	F^+	плюс частотного выхода
4	F^-	минус частотного выхода
5	A	контакт A цифрового выходного сигнала
6	B	контакт B цифрового выходного сигнала
7	A^+	плюс токового выхода
8	A^-	минус токового выхода

Для обеспечения работы расходомера необходимо обеспечить его питанием от источника постоянного тока и правильно подключить к регистрирующему оборудованию, согласно схемам, приведенным ниже. Использовать одновременно два и более выходных сигнала расходомера разрешается.

Питание расходомера. Расходомер «ЭМИС-ВИХРЬ» должен быть запитан источником питания постоянного тока напряжением от 12 до 30 В (например, блок питания БП-63). Рекомендуемое напряжение питания 24 В. Мощность источника питания должна быть более 0,75 Вт. Взрывозащищенные расходомеры ЭВ-200-ExB и ЭВ-200-ExC должны быть запитаны искробезопасными источниками питания напряжением 24 В с уровнями взрывозащиты ExiaIIB и ExiaIIC, соответственно (например, искробезопасные блоки питания «ЭМИС-БРИЗ»). При использовании невзрывозащищенного блока питания следует применять барьеры искрозащиты.

Подключение расходомера по частотному выходу. Частотный выход преобразователя расхода реализован по схеме типа «открытый коллектор», что означает необходимость его обеспечения питанием. Общая схема подключения преобразователей расхода ЭВ-200 по частотному выходу представлена на рис. 3.57.

Зависимость нагрузочного резистора ***Rf*** от напряжения питания представлена на рис. 3.58.

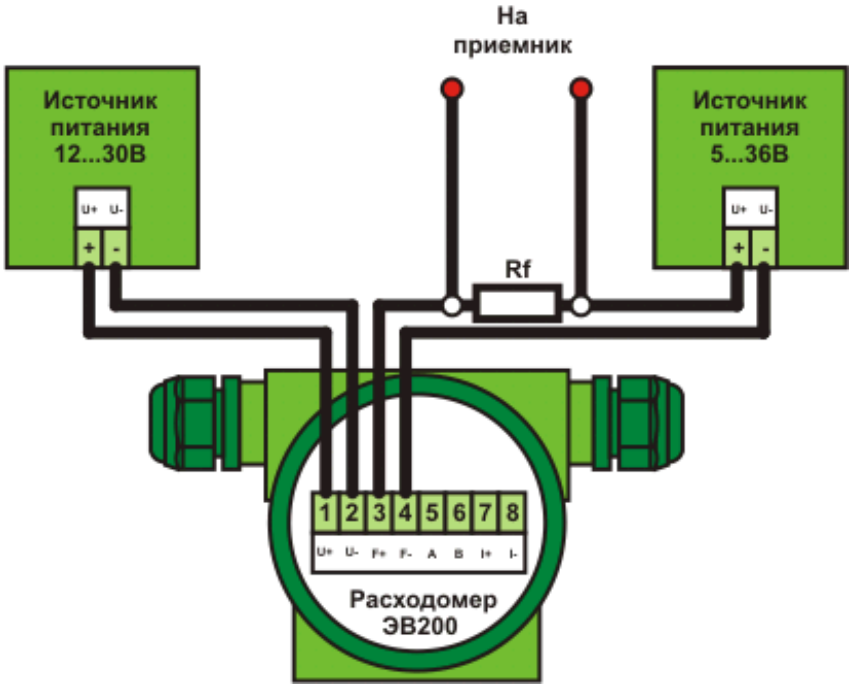


Рис. 3.57. Схема подключения датчика расхода ЭВ-200 по частотному сигналу

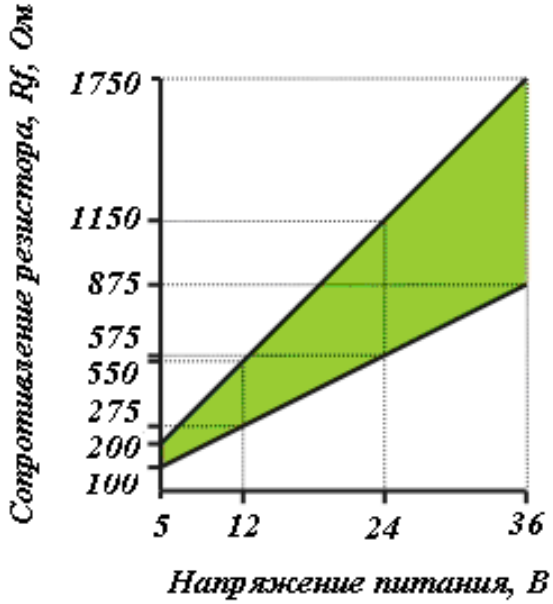


Рис. 3.58. Зависимость нагрузочного резистора Rf от напряжения питания

Схема подключения взрывозащищенных исполнений преобразователей расхода «ЭМИС-ВИХРЬ» с использованием искробезопасных блоков питания представлена на рис. 3.59.

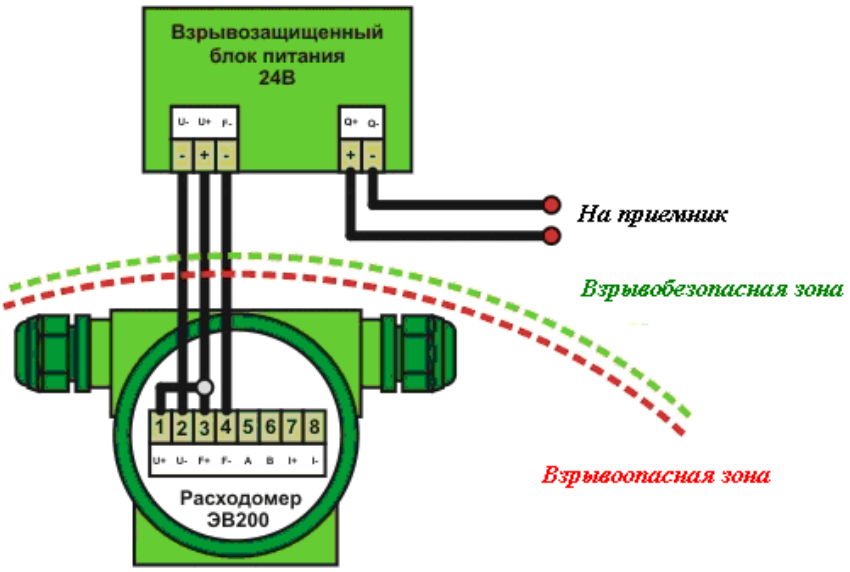


Рис. 3.59. Схема подключения датчика расхода «ЭМИС-ВИХРЬ» по частотному сигналу с обеспечением взрывозащиты с помощью взрывобезопасного блока питания с общим плюсом

Подключение расходомера по аналоговому выходу. Аналоговый выход расходомера «ЭМИС-ВИХРЬ» представляет собой стандартный сигнал постоянного тока 4…20 мА, линейно пропорциональный текущему объемному расходу, с двухпроводной схемой подключения. Типовая схема подключения преобразователей расхода «ЭМИС-ВИХРЬ» по аналоговому токовому сигналу представлена на рис. 3.60.

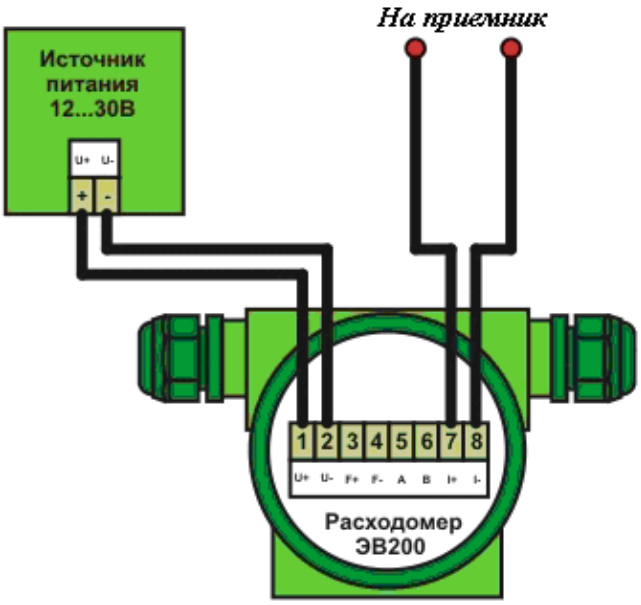


Рис. 3.60. Схема подключения датчика расхода «ЭМИС-ВИХРЬ» по аналоговому токовому выходу 4…20 мА

Подключение расходомера по цифровому выходу. Цифровой выходной сигнал расходомера соответствует требованиям EIA/TIA-422-B и рекомендациям ITU/V.11 и обеспечивает обмен данных по протоколу Modbus RTU и работу в сети с передачей всех измеряемых параметров и с возможностью удаленной конфигурации прибора. Цифровой выходной сигнал Modbus RTU расходомера реализован на физическом уровне RS-485. Схема подключения преобразователей расхода ЭВ-200 по цифровому выходному сигналу представлена на рис. 3.61 [35].

Тип соединения с трубопроводом. Варианты исполнений расходомеров по типу соединения с трубопроводом представлены в табл. 3.21.

Таблица 3.21

Типы соединения преобразователей расхода с трубопроводом

Обозначение	Тип соединения с трубопроводом
С	соединение типа «сэндвич»
СУ	соответствует размерам соединений стандартных сужающих устройств
ФСТ	фланцевое соединение со стальными присоединительными фланцами
ФН	фланцевое соединение с присоединительными фланцами из нержавеющей стали
М	муфтовое соединение

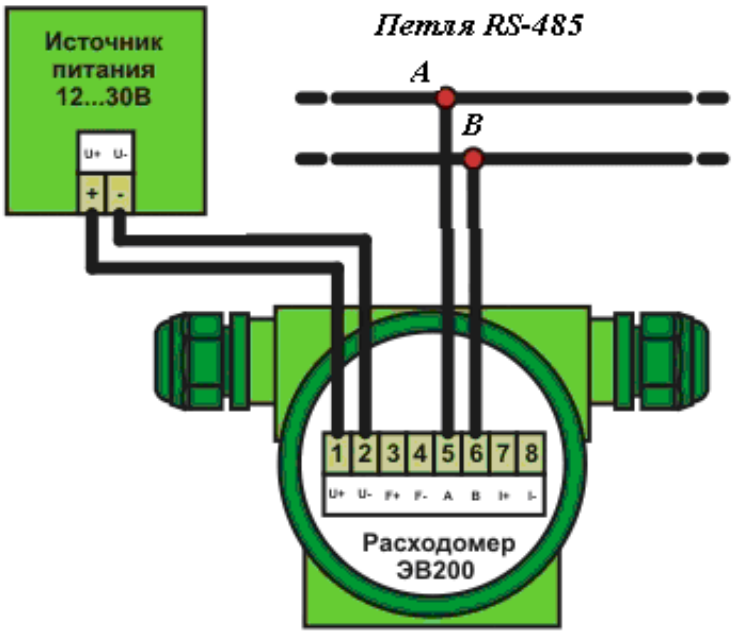


Рис. 3.61. Схема подключения датчиков расхода ЭВ-200 по цифровому выходу

3.2.5. Акустические (ультразвуковые) расходомеры

Акустическими являются расходомеры, основанные на измерении эффектов, зависящих от расхода и возникающих при проходе акустических колебаний через поток жидкости или газа. Почти все применяемые на практике акустические расходомеры работают в ультразвуковом диапазоне частот, и поэтому называются ***ультразвуковыми***.

Ультразвуковой расходомер *– это акустический преобразователь расхода, работающий в ультразвуковом диапазоне частот, в котором создается сигнал измерительной информации, основанный на зависимости акустического эффекта в потоке жидкости или газа от ее расхода.*

Ультразвуковой расходомер состоит из первичного ультразвукового преобразователя расхода и устройства обработки его сигналов.

Классификация ультразвуковых расходомеров представлена на рис. 3.62.

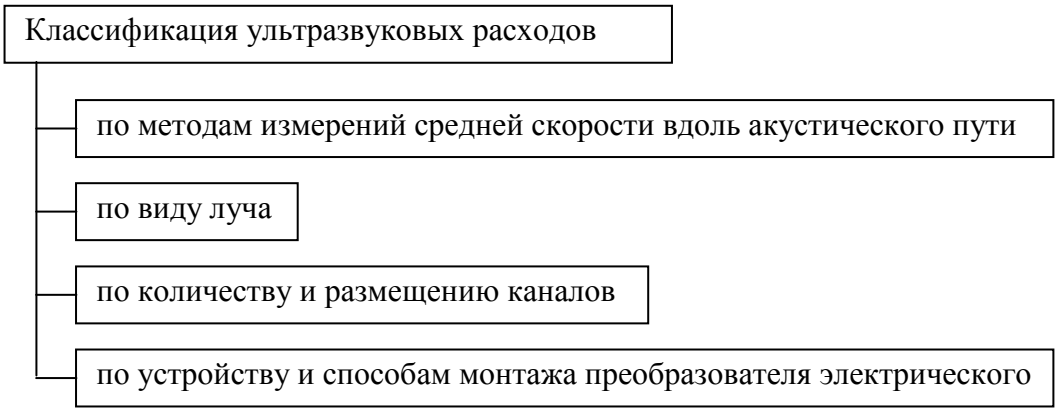


Рис. 3.62. Классификация ультразвуковых расходомеров

Первичный ультразвуковой преобразователь расхода *– это специально изготовленный прямой участок трубопровода, содержащий преобразователи электроакустические.*

Преобразователь электроакустический *– это устройство, преобразующее электрическую энергию в акустическую* (*энергию упругих колебаний среды*) *и обратно.*

Преобразователи электроакустические, используемые в первичных ультразвуковых преобразователях расхода, являются передатчиками и приемниками ультразвуковых волн.

Устройство обработки сигналов *– это устройство, осуществляющее генерацию сигналов, поступающих на преобразователи электроакустические; обработку сигналов, поступающих с преобразователей электроакустических; формирование стандартного выходного сигнала, пропорционального измеряемому расходу* [36, 37].

Методы измерений средней скорости вдоль акустического пути. Известно несколько методов использования ультразвуковых коле-

баний для измерения расходов нефти и газа. Один из них, так называемый *фазовый*, основан на том, что при распространении звуковой волны в движущейся среде время ее прохождения от источника до приемника определяется не только скоростью распространения звука в среде, но и скоростью движения самой среды (рис. 3.63). Если звуковая волна направлена по движению потока – скорости их складываются, если против потока – то вычитаются. Разность времени прохождения звука по направлению потока и против него пропорциональна скорости потока, следовательно и расходу протекающей жидкости.

Средняя скорость потока вдоль акустического пути может быть определена путем прямого измерения времени прохождения ультразвукового импульса по направлению и против направления движения потока газа (времяимпульсным методом), а также с использованием фазового или частотного метода.

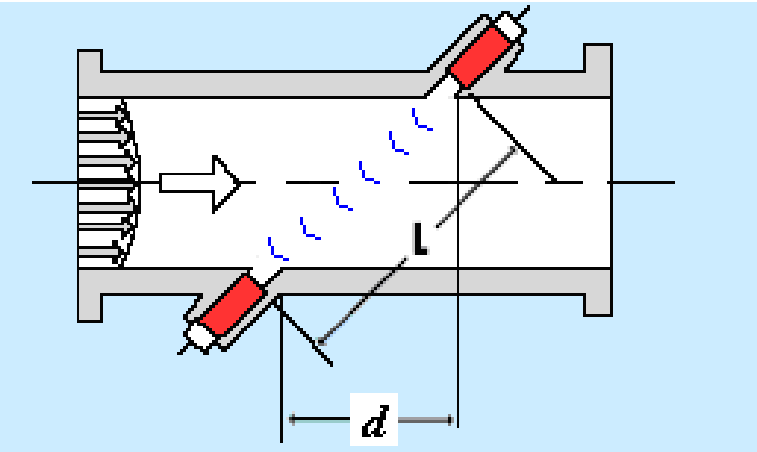


Рис. 3.63. Ультразвуковой расходомер:
L – длина пути между излучателями (акустический канал); d – проекция длины акустического канала на линию, параллельную оси трубопровода

***Акустический путь** – это траектория движения акустического импульса между электроакустическими преобразователями в потоке газа или жидкости.*

***Акустический канал** – это совокупность измеряемой среды и пары электроакустических преобразователей, передающих сигналы с помощью ультразвуковых колебаний.*

Фазовый метод основан на измерении фазовых углов (ультразвуковая волна распространяется в жидкости или газе под некоторым углом к оси трубопровода) двух постоянных ультразвуковых колебаний с циклической частотой ω и их фазовых сдвигов, возникающих от разности времени прохождения этими колебаниями одного и того же расстояния по потоку и против него.

Циклическая частота, в зависимости от частоты колебаний, определяется по формуле

$$\omega = 2\pi f\ , \tag{3.23}$$

где ***ω*** *– циклическая частота,рад/с;*

f *– частота 1/с.*

При прохождении ультразвуковым импульсом одного и того же расстояния по потоку и против него фазовые углы примут значения:

$$\chi_1 = \omega\tau_1 = 2\pi f\tau_1 \text{ и } \chi_2 = \omega\tau_2 = 2\pi f\tau_2, \tag{3.24}$$

где χ_1 *и* χ_2 *– фазовые углы, рад.*

Средняя скорость потока жидкости или газа вдоль акустического пути имеет вид:

$$\bar{u} = \frac{L^2\pi\ f}{d} \times \frac{(\chi_1 - \chi_2)}{\chi_1\chi_2}, \tag{3.25}$$

где ***d*** *– проекция длины акустического канала L на линию, параллельную оси трубопровода;*

L *– длина пути акустического импульса от излучающих поверхностей обоих ПЭА в состоянии покоя газа.*

Частотный метод основан на зависимости разности частот повторения коротких импульсов (или пакетов ультразвуковых колебаний) от разности времени прохождения этими колебаниями одного и того же расстояния ***L*** по потоку и против него.

В частотно-импульсных расходомерах вырабатываются короткие импульсы, которые поступают к электроакустическим преобразователям с интервалами, равными времени прохождения ультразвука по направлению потока и против него.

Тогда

$$f_1 = \frac{1}{\tau_1} \text{ и } f_2 = \frac{1}{\tau_2}, \text{ а } f_2 - f_1 = \frac{1}{\tau_1} - \frac{1}{\tau_2} = \frac{\Delta\tau}{\tau_1\tau_2}. \tag{3.26}$$

Средняя скорость потока среды вдоль акустического пути имеет вид:

$$\bar{u} = \frac{L^2}{2d}(f_1 - f_2). \tag{3.27}$$

Малость величины ($f_1 - f_2$) у частотных расходомеров является существенным недостатком, затрудняющим точное измерение расхода газа. В работах [16, 32, 34, 37] приводится ряд способов увеличения разности частот, применяемых в ультразвуковых расходомерах. Так, в частотно-пакетных расходомерах вырабатываются не короткие импульсы, а непрерывные сигналы в течение всего времени прохождения ими акустического пути.

Виды лучей ультразвуковых каналов

Акустический луч *– это линия, вдоль которой распространяется звуковая энергия, испущенная электроакустическим преобразователем в определенном направлении.*

Лучи ультразвуковых каналов могут быть прямыми или отраженными (однократно или многократно) от внутренней стенки расходомера. Лучи ультразвуковых каналов могут быть расположены в диаметральной плоскости расходомера или в плоскостях, проходящих через хорды его сечения.

Количество ультразвуковых каналов. Приборы, измеряющие скорость распространения ультразвука только в одном направлении, называются *одноканальными*, а в двух направлениях – *двухканальными*.

Одноканальный ультразвуковой преобразователь расхода *– преобразователь расхода, в котором для измерения расхода используется один акустический канал.*

Одноканальные ультразвуковые преобразователи часто в технической литературе называют однолучевыми или однопутевыми расходомерами. Звуковая энергия в одноканальном первичном преобразователе расхода может передаваться между электроакустическими преобразователями в виде прямых или отраженных (однократно или многократно) от стенок измерительного трубопровода акустических лучей.

Многоканальный ультразвуковой преобразователь расхода *– это преобразователь расхода, в котором для измерения расхода используется несколько акустических каналов.*

Многоканальные ультразвуковые преобразователи часто в технической литературе называют многолучевыми или многопутевыми преобразователями расхода. Звуковая энергия в многоканальном первичном преобразователе расхода может передаваться между преобразователями электроакустическими в виде прямых или отраженных (однократно или многократно) от стенок измерительного трубопровода акустических лучей.

Рассмотрим ультразвуковой расходомер, работающий по двухканальной фазовой схеме (рис. 3.64). Прибор состоит: из ультразвукового генератора Г, являющегося источником питания излучающих пьезопреобразователей И1 и И2; приемных пьезопреобразователей П1 и П2; фазовращающего устройства Д1 и Д2 для устранения путем асимметрии каналов преобразователей возникающих фазовых сдвигов; электронного усилителя У1 и У2; модулятора сигнала М1 и М2; измерительного прибора СМ, который градуируется в единицах расхода.

В качестве пьезоэлементов в преобразователях чаще всего применяются пластины из титаната бария, могут также использоваться пьезо-

элементы из кварца, титанато-циркониевой керамики, а также магнитострикционные. Импульсы ультразвука посылаются под углом к оси трубопровода так, что их направление в одном канале совпадает с направлением потока, а в другом – направлено против потока.

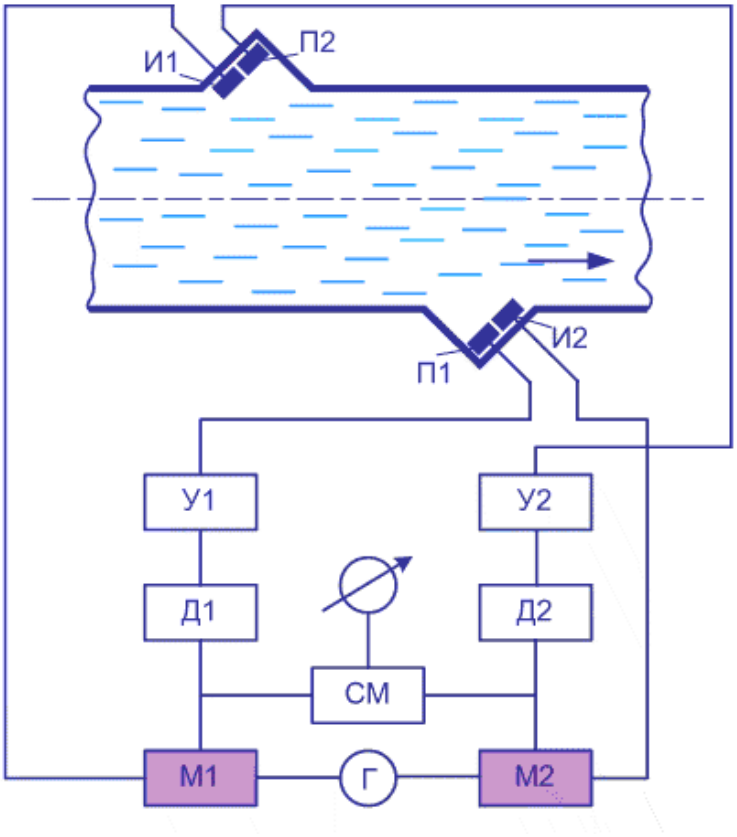


Рис. 3.64. Принципиальная схема работы ультразвукового счетчика

Варианты расположения акустических путей. На практике используются ультразвуковые расходомеры с одним или несколькими отраженными или прямыми акустическими лучами.

Одноканальные расходомеры применяют для измерения расхода газа с развитым профилем скорости и в случаях, когда не требуется высокой точности.

Многоканальные расходомеры позволяют минимизировать эффекты, вызванные распределением скоростей потока и числом *Re*. Они имеют высокую надежность, если электронная схема устройства обработки сигналов обеспечивает дублирование или корректировку алгоритма расчета при выходе из строя одного или ряда электроакустических преобразователей.

На рис. 3.65, 3.66 показаны в качестве примеров варианты расположения акустических путей. На практике могут применяться и другие варианты.

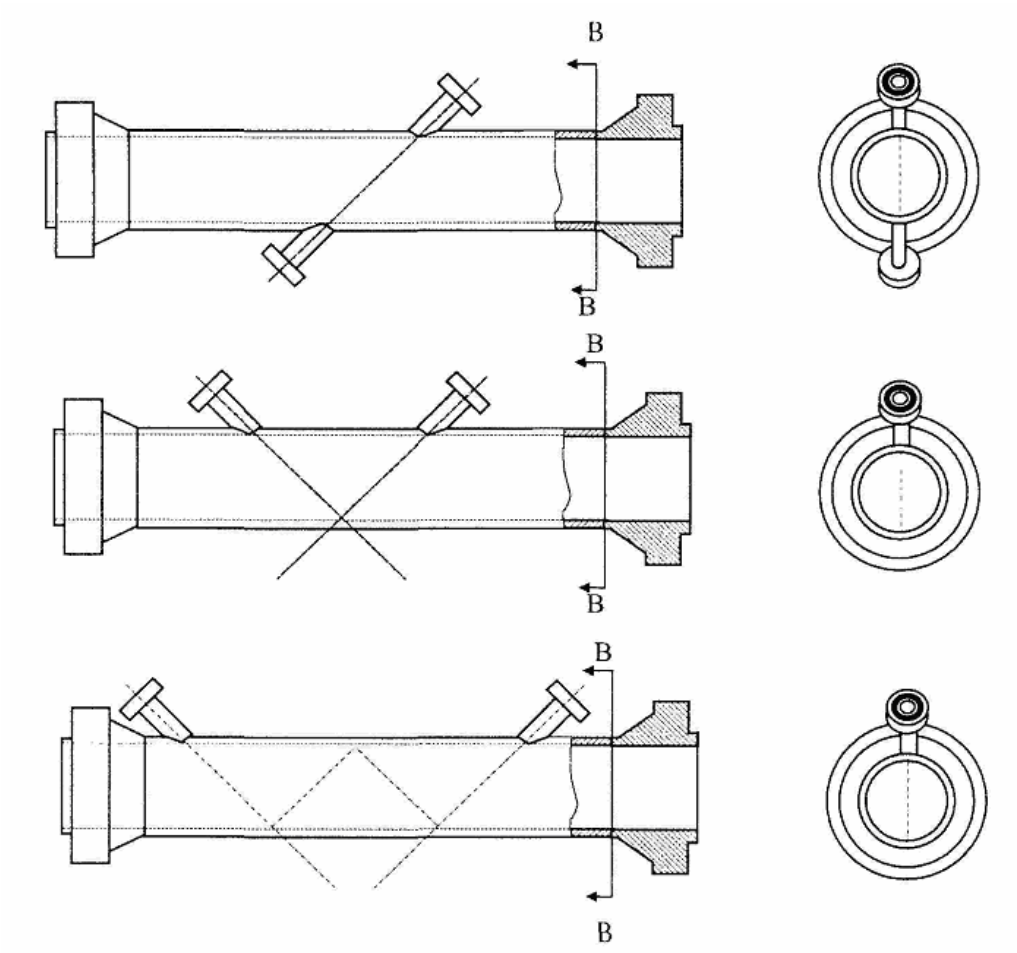


Рис. 3.65. Расположение акустических путей у одноканальных ультразвуковых расходомеров

Устройство и способ монтажа электроакустического преобразователя. Варианты монтажа электроакустического преобразователя на трубопроводе представлены на рис. 3.67, 3.68, 3.69 [36].

В последнее время получают распространение ультразвуковые расходомеры, в которых используется эффект Допплера, заключающийся в том, что ультразвуковые волны, генерируемые излучателями, отражаются от взвешенных частиц, завихрений, пузырьков газа и т. п. в потоке измеряемой среды и воспринимаются приемниками отраженных излучений. Разность между частотами излучаемых и отраженных акустических волн позволяет определить скорость потока. Измерительный преобразователь таких расходомеров представляет собой устройство, состоящее из двух пьезокристаллов, один из которых является генератором ультразвуковых колебаний, излучаемых под углом к потоку измеряемой среды, а второй – приемником отраженных колебаний. Излучаемый и отраженный сигналы сравниваются с помощью специальных электронных устройств.

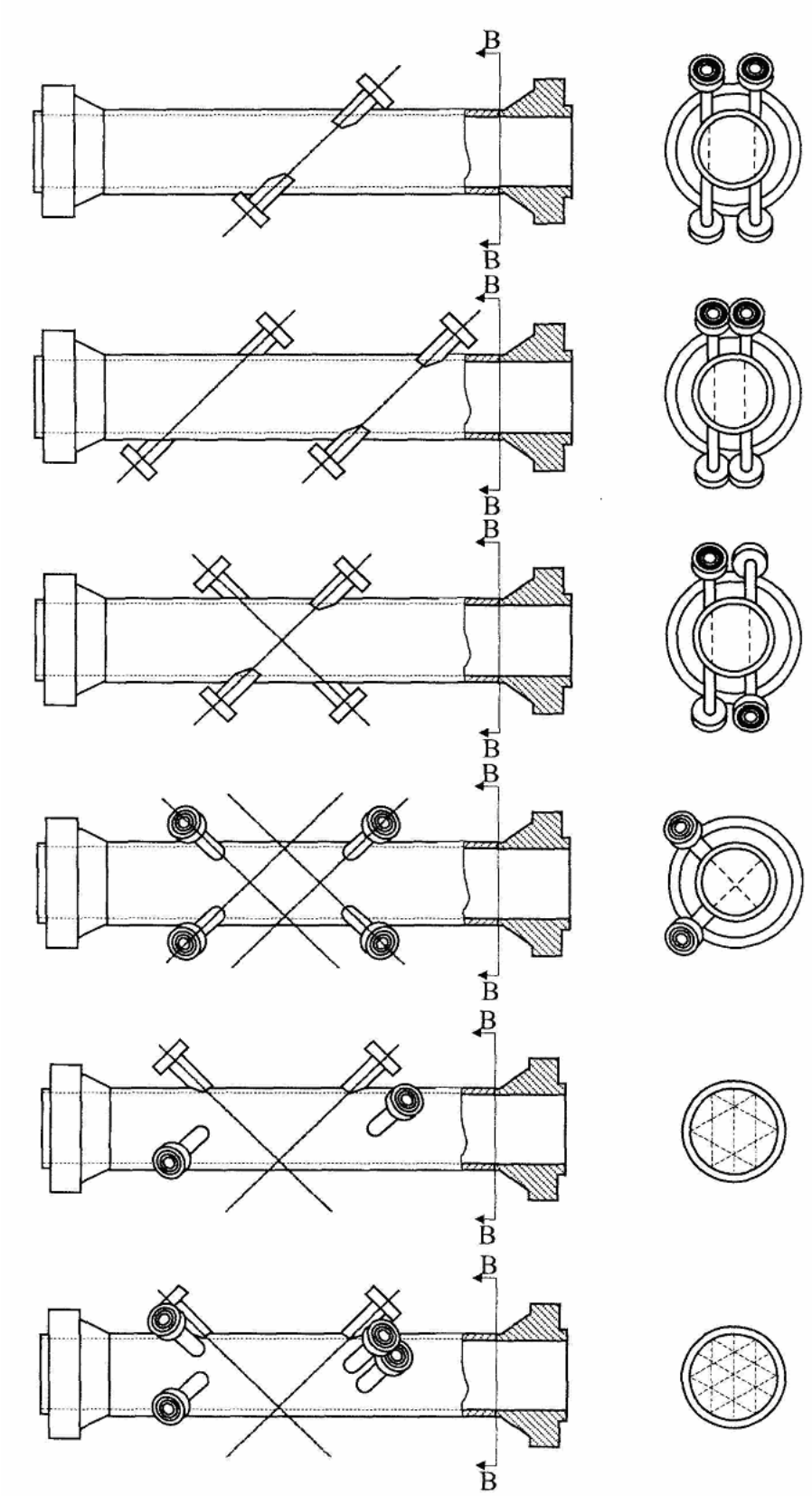


Рис. 3.66. Расположение акустических путей у многоканальных ультразвуковых расходомеров

Приведенная погрешность ультразвуковых расходомеров лежит в широких пределах 0,1…2,5 %, но в среднем может быть оценена цифрами 0,5…1 %. Значительно чаще рассматриваемые расходомеры применяют для измерения расхода жидкости, а не газа, вследствие малого акустического сопротивления последнего и трудности получения в нем интенсивных звуковых колебаний. Ультразвуковые расходомеры пригодны для труб любого диаметра, начиная от 10 мм и более.

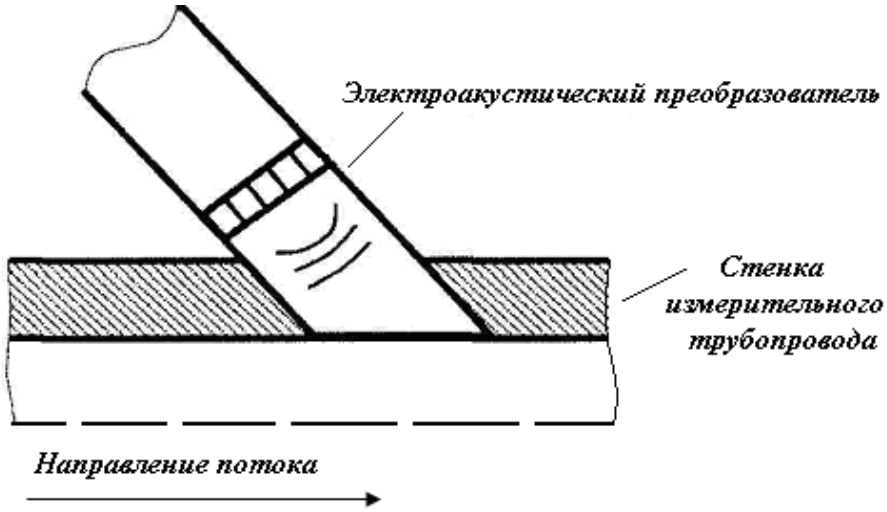


Рис. 3.67. Монтаж электроакустического преобразователя вне внутренней полости измерительного трубопровода

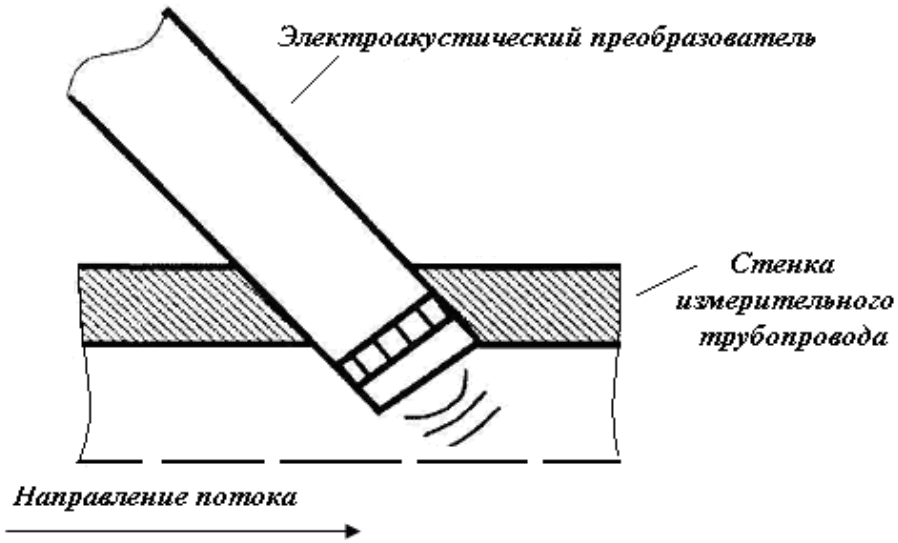


Рис. 3.68. Монтаж электроакустического преобразователя на уровне внутренней стенки измерительного трубопровода

Существующие расходомеры очень разнообразны как по устройству первичных преобразователей, так и по применяемым измери-

тельным схемам. При измерении расхода чистых жидкостей обычно применяют высокие частоты акустических колебаний от 0,1 до 10 МГц. При измерении же загрязненных веществ частоту колебаний приходится существенно снижать вплоть до нескольких десятков килогерц во избежание рассеяния и поглощения акустических колебаний. Необходимо, чтобы длина волны была на порядок больше диаметра твердых частиц или воздушных пузырей. Низкие частоты применяют также при измерении расхода газов.

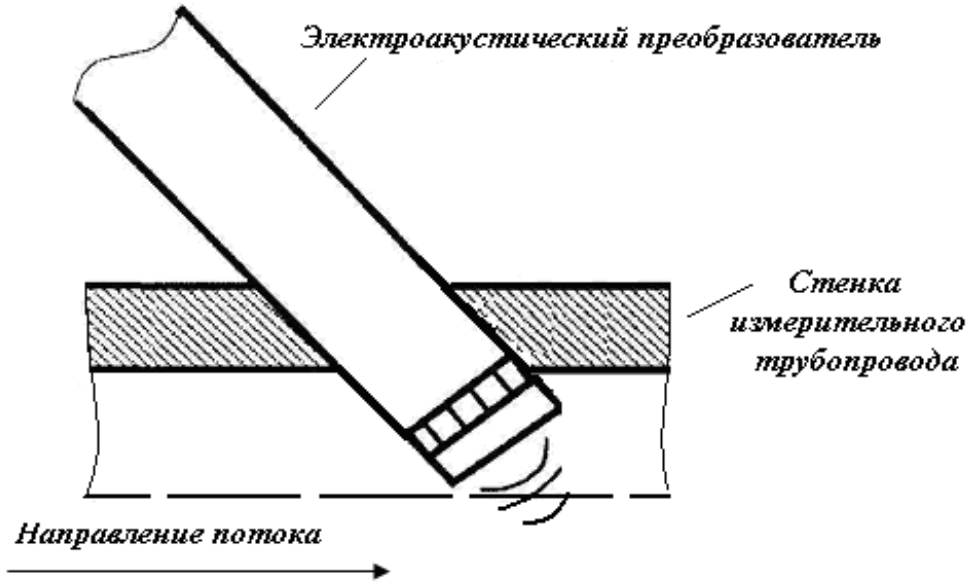


Рис. 3.69. Монтаж электроакустического преобразователя во внутренней полости измерительного трубопровода

Достоинства. Ультразвуковые расходомеры являются одними из наиболее перспективных для коммерческого учета углеводородов. Ранее их применение сдерживалось высокой стоимостью изготовления и недостаточной надежностью электронного блока. Однако в настоящее время, с развитием микроэлектроники, данный недостаток постоянно уменьшается. Приборы этого типа не имеют ни подвижных частей, ни частей выступающих в поток. Соответственно, они практически не создают дополнительных потерь напора и могут потенциально иметь весьма высокую надежность. Принципиально также, что они могут обеспечивать измерения в широком диапазоне изменения расхода среды и быть энергонезависимыми, т. е. в течение длительного времени работать от встроенного, автономного источника питания. Достоинствами ультразвуковых расходомеров являются широкий диапазон измерения расхода и возможность применения микропроцессорной техники.

Недостатки. К основным недостаткам ультразвуковых расходомеров относится чувствительность к содержанию твердых и газообразных

включений. Для того чтобы практически исключить влияние искажений потока газа на точность измерения, необходимо применение многолучевых ультразвуковых расходомеров (двухлучевых и трехлучевых), с последующей обработкой информации по весьма сложной программе. Далее, к недостаткам данного вида расходомеров относится их высокая чувствительность к изменениям состава, плотности, давления и температуры транспортируемой среды.

Пример.

Ультразвуковые счетчики газа «*Daniel SeniorSonic*»

Ультразвуковой счетчик «*Daniel SeniorSonic*» (рис. 3.70) для коммерческих и технологических измерений потоков переменного направления в трубопроводах диаметром от Dy 80 мм до Dy 600 мм при давлениях до 10 МПа (100 кГс/см^2).

Рис. 3.70. Счетчик «*Daniel SeniorSonic*»

Принцип работы.

В одном корпусе устанавливается от одной до четырех пар преобразователей. Измеряется время прохождения ультразвукового импульса в прямом и обратном направлении поперек сечения газохода для каждой пары преобразователей. Скорость газа определяется по разности времени прохождения импульсов в прямом и обратном направлениях. Оптимальное положение пар преобразователей в приборе снижает влияние негативных факторов на результаты измерения профиля скорости потока.

Запатентованный газовый расходомер «Daniel SeniorSonic» (рис. 3.71) измеряет время прохождения ультразвуковых волн через газовый поток в четырех параллельных плоскостях, обеспечивая точное измерение скорости прохождения газового потока через расходомер. Четыре плоскости были выбраны для оптимизации точности измерений и для обеспечения независимости от параметров газовой среды. Четыре пути прохождения сигнала находятся под углом 45° к оси трубопровода.

Принцип измерения.

$$t_1 = \frac{L}{c + u\dfrac{d}{L}} \text{ и } t_1 = \frac{L}{c - u\dfrac{d}{L}}, \qquad (3.28, 3.29)$$

$$u = \frac{L^2}{2d} \times \frac{t_1 - t_2}{t_1 t_2}, \tag{3.30}$$

$$Q = u\frac{\pi D^2}{4} = \frac{\pi D^2}{4} \times \frac{L^2}{2d} \times \frac{t_1 - t_2}{t_1 t_2}. \tag{3.31}$$

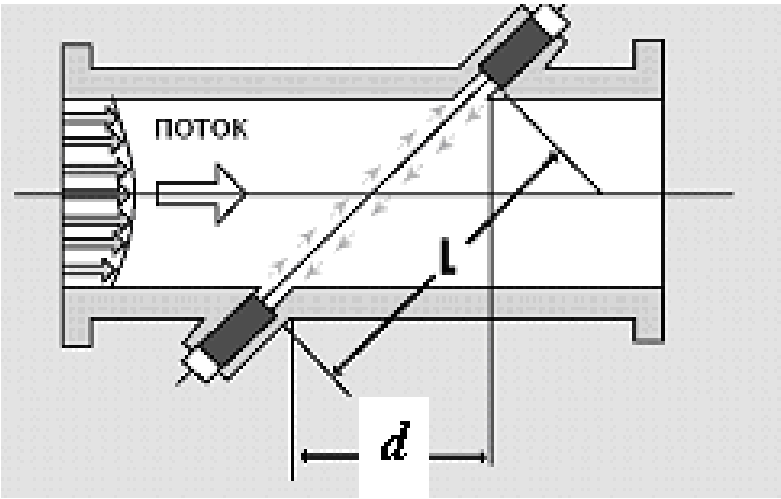


Рис. 3.71. Измерение расхода газа ультразвуковым расходомером «Daniel SeniorSonic»: Q – расход газа; t_1 и t_2 – время передачи данных от входного датчика к выходному и время передачи сигнала от выходного датчика к входному; D – диаметр отверстия расходомера

Каждый путь имеет по два датчика, любой из которых может работать как в качестве излучателя сигнала, так и в качестве приемника. Это позволяет измерить время прохождения на входе и на выходе. Датчики расположены на корпусе расходомера в указанных точках, размеры ***d*** и ***L*** точно определяются во время изготовления. Эти размеры, наряду с электронными характеристиками каждой пары датчиков, характеризуют ультразвуковой расходомер, обеспечивая высокую точность и воспроизводимость измерений.

Время прохождения сигнала, направленного по движению потока, меньше, чем время прохождения сигнала в противоположном направлении. Разница между ними используется для подсчета средней скорости потока. Окончательное уравнение содержит только размеры корпуса расходомера и время прохождения сигналов и не включает в себя скорость звука в газе. Следовательно, измерение скорости газа не зависит от факторов, влияющих на скорость звука в газе, – например температуры, давления и состава газа.

В конструкции с множественными путями прохождения сигнала фирмы «Daniel», средняя скорость постоянно измеряется на четырех разных уровнях газового потока. В результате точность измерения не-

сравнима с точностью расходомеров с одним путем прохождения сигнала (предполагается, что в любом крупном потоке скорость газа симметрична относительно оси трубопровода. Однако скорости газа редко бывают симметричны и находятся под влиянием множества факторов, таких как конфигурация труб, их состояние и т. д. И все это влияет на симметрию потока через расходомер). С помощью компьютерного моделирования различных скоростных разрезов фирма «Daniel» определила, что использование четырех путей измерения является оптимальным решением для измерения асимметричного потока. Дальнейшее увеличение количества путей измерения не вносит существенного улучшения в точность расходомера.

В табл. 3.22 представлены технические характеристики ультразвукового счетчика газа «Daniel SeniorSonic» и в табл. 3.23 – диапазоны измеряемого расхода [38].

Таблица 3.22

Технические характеристики ультразвукового счетчика газа «Daniel SeniorSonic»

Технические характеристики	
Расходомер	Электронный блок
Применение: устанавливается в газопроводах для природного газа Размеры: от 6 до 36 дюймов (150…900 мм) Диапазон температур газа: от –20 °С до +60 °С, либо расширенный диапазон – до 120 °С Диапазон давления: вплоть до 2500 по ANSI Класс защиты датчиков: соответствует IP65 по DIN 40050	Ввод/вывод: выходы последовательных сигналов: RS232/485 Прямой частотный выход (0…5000 Гц); обратный частотный выход (0…5000 Гц); аналоговый выход – 4…20 мА; сигнализация качества данных – цифровой выход; входы для сигналов температуры и давления – цифровые Питание: в исполнении для переменного тока: 115…230 В ± 10 %; 47 …63 Гц, 15 Вт макс.; в исполнении для постоянного тока: 20…28 В, 15 Вт макс. Условия эксплуатации и хранения: температура при работе от –40 °С до +60 °С

Таблица 3.23

Диапазоны измеряемого расхода газа счетчиками «Daniel SeniorSonic»

Давление (100 кгс/см^2, изб.)	Диапазон измерения						
	Тип расходомера						
	150/35	200/30	250/27	300/27	400/25	500/25	600/23
1	2	3	4	5	6	7	8
Максимальный расход (тыс. м^3/ч)							
10	26,04	38,66	54,82	77,83	113,78	178,96	238,13
20	50,75	75,34	106,84	151,67	221,74	348,76	464,07
30	77,25	114,68	162,63	230,86	337,53	530,87	706,39
40	104,46	155,08	219,91	312,18	456,41	717,85	955,18
50	131,33	194,97	276,49	392,49	573,83	902,54	1,200,93
60	162,55	241,31	342,20	485,77	710,21	1,117,04	1,486,35
70	191,38	284,11	402,89	571,93	836,17	1,315,16	1,749,96
80	223,54	331,86	470,61	668,06	976,72	1,536,21	2,044,10
90	257,25	381,91	541,57	768,80	1,124,00	1,767,86	2,352,33
100	289,04	429,10	608,50	863,81	1,262,91	1,986,34	2,643,04
*Минимальный расход							
10	0,74	1,29	2,03	2,88	4,55	7,16	10,35
20	1,45	2,51	3,96	5,62	8,87	13,95	20,18
30	2,21	3,82	6,02	8,55	13,50	21,23	30,71
40	2,98	5,17	8,14	11,56	18,26	28,71	41,53
50	3,75	6,50	10,24	14,54	22,95	36,10	52,21
60	4,64	8,04	12,67	17,99	28,41	44,68	64,62
70	5,47	9,47	14,92	21,18	33,45	52,61	76,09
80	6,39	11,06	17,43	24,74	39,07	61,45	88,87
90	7,35	12,73	20,06	28,47	44,96	70,71	102,28
100	8,26	14,30	22,54	31,99	50,52	79,45	114,91
**Минимальный расход							
10	0,30	0,52	0,81	1,15	1,82	2,86	4,14
20	0,58	1,00	1,58	2,25	3,55	5,58	8,07

Окончание табл. 3.23

30	0,88	1,53	2,41	3,42	5,40	8,49	12,28
40	1,19	2,07	3,26	4,62	7,30	11,49	16,61
50	1,50	2,60	4,10	5,81	9,18	14,44	20,89
60	1,86	3,22	5,07	7,20	11,36	17,87	25,85
70	2,19	3,79	5,97	8,47	13,38	21,04	30,43
80	2,55	4,42	6,97	9,90	15,63	24,58	35,55
90	2,94	5,09	8,02	11,39	17,98	28,29	40,91
100	3,30	5,72	9,01	12,80	20,21	31,78	45,97

**Минимальный расход (тыс. м^3/ч), рассчитан для скорости потока 0,4 м/с.*
***Минимальный расход (тыс. м^3/ч), рассчитан для скорости потока 1,0 м/с.*

3.2.6. Турбинные расходомеры и счетчики

Турбинные, крыльчатые, шариковые, роторно-шаровые и камерные (к последним относятся барабанные, с измерительными мехами, или иначе мембранами, диафрагмами, а также поршневые, ротационные и др.). Все они относятся к большой группе расходомеров, которая называется «***тахометрические***». Другими словами, к тахометрическим относятся расходомеры и счетчики, в которых имеется вращающийся элемент со скоростью, пропорциональной объемному расходу.

Обычно ***расходомерами*** *называют приборы, выходной сигнал (или показания) которых пропорционален скорости вращения преобразователя, а* ***счетчиками*** *– приборы, в которых общее число оборотов или ходов преобразователя пропорционально количеству газа (объему или массе).*

Рассмотрим турбинные расходомеры. В турбинных расходомерах и счетчиках винтообразная (или с лопатками) ось располагается вдоль потока, а в крыльчатых – перпендикулярно потоку. У роторно-шаровых расходомеров шар или другое тело вращается вокруг своей оси под воздействием потока. Эти приборы также называют левитирующими, или расходомерами с гидродинамической подвеской ротора.

В таких расходомерах измеряемый поток приводит в движение турбинку, которая вращается в подшипниках. Скорость вращения турбинки пропорциональна скорости потока, т. е. расходу $\boldsymbol{Q}$. Для измерения скорости вращения турбинки ее корпус изготавливают из немагнитного материала. Снаружи корпуса устанавливают дифференциально-трансформаторный преобразователь, а у одной из лопастей турбинки делают кромку из ферромагнитного материала. При прохождении этой

лопасти мимо преобразователя меняется его индуктивное сопротивление и с частотой, пропорциональной расходу $\boldsymbol{Q}$, изменяется напряжение на вторичных обмотках $\boldsymbol{U_{вых}}$. Измерительным прибором такого расходомера является частотомер, измеряющий частоту изменения напряжения. Диапазон измерений этих счетчиков 1 : 10, 1 : 20.

По степени автоматизации процесса измерений и обработки результатов измерений турбинные счетчики выпускаются в следующих вариантах комплектации:

- *для раздельных измерений переменных контролируемых параметров с произвольно выбранными средствами обработки результатов измерений* (*счетными устройствами ручного действия, микрокалькуляторами и др.*)*;*
- *для полуавтоматических измерений переменных контролируемых параметров с вычислительными устройствами обработки результатов измерений и устройствами с ручным вводом значений условно-постоянных параметров или ручной коррекцией результатов измерений и вычислений;*
- *для автоматических измерений всех контролируемых параметров с вычислительными устройствами обработки результатов измерений.*

Достоинства. Малые габариты и вес, а также относительно низкая стоимость, относительно низкая чувствительность к пневмоударам, значительный диапазон измерения расхода (до 1 : 30), который существенно превосходит аналогичный показатель для сужающих устройств. Однако самым главным достоинством расходомеров объемного
и скоростного типа является стабильность коэффициента преобразования в самом широком диапазоне числа *Re* потока. Обусловлено это тем, что все выпускаемые как у нас в стране, так и в мире счетчики калибруются на воздухе и при нулевом избыточном давлении, в то время как работают на газе и при совершенно другом давлении. Обеспечить достоверную сходимость показаний для этих двух случаев возможно только в случае, если расходомер изначально имеет стабильный коэффициент преобразования, т. е. постоянное отношение его естественного выходного сигнала к проходящему через прибор объемному расходу воздуха или газа. Например, для турбинного или ротационного счетчика газа (после необходимых сокращений) данный коэффициент преобразования определяется как количество оборотов турбинки (или роторов), соответствующее прохождению единицы объема газа [39].

Недостатки. Чувствительность к искажениям потока на входе и выходе расходомера (хотя в современных приборах требования к длинам прямых участков до и после прибора минимальные и состав-

ляют 2Dy или 1Dy). Неработоспособность – на малых расходах (менее 8…10 м^3/ч). Повышенная погрешность – при измерении пульсирующих потоков измеряемой среды.

Пример.

Счетчики TRZ

Фирма «ГазЭлектроника» (г. Арзамас, РФ) производит турбинные счетчики газа серии TRZ (рис. 3.72) типоразмеров G2500 (Q_{max} = 4000 м^3/ч) и G4000 (Q_{max} = 6500 м^3/ч), рассчитанных на рабочее давление 1,6 МПа и 6,3 МПа.

Рис. 3.72. Счетчик TRZ (*производство ООО* «*ГазЭлектроника*»*, г. Арзамас*)

Измерительные патроны, устанавливаемые в эти счетчики газа, производятся и тарируются фирмой «Elster». Счетчики производства фирмы «Газ Электроника» аналогичны по своим техническим характеристикам счетчикам, производимым фирмой «Elster», но гораздо дешевле их [40].

Для приведения измеренного объёма газа к стандартным условиям используются электронные корректоры. Например, корректор ЕК, который, кроме контроля ряда параметров узла учета, производит расчет объема газа, приведенного к стандартным условиям, определяет значение мгновенного расхода газа, а также ведет контроль целостности лопастей измерительного турбинного колеса.

Рассмотрим принцип работы на примере модели *TRZ 03-L***.** На входе счетчика (рис. 3.73) расположена пластина с круглыми отверсти-

ями (перфопластина), благодаря которой, а также выпрямителю потока, расположенному непосредственно перед измерительным механизмом, из потока газа исключаются турбулентность и завихрения. Кроме того, выпрямитель потока направляет газ на лопасти турбин. Созданное турбинным колесом вращающее движение посредством магнитной муфты передается от корпуса счетчика при рабочем давлении в счетную головку, находящуюся без давления.

Число вращений редуцируется зубчатой передачей в головке счетного механизма. Оно может быть отрегулировано путем выбора соответствующей пары зубчатых колес так, что на механическом счетном механизме будет отображаться рабочий объем. Геркон (или индуктивный датчик), расположенный на механическом счетном механизме, генерирует низкочастотные импульсы, число которых пропорционально проходящему рабочему объему газа.

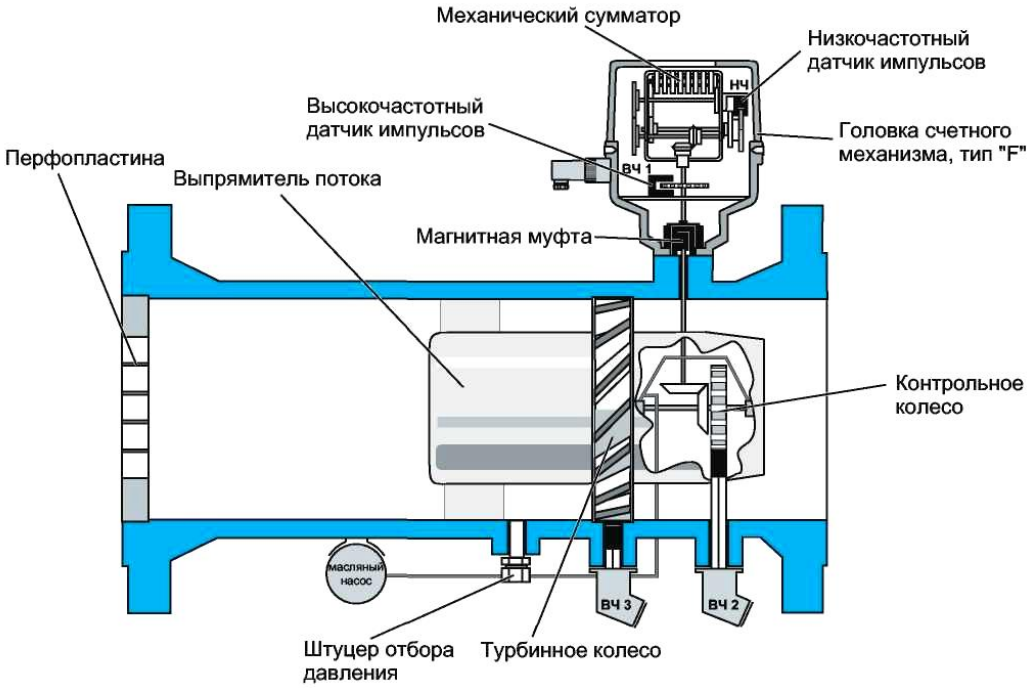


Рис. 3.73. Конструкция TRZ-03-L

Индуктивные высокочастотные датчики сканируют турбинное (ВЧ3) и контрольное (ВЧ2) колесо. Последнее представляет собой кулачковое колесо, которое находится на одном валу с турбинным колесом и делает возможным его контроль.

Отличительные особенности. Счётчик состоит из двух основных элементов:

- *герметичного корпуса;*
- *измерительного преобразователя.*

Измерительный преобразователь устанавливается в герметичный корпус счётчика. Метрологические характеристики счётчика полностью определяются измерительным преобразователем. Измерительный преобразователь изготовлен и поверен фирмой «Elster», (Германия). Межповерочный интервал – 10 лет. Допустимо кратковременное повышение максимальной нагрузки по расходу газа до 160 % от Q_{max}. Высокочастотные датчики импульсов A1R и A1S обеспечивают измерение мгновенного расхода газа и непрерывный контроль целостности лопастей турбинного колеса.

Основные характеристики (рис. 3.74…3.78, табл. 3.24). *Величина измеряемых расходов*: от 13 м^3/ч до 25 000 м^3/ч. *Погрешность измерения:* <1 % в диапазоне от $0{,}2Q_{min}$ до Q_{max}; < 2 % в диапазоне от Q_{min} до $0{,}2Q_{max}$. *Диапазон измерений*: $Q_{min} : Q_{max}$ = 1 : 20 (1 : 30 по специальному заказу). *Максимальное рабочее давление*: 1,6 МПа либо 6,3 МПа (в зависимости от исполнения). *Диапазоны температур*: окружающая среда – от –20 до +70 °С; измеряемая среда – от –20 до +60 °С. *Межповерочный интервал*: 10 лет. *Перепад давления на счётчике при максимальном расходе*: не более 600 Па (60 мм вод. ст.).

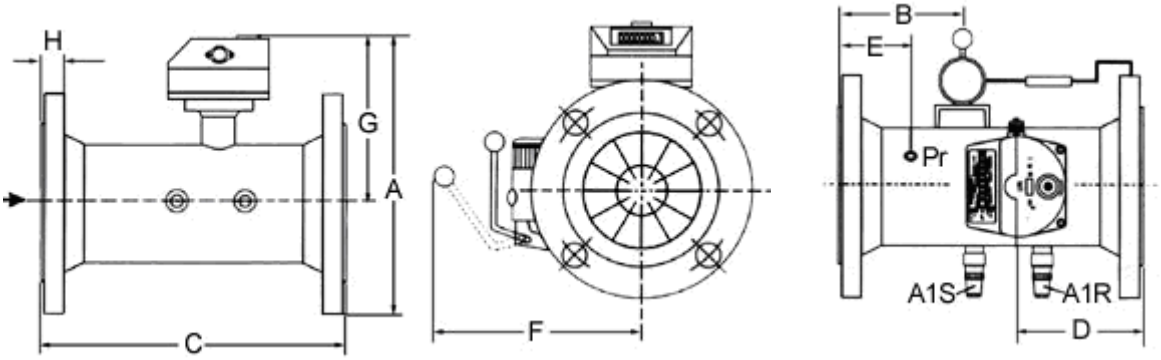


Рис. 3.74. Геометрические размеры счетчиков TRZ

Рис. 3.75. Измерительный

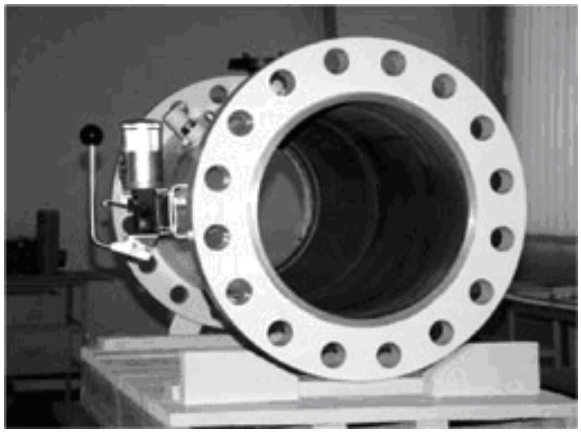


Рис. 3.76. Корпус турбинного

преобразователь турбинного счетчика газа TRZ

счетчика газа TRZ

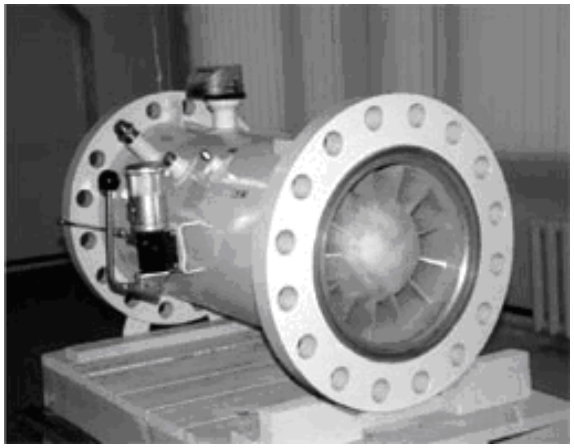


Рис. 3.77. Замена измерительного преобразователя

Рис. 3.78. Турбинный счетчик газа TRZ в сборе

Для монтажа счётчиков *TRZ* на трубопроводе используются ответные фланцы со впадиной. Длина необходимых прямолинейных участков: 5Dy до счётчика и 3Dy после счётчика (рис. 3.79).

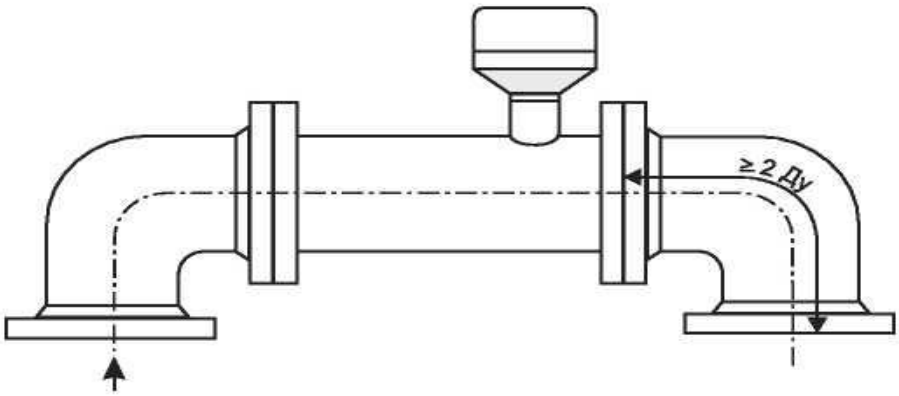


Рис. 3.79. Схема монтажа TRZ 03-L на трубу

Турбинные газовые счетчики *TRZ* до диаметра Dy 200 могут эксплуатироваться в любом рабочем положении. От диаметра Dy 250 возможно только горизонтальное положение. Не допускается заполнение трубопроводов или элементов оборудования через турбинный газовый счетчик. Существует опасность возникновения недопустимо высокой скорости потока, что может привести к повреждению измерительного механизма. Счетчик рассчитан на кратковременную перегрузку 1,2 Q_{max}. Такой перегрузки, тем не менее, следует избегать, чтобы защитить *TRZ* от нежелательных высоких нагрузок.

Газовый поток должен протекать без толчков и пульсаций, а также не должен содержать посторонних частиц, пыли и жидкостей. В противном случае рекомендуется установка фильтров и сепараторов.

Счетчики СГ

Счетчик газа СГ (рис. 3.80) предназначен для измерения объема плавноменяющихся потоков очищенных неагрессивных одно- и многокомпонентных газов (например, природный газ, воздух, азот, аргон с плотностью, при стандартных условиях, не менее 0,67 кг/м^3) в установках промышленных и коммунальных предприятий и для учета в коммерческих операциях. Для измерения расхода кислорода счетчики неприменимы.

На базе СГ выпускаются счетчики газа СГ-16М, СГ-75М-1, адаптированные под установку электронного корректора ЭК/88 фирмы «Elster».

При монтаже газовых счетчиков рекомендуется применять: фланцы из стали 09Г2С-Св-4 (***ГОСТ 19281–89***), СГ16(М) (***ГОСТ 12820–80***), СГ75(М)-1 (***ГОСТ 12821–80***). Для уплотнения фланцевых соединений – прокладки для СГ16(М) из паронита ПМБ (***ГОСТ 481–80***), для СГ75(М)-1 из алюминия (***ГОСТ 21631–76***); шпильки из стали 35Х (***ГОСТ 10494–80***); гайки из стали 35Х (***ГОСТ 10495–80***).

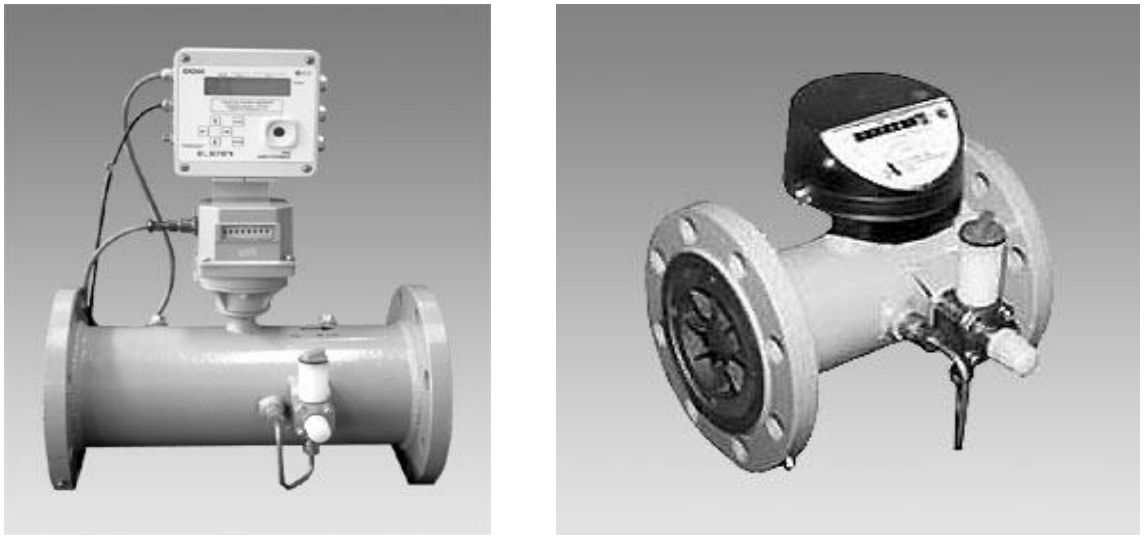


Рис. 3.80. Счетчик газа СГ

Технические характеристики: температура измеряемого газа, °С: –20…+50; температура окружающего воздуха, °С: –30…+50 (по заказу: –40…+50); рабочее давление измеряемого газа, МПа: 1,2 для СГ16 и 6,3 для СГ75; наибольшее допустимое давление, МПа: не более 1,6 для СГ16 и 7,5 для СГ75; перепад давления, Па (мм вод. ст.): не более, 800 (80); основная относительная погрешность счетчика в диапазоне расходов от 20 до 100 % Q_{max}: ± 1 %, в диапазоне расходов от 10 до 20 % Q_{max}: ± 2 %, в диапазоне расходов от 5 до 10 % Q_{max}: ± 4 %; длины

прямых участков: не менее 5Dy до счетчика и не менее 3Dy после, порог чувствительности счетчика не более 0,033 Q_{max} для СГ16(М)100 и не более 0,02 Q_{max} для остальных исполнений.

Габаритные и присоединительные размеры счетчиков СГ16М представлены в табл. 3.24, технические характеристики в табл. 3.25.

Таблица 3.24

Габаритные и присоединительные размеры счетчиков СГ16М

Обозначение исполнения счетчика	Размеры, мм							
	Dy	D	D_1	D_2	d/n	L	H	B
СГ16М-160	80	195	160	133	18/8	240	320	245
СГ16М-200								
СГ16М-250								
СГ16М-400	100	215	180	158	18/8	300	330	265
СГ16М-650	150	280	240	212	22/8	450	400	325
СГ16М-800								
СГ16М-1000								
СГ16М-1600	200	335	295	268	22/12	450	420	395

При монтаже счетчика необходимо обеспечить соответствие потока газа предъявляемым ПР50.2.019 требованиям. С этой целью необходимо обеспечить минимально допустимые расстояния участков газопровода до и после счетчика в соответствии с рис. 3.81. Диаметр прямолинейных участков должен быть равным Dy ± 2 %.

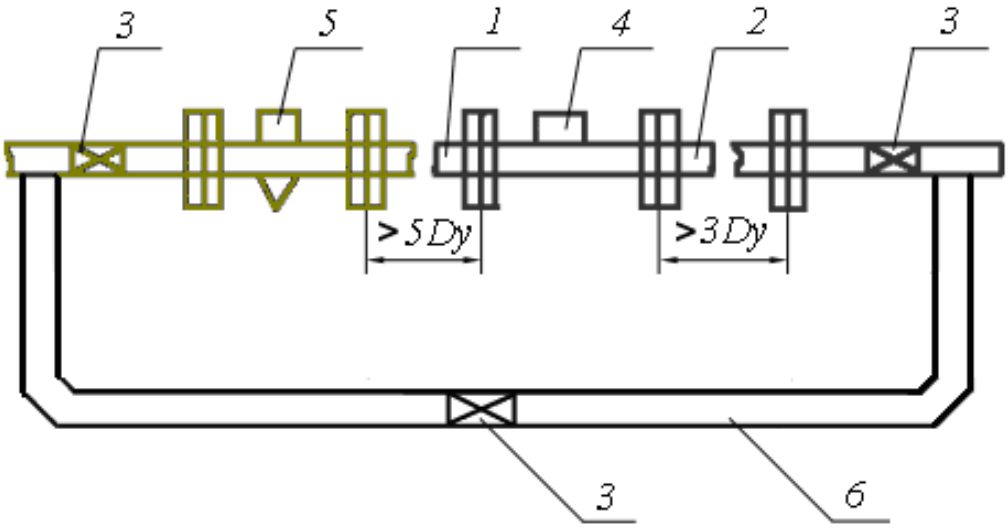


Рис. 3.81. Схема монтажа счетчиков газа СГ: 1, 2 – патрубок; 3 – вентиль; 4 – счетчик СГ; 5 – фильтр (устанавливается при несоответствии газа ГОСТ 5542); 6 – байпас (установка байпаса необязательна и определяется техпроцессом)

Таблица 3.25

Технические характеристики разных моделей счетчика СГ

Модель	Dy, мм	Расход при давлении 0,005 МПа, м^3/ч		Максимальные, приведенные к стандартным условиям расходы при избыточных давлениях, м^3/ч		Габаритные размеры, мм	Присоединительные размеры, мм	Масса, кг
		макс.	мин.	0,4 МПа	1,6 МПа			
СГ16(М)-100	50	100	10	500	1700	150×275×223	Безфланцевое исполнение	11
СГ16(М)-200	80	200	10	1000	3400	243×320×245	наружный Ø195	15
СГ16(М)-250		250	12,5	1250	4250		8 отверстий Ø18	
СГ75М-200-1							межцентровый Ø160	15
		200	10	1000	3400	243×320×245	безфланцевое исполнение	17
СГ16(М)-400	100	400	20	2000	6800	303×330×265	наружный Ø215 межцентровый Ø180 8 отверстий Ø18	20
СГ75(М)-400-1								
						303×330×265	безфланцевое исполнение	20
СГ16(М)-650	150	650	32,5	3250	11050	453×400×325	наружный Ø280 межцентровый Ø240 12 отверстий Ø22	35
СГ16(М)-800		800	40	4000	13600			35
СГ16(М)-1000		1000	50	5 000	17000			35
СГ75(М)-1000-1		800	40	4000	13600	453×400×325	безфланцевое исполнение	45
СГ75(М)-800-1		1000	50	5000	17000			45
СГ16(М)-1600	200	1600	80	8000	27200	450×420×395	наружный Ø335 межцентровый Ø295 12 отверстий Ø22	46
СГ75(М)-1600-1								
						450×420×395	–	–
СГ16(М)-2500	200	2500	125	12500	42500	450×454×510	–	–
						450×454×510	–	–

На период пуско-наладочных работ для дополнительной защиты счетчика непосредственно перед ним рекомендуется устанавливать фильтр конический (*Dy 50 … Dy 200*), поставляемый по заказу. При помощи комплекта монтажных частей, поставляемых по заказу, счетчики могут устанавливать в вертикальных участках трубопроводов при направлении потока газа снизу вверх.

3.4.7. Сравнительная характеристика расходомеров и счетчиков

В табл. 3.26 представлены сводные характеристики некоторых приборов учета газа, с описанием их достоинств и недостатков.

3.2.8. Измерительно-вычислительные комплексы для определения расхода газа

Требования. Особые требования к узлам измерения расхода нефти и газа диктуются применением результатов измерений и вычислений количественных и качественных показателей углеводородов для взаимных расчетов между поставщиком и потребителем (грузоотправителем и грузополучателем). Так, измерения параметров газа и расчеты расхода, согласно «Основным положениям по автоматизации газораспределительных станций» (2001 г.), должны производиться по каждому потребителю отдельно, что приводит к необходимости обустройства на газораспределительных станциях соответствующего количества измерительных ниток.

Измерение расхода газа может производиться разными способами, в зависимости от применяемых измерительных комплексов. Выбор способа и средств измерения расхода газа должен производиться на стадии выдачи технических условий на проектирование ГРС. Средства измерения расхода газа должны функционировать в автономном режиме и обеспечивать передачу информации в систему автоматизированного управления ГРС и далее, на более высокие уровни управления. ИВК должны обеспечивать передачу данных на мастер-компьютер и обеспечивать автоматический прием параметров качества газа с мастер-компьютера:

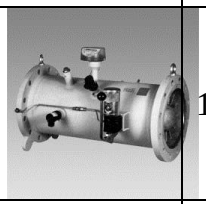
- *содержание* $C0_2$*;*
- *содержание* N_2*;*
- *плотность газа;*
- *нижняя теплотворная способность газа.*

ИВК должны обеспечивать ручной ввод с клавиатуры мастер-компьютера или с переносного терминала в свою память основных параметров настройки, а также:

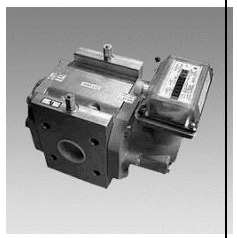
- *плотности газа при стандартных условиях;*
- *содержания азота в газе;*
- *содержания углекислого газа;*
- *барометрического давления*;

Таблица 3.26

Сравнительная характеристика расходомеров и счетчиков углеводородов

Счетчик	Вид	$P_{p_{max}}$, МПа	Производительность, Q, тыс.м^3/ч		Dy, мм	Погрешность измерения, %	Оценка возможности использования	
			min, при P=0,4 МПа	max, при P=0,98 МПа			Достоинства	Недостатки
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Daniel SeniorSonic		10,0	2,85*	113,78	400	0,5 % от эталона без калибровки по расходу	высокая точность измерения при стабильной скорости потока газа, широкий диапазон измерения, собственный блок-вычислитель	высокая стоимость, отсутствие поверочных стендов*
TRZ G6500		1,6	0,150	6,350	400	< 1 % в диапазоне от $0,2Q_{min}$ до Q_{max}.; < 2 % в диапазоне от Q_{min} до $0,2Q_{max}$	высокая точность измерения при стабильной скорости потока газа	высокая стоимость, отсутствие поверочных стендов, верхний диапазон измерения не соответствует требуемому
СГ16(М)-1600		1,6	0,400	17,280	200	– в диапазоне от 20 до 100 % Q_{max}: ± 1 %;– в диапазоне от 10 до 20 % Q_{max}: ± 2 %; – в диапазоне от 5 до 10 % Q_{max}: ± 4 %	высокая точность измерения при стабильной скорости потока газа	отсутствие поверочных стендов

Окончание табл. 3.26

RVG G250		1,6	0,1	4,320	100	от 0,1Q до Q_{max}: ± 1 %	высокая точность измерения при стабильной скорости потока газа	высокая стоимость, отсутствие поверочных стендов, диапазон измерения не соответствует требуемому
УСБ 400-10,0		7,5	расчет	160,0	400	1…1,5 %	используется в качестве СУ диафрагма (простота изготовления, подбор диапазона в соответствии с необходимым), простота процедуры замены СУ, время замены не более 20 мин	ограничение по диапазону измерения, конструкция УСБ может повлечь заклинивание механизма уплотнения и выход из строя всего устройства
БСУ 400/7,5		7,5	расчет	160,0	400	1…1,5 %	в качестве сужающего устройства применяют диафрагму, идет в комплекте с калиброванным участком трубопровода до и после сужающего устройства, простота процедуры замены	ограничение по диапазону измерения, отсутствие опыта эксплуатации

*В регионе: Томская, Кемеровская, Новосибирская, Омская обл. и Алтайский край

ИВК должны обеспечивать ведение, архивирование и хранение отчетов, содержащих измеренные и вычисленные данные, за период не менее 35 суток.

В настоящее время в России и за рубежом для определения расхода и количества природного газа находят широкое применение расходоизмерительные системы или измерительно-вычислительные комплексы (ИВК), которые обеспечивают автоматическое приведение расхода газа к нормальным условиям, интегрирование его по времени для определения объема газа, проходящего по газопроводу, а также преобразование полученной информации в сигналы, пригодные для передачи в АСУ посредством систем телемеханики [31].

ИВК являются разновидностью средств измерений, и на них распространяются все общие требования к средствам измерений. ИВК – это совокупность измерительных, связующих, вычислительных компонентов, образующих измерительных устройств (компонентов измерительной системы), функционирующих как единое целое и предназначенных:

- *для получения информации о состоянии объекта;*
- *машинной обработки результатов измерений;*
- *регистрации и индикации результатов измерений и результатов их машинной обработки;*
- *преобразований данных.*

Измерительно-вычислительные комплексы (ИВК) для определения расхода газа включают:

- *первичный преобразователь;*
- *средства измерения перепада давления, абсолютного статического давления, температуры, компонентного состава среды;*
- *средства ручного* (*планиметры*) *или автоматизированного* (*электронные планиметры или сканеры*) *определения средних значений измеряемых параметров;*
- *средства автоматического* (*микроконтроллеры или персональные ЭВМ*) *вычислителя расхода и количества;*
- *дополнительные устройства в измерительном трубопроводе* (*фильтры, местные сопротивления, конфузорные и диффузорные переходы, грязевики и др.*)*;*
- *дополнительные устройства в измерительном канале средств измерения* (*импульсные трубопроводы, краны, конденсационные, уравнительные, разделительные, отстойные сосуды, мембранные разделители и др.*).

Измерительный комплекс с сужающим устройством – синоним расходомера переменного перепада давления с сужающим устройством.

Измерительный комплекс со счетчиком газа – синоним расходомера на основе счетчика газа, независимо от его типа.

Принципиальная схема измерительного комплекса с сужающим устройством, для учета природного газа, представлена на рис. 3.82.

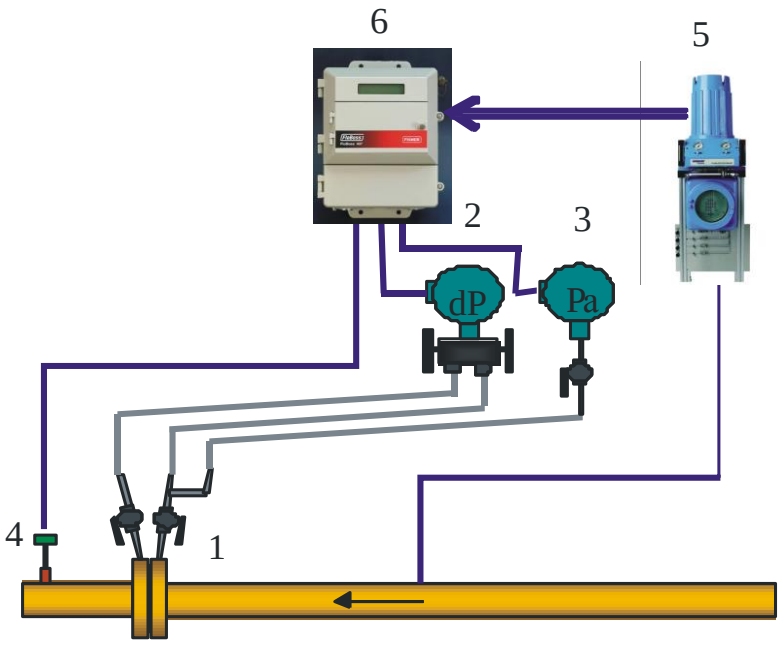


Рис. 3.82. Принципиальная схема измерительного комплекса с сужающим устройством: 1) первичный измерительный преобразователь (сужающее устройство, диафрагма); 2) датчик перепада давления на сужающем устройстве; 3) датчик абсолютного давления; 4) датчик температуры; 5) газовый хроматограф (потоковый); 6) корректор (вычислитель расхода)

В данном случае первичный измерительный преобразователь – это совокупность участка до сужающего устройства длиной 100D, собственно сужающего устройства и участка после сужающего устройства длиной 10D, на которых происходит преобразование «расход→перепад давления» (где D – внутренний диаметр измерительного трубопровода).

Аналогичная система может быть организована при использовании в качестве первичного измерительного устройства счетчика расхода, типа турбинного, ротационного, вихреакустического, ультразвукового и т. д. (рис. 3.83).

Комплекс технических средств должен обеспечивать, по каждому измерительному трубопроводу, автоматическое непрерывное измерение расхода и объемного количества транспортируемого природного газа с помощью двух независимо работающих и измерительно-вычислительных комплексов – основного и дублирующего.

Определение расхода и объемного количества природного газа производится либо при помощи расходомеров (счетчиков), либо при

помощи сужающих устройств. При определении расхода и объемного количества транспортируемого природного газа ***методом переменного перепада давления на стандартных сужающих устройствах*** в соответствии с ***ГОСТ 8.586.1–5–2005*** и при определении расхода и объемного количества транспортируемого природного газа ***турбинными или роторными счетчиками***, согласно ПР 50.2.019–96, каждый ИВК должен обеспечивать автоматическое, непрерывное измерение параметров, представленных в табл. 3.27, 3.28.

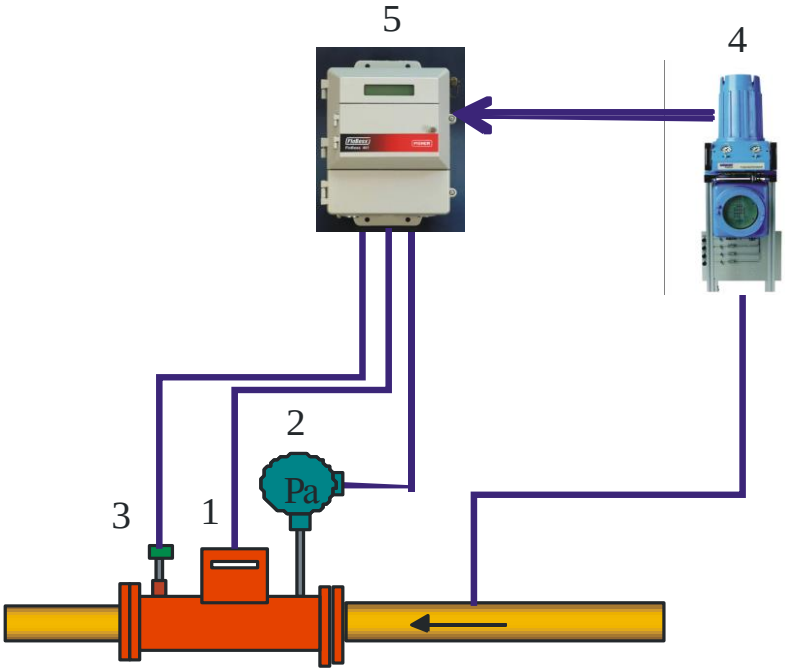


Рис. 3.83. Принципиальная схема измерительного комплекса со счетчиком газа: 1) счетчик (турбинный, ротационный, ультразвуковой и т. п.); 2) датчик абсолютного давления; 3) датчик температуры; 4) газовый хроматограф (потоковый); 6) корректор (вычислитель расхода)

Под нормальными условиями работы ИВК, согласно [20], предполагают следующие условия:

- *температура окружающего воздуха – 20 °С ± 5°С;*
- *относительная влажность окружающего воздуха – от 30 до 80 %;*
- *атмосферное давление – от 84 до 107 кПа;*
- *магнитное поле (кроме земного) отсутствует либо находится в пределах, не влияющих на работу комплекса;*
- *перепад давления на диафрагме 9…100 % от верхнего предела измерения;*
- *давление в трубопроводе 20…100 % от верхнего предела измерения;*
- *температура газа в пределах от минус 20 до плюс 50 °С.*

Таблица 3.27

Характеристика параметров расхода природного газа при работе измерительно-вычислительного комплекса на базе сужающего устройства

Измеряемые параметры	Оборудование	Характеристика
Давление в трубопроводе	Один датчик с диапазоном измерения от 0 до 10 МПа	Основная приведенная погрешность измерения (включая гистерезис и нелинейность), не более ± 0,1 %; нестабильность статистической характеристики за год не должна превышать 0,1 %
Температура потока газа	Один датчик с диапазоном измерения от –20 до +60 °С	Абсолютная погрешность измерения, не более ± 0,3 °С
Перепад давления на диафрагме	Два датчика перепада давления: • датчик с диапазоном измерения от 0 до 6,3 кПа; • датчик с диапазоном измерения от 0 до 63 кПа	Основная приведенная погрешность измерения, не более чем ± 0,1 %; дополнительная относительная погрешность изменения показаний датчика от влияния изменения статического давления на 5 МПа не должна превышать ± 0,2 %; нестабильность статической характеристики за год не должна превышать 0,1 %; воздействие избыточного статического давления – до 10 МПа

Основная относительная погрешность измерения расхода и объемного количества природного газа методом переменного перепада давления при помощи стандартных сужающих устройств не должна превышать ± 0,5 % по каждому измерительному требопроводу при стандартных условиях работы.

Таблица 3.28

Характеристика параметров расхода природного газа при работе измерительно-вычислительного комплекса на базе турбинных или роторных счетчиков

Измеряемые параметры	Оборудование	Характеристика
Давление в трубопроводе	Один датчик с диапазоном измерения от 0 до 10 МПа	Основная приведенная погрешность измерения (включая гистерезис и нелинейность), не более чем ± 0,1 %; нестабильность статистической характеристики за год не должна превышать 0,1 %
Температура потока газа	Один датчик с диапазоном измерения от минус 20 до плюс 60 °С	Абсолютная погрешность измерения, не более чем ± 0,3 °С
Импульсы	Счетчики турбинные или роторные	Диапазон частот от 0 до 5000 Гц; открытый коллектор, ТТЛ, «сухой» контакт

Дополнительная погрешность измерения расхода и объемного количества природного газа с помощью измерительно-вычислительных комплексов, вызванная изменением температуры окружающего воздуха относительно (20 ± 5) °С в пределах рабочей области не должна превышать 0,5 от предела основной относительной погрешности на каждые 10 °С.

Контрольные задания

1. Назовите качественные характеристики сужающих устройств.
2. Измерение расхода газа при помощи БСУ.
3. Влияние плотности, температуры, вязкости транспортируемой газовой среды на ее расход.
4. Присоединение приборов для определения давления (перепада) к измерительному газопроводу.
5. Назовите основные способы снижения влияния местных сопротивлений на измерение расхода газовой среды.
6. Назначение струевыпрямителей и устройств подготовки потока.
7. Принцип работы объемных турбинных и вихревых расходомеров.
8. Приведите классификацию и назовите основные достоинства и недостатки ультразвуковых расходомеров.

4. УЧЕТ КОЛИЧЕСТВА ГАЗА И НЕФТИ В СИСТЕМЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Учёт на приемо-сдаточных пунктах промыслов количества нефти и газа, поступающих в систему магистральных трубопроводов, учет газа на компрессорных, газораспределительных, газоизмерительных станциях и газораспределительных пунктах, учет нефти в резервуарных парках и учет газа в системе подземного хранения является основным параметром, точность и надежность измерения которого определяет многие производственные технические и экономические характеристики работы всех объектов системы магистральных нефтегазопроводов [31, 32, 41, 42].

Учет расхода нефти и газа организуется с целью:

- *осуществления взаимных финансовых расчетов между поставщиком и потребителем;*
- *составления баланса приема и отпуска нефти и газа;*
- *контроля за режимами работы и условиями эксплуатации трубопроводов;*
- *контроля за расходными и гидравлическими режимами систем газоснабжения и контроль за рациональным и эффективным использованием газа.*

Ввиду высокой степени возложенной ответственности за объемы нефти и газа, переданные поставщиками в систему магистральных трубопроводов для их транспортировки до конечного покупателя, а также в связи с необходимостью сокращения потерь и извлечения максимально возможной прибыли за оказанные услуги по транспортировке углеводородов, высокое значение имеют технологии и качество учета транспортируемого продукта. ***Таким образом, точное измерение расхода нефти и газа лежит в основе всей системы учета и планирования поставок товарного продукта потребителям.***

Согласно [25] выбор контрольно-измерительных приборов для замеров расхода углеводородов необходимо проводить исходя из следующего.

- *Параметры, наблюдение за которыми необходимо для правильного ведения установленных режимов эксплуатации, должны контролироваться при помощи показывающих приборов.*

- *Параметры, изменение которых может привести к аварийному состоянию оборудования, должны контролироваться при помощи самопишущих приборов.*
- *Параметры, учет которых необходим для анализа работы оборудования и хозяйственных расчетов, должны контролироваться при помощи самопишущих и интегрирующих приборов.*

4.1. Узлы учета товарного газа

Узел учета *– комплект средств измерений и устройств, обеспечивающих учет количества газа, а также контроль и регистрацию его параметров.*

Узлы измерения расхода газа входят в состав технологического оборудования газораспределительных станций (ГРС), газоизмерительных станций (ГИС), компрессорных станций в местах отбора газа на собственные нужды предприятия или для потребителей с малым расходом газа. Рассмотрим узлы учета газа в системе МН на примере ГРС и ГИС.

4.1.1. Концепции построения узлов учета газа

На практике нашли применение две основные концепции построения узла коммерческого учета. Одна из концепций реализует построение полностью функционально законченного и поверенного у изготовителя узла, а вторая – монтаж непосредственно на месте эксплуатации узла коммерческого учета, состоящего из отдельных компонентов: первичного преобразователя расхода, вычислителя, датчика давления, датчика температуры и периферийных устройств. Такие узлы учета, как правило, не имеют сертификата Госстандарта на весь комплект оборудования как единого целого. Сертификаты имеют только отдельные компоненты такого узла: датчик давления, датчик температуры, вычислитель, счетчик газа.

Любая из концепций должна полностью отвечать следующим требованиям нормативных документов.

- *В соответствии с Законом РФ «Об обеспечении единства измерений» узел коммерческого учета, как средство измерений, должен иметь Сертификат об утверждении типа средства измерений и должен быть внесен в Госреестр СИ.*
- *В соответствии с ГОСТ 8.143–75 пределы допускаемых относительных погрешностей рабочих средств измерений составляют от 1 до 5 %, а по СНИП 2.04.08–87 «Газоснабжение» узлы учета газа должны соответствовать требованиям, регламентирующим суммарную относительную погрешность узла не более 2,5 %.*

- *В соответствии с «Правилами применения технических устройств на опасных производственных объектах», утвержденными Постановлением Правительства РФ № 1540 от 25.12.98 г., категорически запрещена установка на объектах газового хозяйства РФ узлов учета газа с электронным корректором без разрешения на применение и лицензии, выданных Госгортехнадзором России* (*разрешение и лицензия выдаются на основании Свидетельства о взрывозащищенности электрооборудования*).

Измерительные комплексы, производимые в соответствии с первой концепцией, полностью соответствуют требованиям указанных нормативных документов. Они прошли сертификационные испытания в рамках утверждения типа средства измерений как единого узла. На стадии приемо-сдаточных испытаний каждый узел у изготовителя подвергается поверке и паспортизуется его совокупная точность:

$$\delta = \pm 1{,}1\left(\delta_c^{\,2} + \delta_{\hat{e}}^{\,2}\right)^{0{,}5}, \qquad (4.1)$$

δ *– основная относительная погрешность определения стандартного объема измерительного комплекса;*

$\boldsymbol{\delta_c}$ *– относительная погрешность счетчика газа* (*первичного измерительного преобразователя*)*;*

$\boldsymbol{\delta_к}$ *– относительная погрешность вычислителя, включающей в себя погрешности вычисления давления, температуры, коэффициента сжимаемости;*

1,1 – коэффициент запаса.

До сборки узла учета электронный корректор также поверяется. Определяется и паспортизуется для каждого корректора погрешность канала давления и канала температуры, а также погрешность вычисления коэффициента определения стандартного объема. Тем самым соответствие требованиям по точности, на корректор и на весь узел подтверждается соответствующими паспортами с отметкой представителя Госстандарта о первичной поверке. В сопроводительных документах на узел учета прикладываются копии всех необходимых свидетельств о взрывозащите и разрешений Ростехнадзора на безопасное применение.

Сторонниками второй концепции построения узлов коммерческого учета, как правило, являются газотранспортные организации, имеющие в своем составе ГИС и ГРС большой производительности, выполненные по индивидуальным проектам. Они предпочитают использовать вычислитель в комплекте с различного типа первичными преобразователями расхода, датчиками давления и температуры, блоками питания, барьерами искрозащиты. В этом случае необходимо принимать во внимание,

что для каждого варианта комплектации узла должны быть сертификаты Госстандарта об утверждении типа средства измерений.

После монтажа такой узел должен быть поверен представителями Госстандарта в соответствии с утвержденной методикой. Узел коммерческого учета должен иметь паспорт с отметкой Росстандарта о поверке, подтверждающий его соответствие требованиям СНИП 2.04.08–87 «Газоснабжение» по точности в целом, а не по отдельным компонентам узла учета.

Основная относительная погрешность определения стандартного объема такого узла $\boldsymbol{\delta}$ складывается из следующих составляющих:

$$\delta = \delta_c + \delta_{дд} + \delta_{дт} + \delta_в, \qquad (4.2)$$

$\boldsymbol{\delta}_c$ *– относительная погрешность счетчика газа* (*первичного измерительного преобразователя*)*, в состав которой входит погрешность от сокращения или несоответствия длин прямых участков;*

$\boldsymbol{\delta}_{дд}$ *– относительная погрешность датчика давления* (*абсолютного*)*;*

$\boldsymbol{\delta}_{дт}$ *– относительная погрешность датчика температуры;*

$\boldsymbol{\delta}_в$ *– относительная погрешность вычислителя, включающая в себя погрешности вычисления давления, температуры, коэффициента сжимаемости.*

Достаточно высокая точность измерения такого измерительного комплекса может быть достигнута за счет применения высокоточных первичных датчиков, использования в качестве первичного преобразователя стандартного сужающего устройства – конструкции, изготовленной в заводских условиях, совместно с прямыми участками до и после сужающего устройства (табл. 1), и откалиброванных с требуемой точностью.

Определение реальной погрешности стандартного объема такого узла учета требует высокого профессионализма персонала, наличия высокоточного и высокоавтоматизированного поверочного оборудования, высокоточных эталонных средств задачи и контроля давления и температуры.

4.1.2. Газораспределительные и газоизмерительные станции

Согласно ***ВРД 39–1.10–005–2000*** и ***ВРД 39–1.10–006–2000*** [43, 44] ГРС (рис. 4.1) сооружаются на газопроводах-отводах и предназначены для подачи предприятиям и населенным пунктам заданного количества газа с определенным давлением, необходимой степенью очистки, одоризации и измерения объемного расхода газа, а при необходимости – контроля показателей его качества.

Газораспределительные станции предназначены для работы в районах с различными климатическими и сейсмическими условиями. По формам обслуживания ГРС разделяют на 5 групп (табл. 4.1).

Рис. 4.1. Общий вид ГРС

Таблица 4.1

Газораспределительные станции

Форма обслуживания	Производительность тыс. $м^3$/час	Характеристика
Централизованная	не более 25	Без обслуживающего персонала на ГРС, когда плановые профилактические и ремонтные работы осуществляются один раз в неделю персоналом службы ГРС
Периодическая	не более 50	С обслуживанием ГРС в одну смену одним оператором, периодически посещающим ГРС для выполнения необходимых работ согласно утвержденному графику

Окончание табл. 4.1

1	2	3
Надомная	не более 150	С обслуживанием двумя операторами, работающими на ГРС согласно утвержденному графику (один оператор старший)
Вахтенная	свыше 150 тыс. м^3/ч с выходными коллекторами (два и более)	С круглосуточным дежурством обслуживающего персонала на ГРС посменно в соответствии с утвержденным графиком
Автоматическая	до 100	С полной автоматизацией основных технологических процессов, позволяющей безлюдную технологию всего процесса редуцирования и подачи газа потребителю, форму обслуживания устанавливает ЛПУ магистральных газопроводов

Согласно Номенклатурному перечню ГРС, представленному в ***ВРД 39–1.8–022–2001*** [45], классификацию ГРС и их структурные схемы можно представить в следующем виде (рис. 4.2).

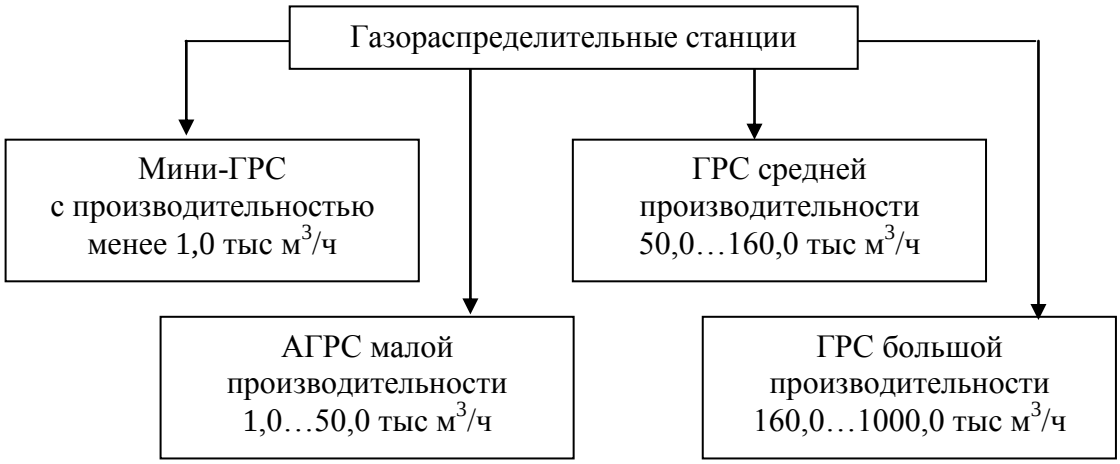


Рис. 4.2. Классификация газораспределительных станций, согласно ВРД 39–1.8–022–2001

Согласно ***НТП «Магистральные трубопроводы»*** [46], ***ВРД 39–1.10–005–2000*** [43], ***ВРД 39–1.8–022–2001*** [45] в составе ГРС выделяются основные технологические узлы и блоки (рис. 4.3, 4.4, 45, табл. 4.2).

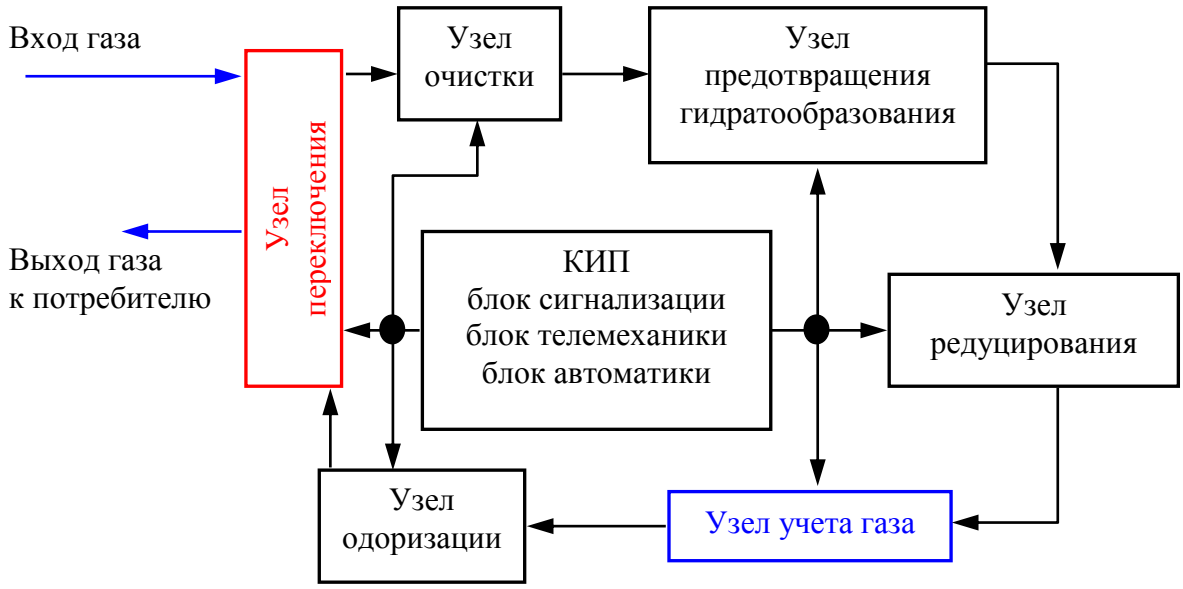


Рис. 4.3. Структурная схема ГРС с одним потребителем

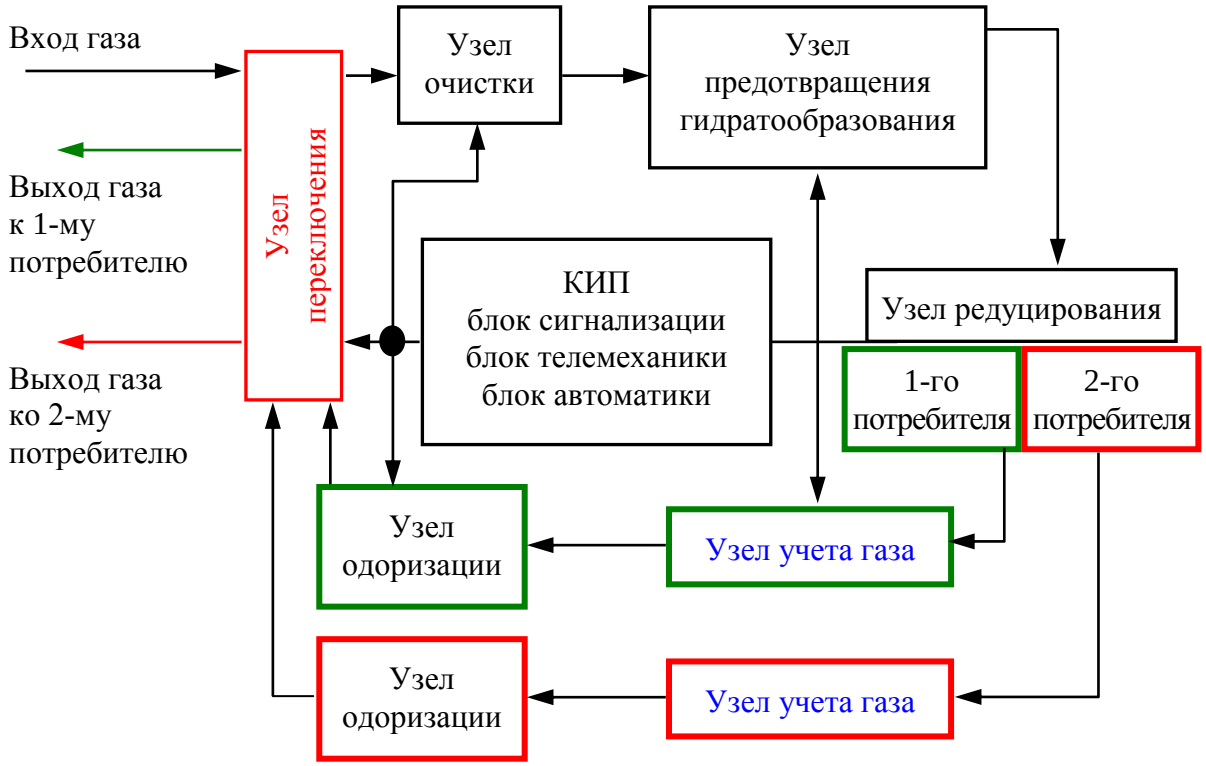


Рис. 4.4. Структурная схема ГРС с двумя потребителями

Таблица 4.2

Основные технологические узлы газораспределительной станции		
Наименование	Краткая характеристика	Функции
1	2	3
Узел переключения	Предназначен для переключения потока газа высокого давления с автоматического на ручное регулирование давления по обводной линии, которая снабжена местными приборами контроля давления и температуры газа на выходе и предназначена для кратковременной подачи газа потребителю, минуя ГРС, при проведении ремонтных работ и аварийных ситуациях	• Измерение давления и температуры газа на входе и выходе из ГРС, сравнение измеренных значений с заданными технологическими и аварийными границами, формирование и выдача предупредительной и аварийной сигнализации; • сигнализация положения кранов узла переключения, охранного крана ГРС; • дистанционное управление кранами узла переключения, охранным краном ГРС и автоматическое отключение ГРС при авариях
Узел очистки газа	Предназначен для очистки газа от механических примесей и капельной влаги и включает в себя: • пылевлагоулавливающие устройства, обеспечивающие подготовку газа для потребителей стабильной работы оборудования ГРС; • устройства для удаления жидкости и шлама в сборные емкости, оборудованные устройствами измерения уровня, а также механизированной системой их удаления в транспортные емкости	• Измерение перепада давления в сепараторе; • сигнализация минимально и максимально допустимого уровня жидкости в сепараторе; • сигнализация положения крана на линии сброса жидкости; • дистанционное и автоматическое управление краном на линии сброса жидкости в зависимости от уровня жидкости в фильтре-сепараторе; • предупредительная сигнализация максимального уровня жидкости в сборных емкостях

Продолжение табл. 4.2

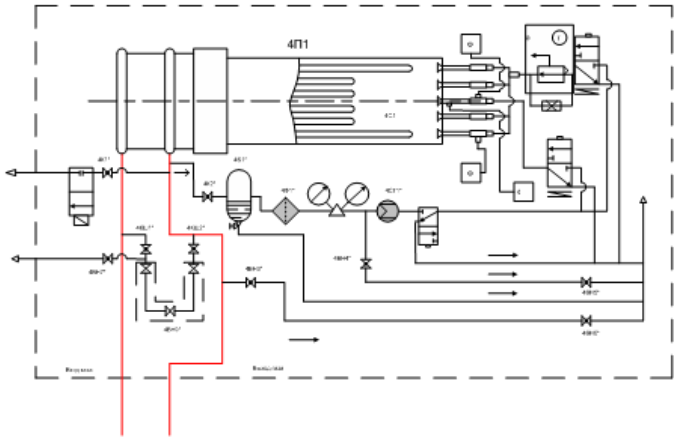
1	2	3
Узел предотвращения гидратообразований	Предназначен для предотвращения обмерзания арматуры и образования кристаллогидратов в газопроводных коммуникациях и арматуре. В качестве мер по предотвращению гидратообразований применяется: • *общий или частичный подогрев газа;* • *местный обогрев корпусов регуляторов давления;* • *ввод метанола в газопроводные коммуникации*. Эксплуатация узлов подогрева газа и водогрейных и паровых котлов осуществляется с давлением не выше 0,07 МПа в зависимости от типа узла подогрева. Управление работой узла подогрева обеспечивается собственной системой автоматики	• Измерение давления и температуры газа на выходе блока подогрева; • сигнализация положения кранов на входе и выходе блока подогрева, крана на линии подачи газа в обход подогревателя; • автоматическое и дистанционное управление кранами; • сигнализация о работе подогревателя от системы управления подогревателя; • сигнализация аварии подогревателя
Узел редуцирования	Узел редуцирования предназначен для снижения и автоматического поддержания заданного давления газа, подаваемого потребителям. Узел редуцирования содержит не менее двух линий редуцирования (основная и резервная). В начальный период эксплуатации в узле редуцирования может быть предусмотрена линия для малых расходов газа	• Контроль положения кранов на линиях редуцирования; • автоматическое и дистанционное включение/отключение линий редуцирования, в том числе резервных и вспомогательных; • сигнализация давления газа на линиях редуцирования между последовательно установленными регулирующими устройствами; • автоматическое регулирование давления газа, подаваемого потребителям

Окончание табл. 4.2

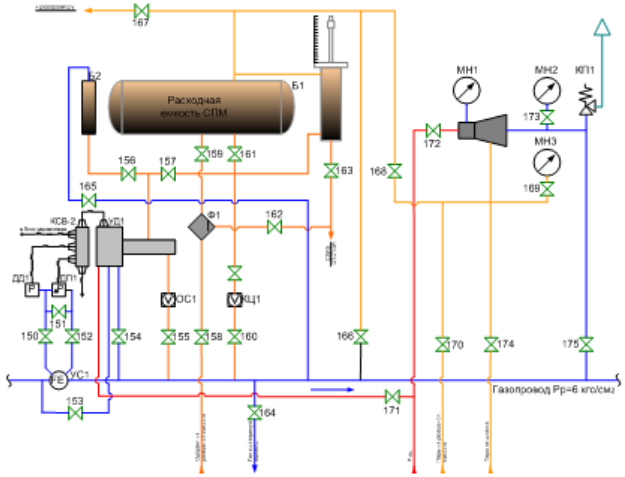
1	2	3
Узел учета газа	Предназначен для коммерческого учета газа и включает системы, измеряющие давление, температуру и расход газа	• Измерение общих для всех потребителей параметров и введение необходимых констант; • измерение давления газа; • измерение температуры газа; • измерение расхода газа (методами переменного перепада давления или счетчиками газа с импульсным выходом); • расчет расхода газа
Узел одоризации газа	Предназначен для придания запаха газу перед подачей потребителям с целью своевременного обнаружения по запаху его утечек. Должен проводить автоматический контроль за одоризацией газа и включать в себя емкости для хранения запаса одоранта, дозирующие устройства на линии ввода одоранта в газовый поток и устройство управления, обеспечивающее подачу одоранта в зависимости от расхода газа	• Сигнализация минимального уровня в емкости хранения одоранта; • управление дозированной подачей одоранта в газ; • сигнализация наличия потока одоранта; • учет количества введенного одоранта
Блок КИПиА и запорная арматура	Предназначен для измерения и контроля параметров транспортируемого газа и оперативного управления технологическим процессом. Запорная арматура предназначена для отключения технологических трубопроводов, аппаратов и сосудов	• Измерение температуры в блоке КИП; • сигнализация наличия довзрывоопасной концентрации природного газа в помещениях технологических блоков КИПиА

а)

б)



в)



г)

Рис. 4.5. Блоки ГРС: а) блок редуцирования газа; б) блок очистки и переключения; в) блок предотвращения гидратообразований; г) блок одоризации

Узел учета газа может располагаться как на входе, так и на выходе ГРС, в зависимости от диапазона изменения измеряемых параметров, режима работы ГРС, технико-экономической целесообразности. При расположении узла учета на выходе ГРС, учет газа должен производиться по каждому выходному газопроводу отдельно. При наличии линии малых расходов газа, узел учета должен предусматривать измерительный трубопровод для малых расходов.

На узле учета с помощью средств измерений должны определяться:

- *время работы;*
- *расход и количество газа в рабочих и стандартных условиях;*
- *среднечасовые и среднесуточные температуры газа;*
- *среднечасовые и среднесуточные давления газа.*

Измерение и учет количества газа, осуществляемые по узлам учета потребителя газа и поставщика, производятся по методикам выполнения измерений, аттестованным в установленном порядке. Определение количества газа должно проводиться для нормальных условий. По согласованию поставщика и потребителя газа определение количества газа может проводиться приборами с автоматической коррекцией по температуре или по температуре и давлению. На узле учета должна быть предусмотрена регистрация на бумажных носителях всех измеряемых параметров газа. Пределы измерений узла учета должны обеспечивать измерение расхода и количества во всем диапазоне расхода газа, причем минимальная граница измерения расхода должна определяться исходя из предельно допустимой погрешности измерений расхода.

Результаты измерений и вычислений количественных показателей газа на узле коммерческого учета газа ГРС принимаются для взаимных расчетов между поставщиком и потребителем газа. Система коммерческого учета газа всегда должна строиться как независимая система, включающая средства измерения и вычисления расхода. Узлы учета газа должны охватывать весь диапазон измерений (от нуля до проектной производительности). При эксплуатации узла измерения расхода газа все контрольно-измерительные приборы должны быть своевременно поверены и опломбированы органами Госстандарта России. Калибровку средств измерений учета расхода газа производить не реже 1 раза в квартал с составлением протокола измерений.

Информация о расходе газа должна в оперативном режиме передаваться в систему автоматического управления ГРС для дальнейшего использования, в том числе для использования при одоризации газа, для регулирования расхода газа на выходе ГРС, для передачи информации

в диспетчерскую линейно-производственного управления магистральных газопроводов.

При неравномерном газопотреблении измерения должны выполняться при расходах газа не ниже 30 % (при применении диафрагменных расходомеров) и 20 % (при применении турбинных и роторных счетчиков количества, а также при расходах газа, превышающих 95 %).

Измерительные диафрагмы или другие устройства должны устанавливаться после узла очистки, перед узлом редуцирования или за ним. Приборы КИП и телемеханики следует размещать в отапливаемых помещениях или блок-боксах при температуре окружающей среды ниже плюс 5 °С.

На пусковой период на ГРС при необходимости следует предусматривать дополнительные измерительные устройства на расход газа до 30 % проектного.

Рабочие пределы измеряемых расходов газа 30–95 % и 20–95 % должны обеспечиваться за счет подключения к диафрагме соответствующего прибора и переключения измерительных трубопроводов (ниток) замерного узла вручную оператором или автоматически.

Газоизмерительные станции входят в состав технологических объектов магистральных газопроводов и обеспечивают коммерческую передачу газа потребителям. ГИС устанавливают на линейной части магистрального газопровода (на обводной линии) на максимально возможном удалении от компрессорных станций с целью снижения влияния пульсаций и возмущений, вызванных работой компрессорных станций.

В отличие от ГРС, ГИС обеспечивают работу станции без постоянного обслуживающего персонала. Форма обслуживания ГИС – периодическая. Для выполнения условий хозрасчетного учета расхода газа на ГИС должны осуществляться измерения качественных характеристик природного газа:

- *состав газа;*
- *температура точки росы по воде;*
- *температура точки росы по углеводородам;*
- *содержание сероводорода, меркаптановой и общей серы.*

По своему назначению и уровню оснащенности ГИС подразделяются на следующие категории [45–47]:

- *I – ГИС на границах России;*
- *II – ГИС в составе ГРС, поставляющих газ в больших количествах потребителю;*
- *III – ГИС на границах предприятий ОАО «Газпром».*

При работе комплекса технических средств, предназначенных для коммерческого учета газа, должны обеспечиваться следующие функции для I и II категорий ГИС:

- *автоматический сбор, обработка, регистрация и хранение количественных и качественных показателей газа, формируемых основным и дублирующим комплектом приборов;*
- *автоматическое вычисление расхода газа и регистрация показаний.*

На ГИС III категории в зависимости от условий поставки возможно определение качественных показателей газа лабораторным путем и введение данных в вычисления с помощью программирующего устройства или по коммуникационным каналам с уровня линейно-производственного управления МГ, а объем функций управления определяется заданием на проектирование.

Измерение и определение количественных и качественных характеристик должно выполняться в соответствии с ***ГОСТ 8.586.1–5–2005*** и Правилами по метрологии ***ПР 50.2.019–96*** «Методика выполнения измерений при помощи турбинных и ротационных счетчиков», а также другими методическими и нормативно-техническими документами, введенными в действие Госстандартом России и ОАО «Газпром».

Результаты измерений и вычислений количественных и качественных показателей природного газа принимаются для взаимных расчетов между поставщиком и потребителем газа.

4.2. Учет нефти

Учет нефти в системе нефтепроводов России – это неотъемлемая часть при проведении товарно-коммерческих операций на предприятиях добывающих, транспортирующих и перерабатывающих нефть.

Рассмотрим товарно-коммерческие операции при транспорте нефти. Как следует из рис. 4.6, при приеме и сдаче нефти в системе МН осуществляются следующие основные функции: определяется количество и качество нефти; оформляется акт приемки-сдачи в соответствии с действующей нормативно-технической документацией [30, 47].

Товарно-коммерческие операции осуществляются между *грузоотправителем* и *грузополучателем*.

Грузоотправитель нефти *– сторона по договору об оказании услуг по транспортировке нефти.*

Грузополучатель нефти *– организация, являющаяся получателем нефти в пункте назначения и подписывающая акты приема-сдачи.*

Если классифицировать нефть по назначению, то можно представить классификацию в следующем виде (рис. 4.7).

Все операции по приему и отпуску нефти, включающие контроль количества и качества, осуществляются на приемо-сдаточных пунктах (ПСП), рис. 4.6, 4.7, 4.8.

Приемо-сдаточный пункт *– это пункт по учету количества и оценке качества нефти, на котором подразделения принимающей и сдающей нефть сторон выполняют операции приема-сдачи нефти* [48].

ПСП могут входить в состав нефтеперекачивающих станций (например, НПС «Раскино», Томская область), линейно-производственных диспетчерских станций (ЛПДС «Александровская», г. Стрежевой, Томская область), районных нефтяных управлений (РНУ, г. Омск) в управление магистральных нефтепроводов (УМН, г. Нижневартовск, Тюменская обл.).

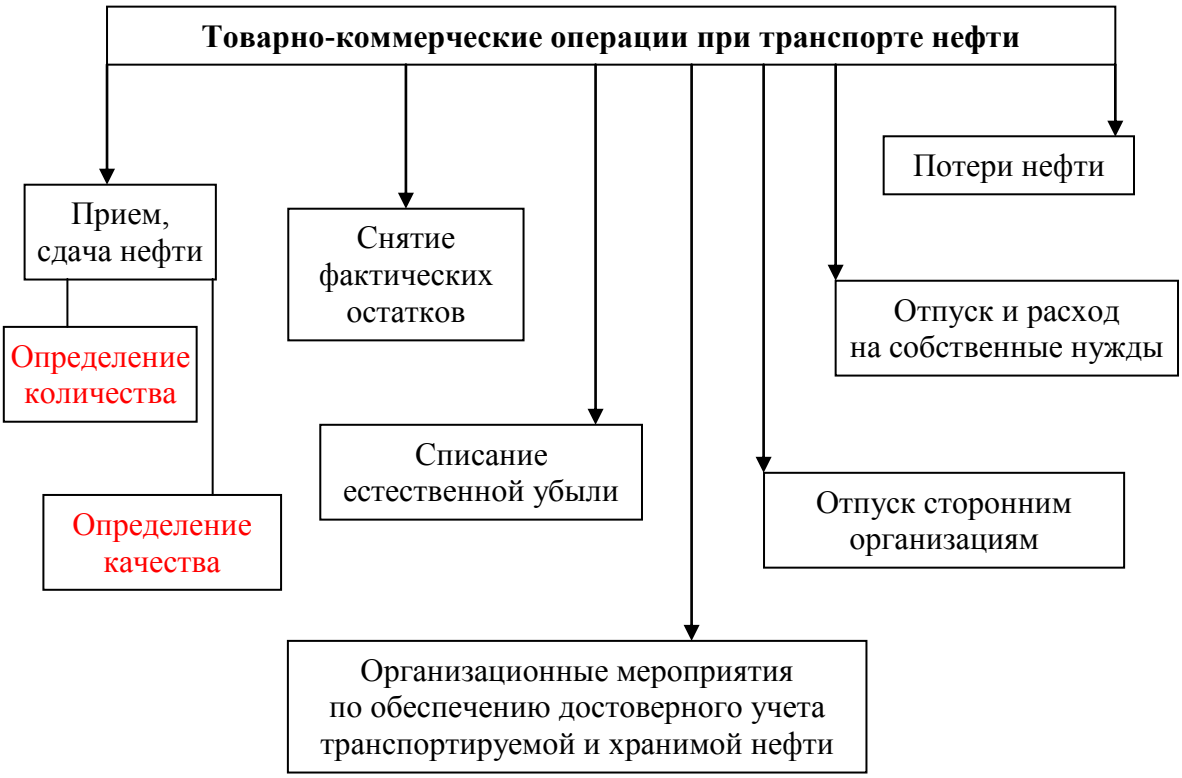


Рис. 4.6. Товарно-коммерческие операции при транспорте нефти в системе магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть»

Задачи ПСП. Основными задачами ПСП является обеспечение достоверности учета и контроля качества нефти, организационно-техническое обеспечение приемо-сдаточных операций. При выполнении приема-сдачи нефти на ПСП осуществляют:

- *круглосуточный учет количества принимаемой, перекачиваемой, находящейся в наличии и сдаваемой нефти, с передачей информации диспетчерским и товарно-транспортным службам;*

- *отбор проб из резервуаров и нефтепроводов СИКН, испытание нефти, хранение арбитражных проб;*
- *оформление актов приема-сдачи нефти, паспортов качества, составление отчетов и передача их товарно-транспортным службам;*
- *контроль технологической схемы транспортировки нефти в пределах зоны ответственности сторон;*
- *контроль параметров перекачиваемой нефти;*
- *контроль условий эксплуатации средств измерений и оборудования в соответствии с техническими требованиями;*
- *контроль метрологических характеристик системы измерения в межповерочном интервале в процессе эксплуатации;*
- *контроль доступа к системе измерения и изменения их метрологических характеристик.*

Рис. 4.7. Классификация нефти по назначению

Состав ПСП представлен на рис. 4.8.

Основной схемой учета (*узлом учета нефти*) является система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН). Согласно [48], *система измерений количества и показателей качества нефти* (*СИКН*) – это совокупность средств измерения, системы обработки информации, технологического оборудования и трубопроводной арматуры, функцио-

нирующих как единое целое, основанная на методе динамических измерений массы брутто нефти и предназначенная:

- для *получения информации об измеряемых параметрах нефти;*
- *автоматической и ручной обработки результатов измерений;*
- *индикации и регистрации результатов измерений и результатов их обработки*.

В состав ПСП могут входить несколько СИКН при осуществлении операций приема-сдачи нефти по нескольким направлениям. Операции приема-сдачи нефти по одной СИКН могут выполнять несколько предприятий при условии заключения соглашения (договора) с владельцем и принимающей стороной. Режим работы СИКН может быть *постоянным* либо *периодическим*.

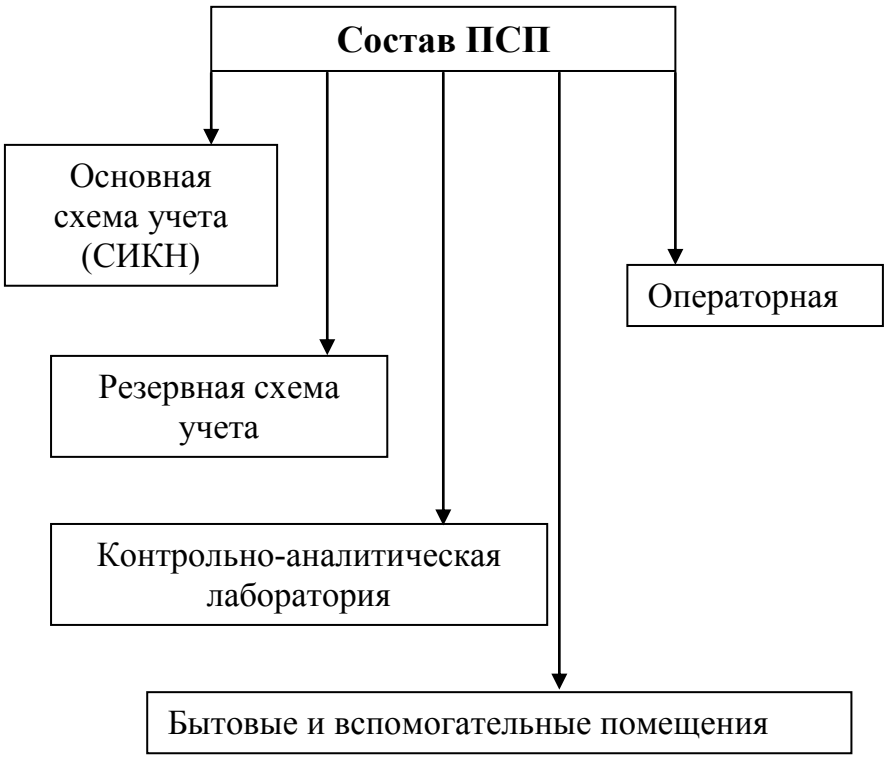


Рис. 4.8. Состав приемо-сдаточного пункта магистрального нефтепровода

В зависимости от выполняемых функций СИКН подразделяют на коммерческие и оперативные (рис. 4.9).

Резервная схема учета

В качестве резервной схемы учета применяют ***СИКН***, ***меры вместимости*** (резервуары, танки наливных судов), ***меры полной вместимости*** (железнодорожные и автоцистерны). Резервная схема может принадлежать владельцу СИКН или другой стороне.

Резервуарные емкости ПСП, используемые в качестве резервной схемы, оснащают стационарными средствами измерений уровня нефти

и подтоварной воды. Резервуары должны иметь градуировочные таблицы, утвержденные Государственной метрологической службой или аккредитованной на право поверки метрологической службой юридического лица. Вместимость резервуаров определяют по ***ГОСТ 8.570***, ***ГОСТ 8.346*** и ***РД 50–156***.

В целях автоматизации учета нефти резервуары оснащают:

- *стационарными уровнемерами с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 3 мм;*
- *стационарными многоточечными преобразователями температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 0,5 °С;*
- *стационарными пробоотборниками* (*по* ***ГОСТ 2517***).

Допускается применять в качестве резервных средств измерения переносные средства измерения уровня, переносные преобразователи температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± *0,2 °С* или термометры с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± *0,2 °С* (температуру определяют в точечных пробах или на заданном уровне).

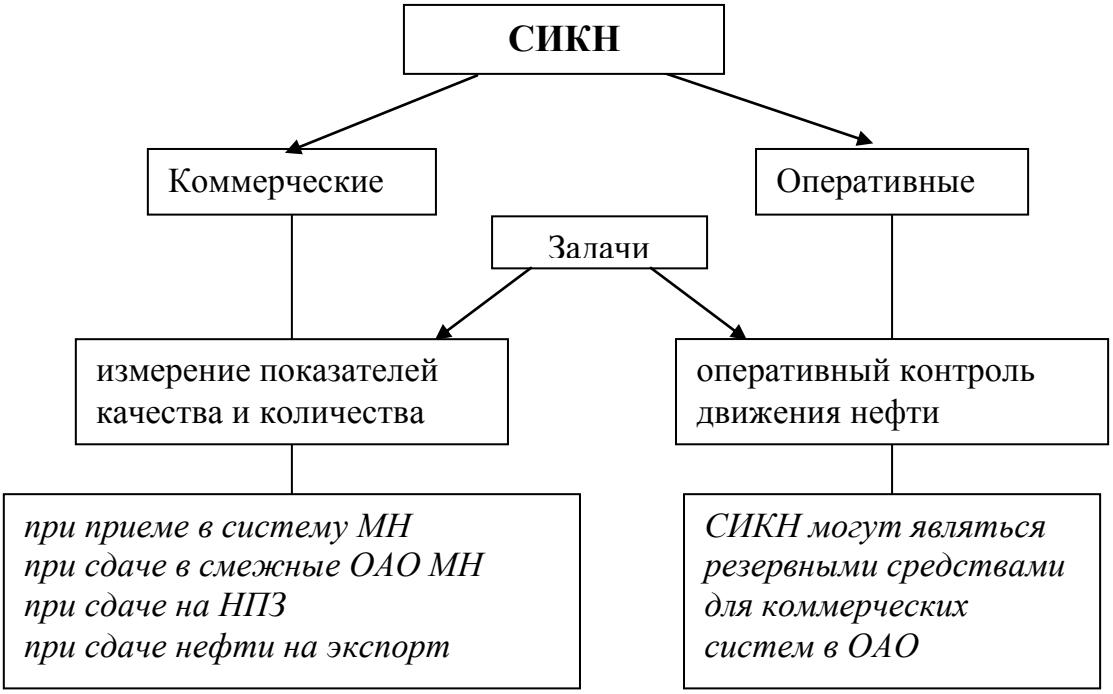


Рис. 4.9. Разделение СИКН в зависимости от выполняемых функций

Плотность нефти в резервуаре определяют переносными средствами измерения плотности с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 0,5 кг/м^3 или в лаборатории согласно ***ГОСТ 3900***, ***ГОСТ Р 51069*** и ***МИ 2153*** по объединенной пробе, отобранной по ***ГОСТ 2517***. Допускается определение плотности поточными преобразователями плотно-

сти и автоматический отбор проб в соответствии с ***ГОСТ 2517*** из трубопровода за время закачки или откачки резервуара.

Рекомендуется учет по резервуарам осуществлять измерительными системами определения количества нефти в резервуарах в следующем составе:

- *канал измерений уровня нефти на базе уровнемеров с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 3 мм;*
- *канал измерений уровня подтоварной воды на базе уровнемеров с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 10 мм;*
- *канал измерений плотности на базе поточных преобразователей плотности с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 0,5 кг/м^3;*
- *канал измерений температуры нефти на базе преобразователей температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 0,5 °С;*
- *устройство обработки информации с пределами относительной погрешности при определении массы нефти ± 0,1 %.*

В резервной схеме учета массу нефти *<u>в железнодорожных цистернах и автоцистернах</u> определяют*:

- *по результатам взвешивания на железнодорожных и автомобильных весах;*
- *результатам измерений в наливном пункте с помощью резервуаров;*
- *результатам измерений в железнодорожных цистернах и автоцистернах*.

Железнодорожные цистерны и автоцистерны могут быть использованы для измерений массы нефти как меры полной вместимости. Вместимость железнодорожных цистерн определяют по ***МИ 2543***, автоцистерн – по ***ГОСТ Р 8.569***.

Плотность нефти в цистерне определяют переносным средством измерения плотности с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 0,5 кг/м^3 или в лаборатории согласно ***ГОСТ 3900***, ***ГОСТ Р 51069*** и ***МИ 2153*** по объединенной пробе, отобранной по ***ГОСТ 2517***.

Температуру измеряют переносным преобразователем температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности *± 0,2 °С* или термометром с пределами допускаемой абсолютной погрешности *± 0,2 °С* в точечных пробах.

В резервной схеме учета массу нефти, отпущенную *<u>на речные и морские наливные суда</u>*, определяют:

- *по данным градуировочных таблиц береговых резервуаров нефтебаз;*
- *результатам измерений в танках наливных судов*.

Танки наливных судов могут быть использованы для измерений массы нефти как меры вместимости. Танки должны иметь градуировочные таблицы, утвержденные в установленном порядке. Вместимость танков определяют с использованием поправочного множителя, рассчитанного по ***МИ 1001***.

Плотность нефти в танках определяют в лаборатории согласно ***ГОСТ 3900***, ***ГОСТ Р 51069*** и ***МИ 2153*** по объединенной пробе, отобранной по ***ГОСТ 2517***. Допускается определение плотности поточными плотномерами и автоматический отбор проб в соответствии с ***ГОСТ 2517*** из трубопровода за время закачки танка.

Температуру в точечных пробах измеряют переносным преобразователем температуры с пределами допускаемой абсолютной погрешности *± 0,2 °С* или термометром с пределами допускаемой абсолютной погрешности *± 0,2 °С*.

Контрольно-аналитическая лаборатория

Главными функциями контрольно-аналитической лаборатории являются: проведение с требуемой точностью испытаний нефти на соответствие требованиям ***ГОСТ Р 51–858–2002***, а также определение физико-химических показателей качества нефти в целях контроля технологических режимов и функционирования автоматизированных средств учета нефти.

Испытательная лаборатория должна иметь:

- *квалифицированный инженерный персонал и лаборантов;*
- *помещения, соответствующие установленным требованиям и нормам;*
- *оборудование* (*технические средства*) *всех видов, необходимое для проведения испытаний проб нефти, для контроля внешних условий, а также соответствующее метрологическое и техническое обслуживание;*
- *стандартные образцы, химические реактивы, материалы и вещества, необходимые для выполнения испытаний в соответствии с требованиями документов на методы испытаний;*
- *актуализированные нормативные и методические документы, допущенные к применению в установленном порядке;*
- *систему регистрации и прохождения проб нефти;*
- *систему контроля качества результатов испытаний;*
- *графики отбора проб нефти;*
- *графики поверки средств измерений, аттестации испытательного оборудования и проверки технических характеристик вспомогательного лабораторного оборудования;*
- *систему управления данными и систему отчетности о результатах испытаний;*

- *программное обеспечение для обработки, регистрации, оформления отчетности и хранения информации.*

4.2.1. Классификация методов измерения массы нефти

Методы измерения массы нефти и нефтепродуктов при проведении учетно-расчетных операций подразделяются на *две основные группы*:

- *группа прямых методов измерения;*
- *группа косвенных методов измерения*.

В свою очередь, прямые и косвенные методы измерения в зависимости от места и способа имеют свою классификацию (рис. 4.10).

Согласно [49] введем следующие определения.

Прямой метод динамических измерений массы нефти и нефтепродуктов – это метод, основанный на прямых измерениях массы продукта с применением массомеров в трубопроводах.

Прямой метод статистических измерений массы нефти и нефтепродуктов *– это метод, основанный на прямых измерениях массы продукта с применением весов и весовых дозаторов.*

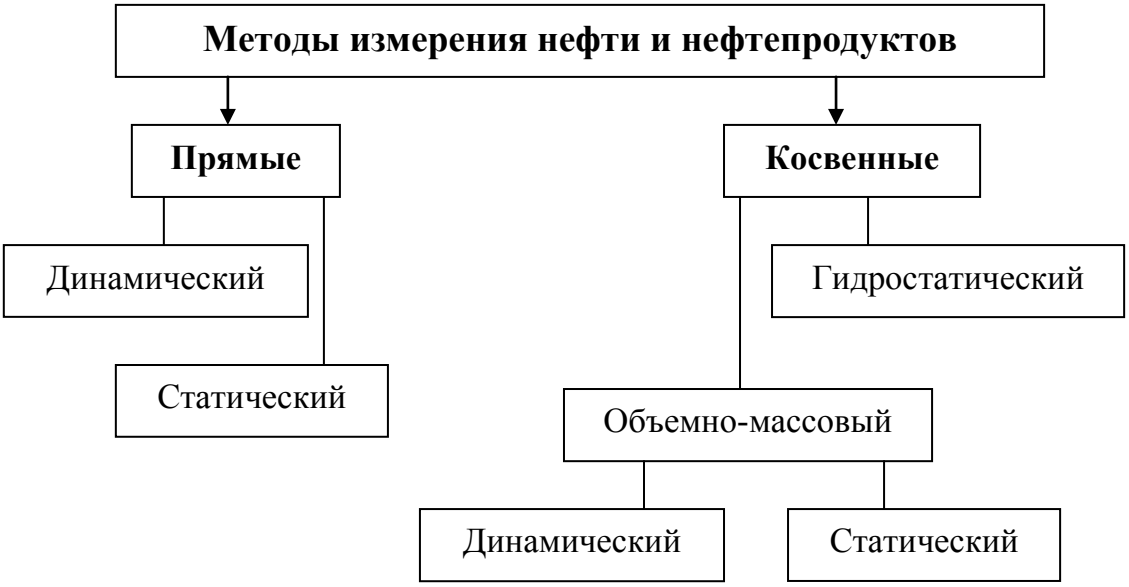


Рис. 4.10. Классификация методов измерения нефти и нефтепродуктов

Косвенный объемно-массовый метод динамических измерений массы нефти и нефтепродуктов *– это метод, основанный на измерениях плотности и объема продукта в трубопроводах.*

Косвенный объемно-массовый метод статических измерений массы нефти и нефтепродуктов *– это метод, основанный на измерениях плотности и объема в мерах вместимости* (*резервуары, танки наливных судов, цистерны*).

Косвенный метод измерений массы нефти и нефтепродуктов – *это метод, основанный на измерениях гидростатического давления и уровня продукта в мерах вместимости.*

В табл. 4.3 представлены показатели, необходимые для определения количества нефти при использовании различных методов измерений.

Таблица 4.3

Измеряемые показатели и средства измерений при различных методах определения количества нефти

Методы измерения нефти	Место измерения	Измеряемые показатели	Средства для измерения
1	2	3	4
Прямой динамический	трубопровод	масса	массомер
Косвенный динамический		плотность	поточные преобразователи плотности, давления, температуры
Прямой статический		объем	преобразователи расхода, давления, температуры
			счетчики жидкости
Прямой статический	меры вместимости	масса	Весы
Косвенный статический	меры вместимости*	уровень	стационарные уровнемеры
			метрошток
			металлическая измерительная рулетка с лотом, электронная рулетка
		плотность	переносные или стационарные средства измерения плотности
			ареометры
		температура	переносные или стационарные преобразователи температуры
			термометры
		объем	градуировочные таблицы мер вместимости

Окончание табл. 4.3

1	2	3	4
Косвенный статический	полной меры вместимости**	плотность	переносные средства измерения плотности
			ареометры
		температура	переносные преобразователи температуры
			термометры
		объем	градуировочные таблицы полных мер вместимости
Гидростатический	меры вместимости	гидростатическое давление нефти	стационарный измеритель гидростатического давления ***
		уровень	переносные или другие средства измерения уровня

Примечание:

**** – мера вместимости**: средство измерений объема нефти, имеющее свидетельство о поверке и градуировочную таблицу* (*резервуары, железнодорожные цистерны, танки наливных судов*).

***** – мера полной вместимости**: средство измерений объема нефти, имеющее свидетельство о поверке и оснащенное указателем уровня наполнения* (*автоцистерны, прицепы-цистерны, полуприцепы-цистерны*).

**** – **гидростатический метод** расчёта массы нефти из соотношения произведения величины гидростатического давления столба нефти и средней площади заполненной части резервуара и ускорения свободного падения:*

$$M = \frac{PF_{ср}}{g}, \qquad (4.3)$$

где ***P*** *– гидростатическое давление нефти в резервуаре относительно уровня отсчета, измеренное прибором, Па;*

$\boldsymbol{F_{ср}}$ *– средняя площадь сечения резервуара, определяемая из градуировочных таблиц на резервуар;*

g *– ускорение свободного падения.*

Массу отпущенной (принятой) нефти при использовании гидростатического метода измерения можно определять по двум вариантам:

- *как разность масс, определяемых в начале и в конце товарной операции* (*используя изложенный метод*)*;*
- *как произведение разности гидростатических давлений в начале и в конце товарной операции на среднюю площадь сечения части резервуара, деленное на местное ускорение силы тяжести.*

Измерение гидростатического давления столба нефти производят манометрическими приборами с учетом давления насыщенных паров нефти [31].

Учет нефти в системе магистральных нефтепроводов осуществляют ***по массе нетто в тоннах,*** с округлением до целых значений.

Масса нетто нефти – *разность массы брутто нефти и массы балласта:*

$$Ì_{í} = Ì_{á.ð} - Ì_{á}. \qquad (4.4)$$

Масса балласта – *общая масса воды, хлористых солей и механических примесей в нефти:*

$$Ì_{á} = \frac{Ì_{á.ð}\left(W_{ì.ï} + W_{â} + W_{x.c}\right)}{100}, \qquad (4.5)$$

где $\boldsymbol{W_{м.п}}$ *– массовая доля механических примесей в нефти, %;*

$\boldsymbol{W_{в}}$ *– массовая доля воды в нефти, %;*

$\boldsymbol{W_{х.с}}$ *– массовая доля хлористых солей в нефти, %.*

Масса брутто нефти – общая масса нефти, включающая массу балласта. Следовательно, массу нефти можно выразить:

$$M_{í} = Ì_{á.ð}\left(1 - \frac{\left(W_{ì.ï} + W_{â} + W_{x.c}\right)}{100}\right). \qquad (4.6)$$

Основными методами измерения ***массы брутто*** нефти являются:

- *объемно-массовый динамический метод с применением преобразователей расхода* (*включая ультразвуковые*) *и поточных преобразователей плотности;*
- *массовый динамический метод с применением массомеров.*

Нормы точности измерения массы партии нефти должны соответствовать нормам, предложенным в ***ГОСТ 26976.***

4.2.2. Определение массы нефти с применением СИКН

Определение массы нефти в системе магистральных трубопроводов, согласно [50], может осуществляться непосредственно либо

при выполнении операций по приему-сдаче, либо при инвентаризации нефти:

- в *системе измерения количества и показателей качества нефти;*
- *в мерах вместимости и мерах полной вместимости* (*горизонтальные, вертикальные, железобетонные резервуары; авто- и железнодорожные цистерны; танки речных морских судов*);
- *при отгрузке в танки наливных судов;*
- *при отгрузке в железнодорожные цистерны;*
- *в нефтепроводах.*

Рассмотрим определение массы нефти на примере СИКН, но перед этим необходимо представить состав самой СИКН.

Состав СИКН

СИКН состоит из собственно *измерительно-вычислительной системы и метрологического оборудования* (рис. 4.11). В состав СИКН, согласно [48], входит блок измерительных линий, в котором непосредственно и осуществляется измерение массы нефти. Но наряду с параметрами, получаемыми при помощи измерительной линии для точного расчета массы, необходимы данные по параметрам плотности нефти, которые определяются при помощи поточных плотномеров, установленных в линии блока измерения качества.

Измерительная линия *– это конструктивно или функционально выделяемая часть измерительной системы, выполняющая законченную функцию от восприятия измеряемой величины до получения результата измерений.*

Блок измерительных линий. Измерительные линии состоят из нескольких рабочих и контрольных (или контрольной) линий. Рассмотрим типовую измерительную линию. Общий вид типового блока измерительных линий показан на рис. 4.12, 4.13.

Блок измерительных линий включает основные элементы:

- *входные и выходные задвижки;*
- *фильтры с установленными ни них датчиками перепада давления;*
- *дренажную линию;*
- *предохранительные клапаны;*
- *струевыпрямители;*
- *расходомеры;*
- *датчики преобразователи давления и температуры;*
- *регуляторы расхода.*

Блок измерения параметров качества нефти. При помощи данного блока определяют параметры качества нефти. Нефть поступает

в блок измерения качества через специальные пробозаборные устройства в соответствии с ГОСТ 2517. В блоке измерения качества осуществляется контроль изокинетичности потока.

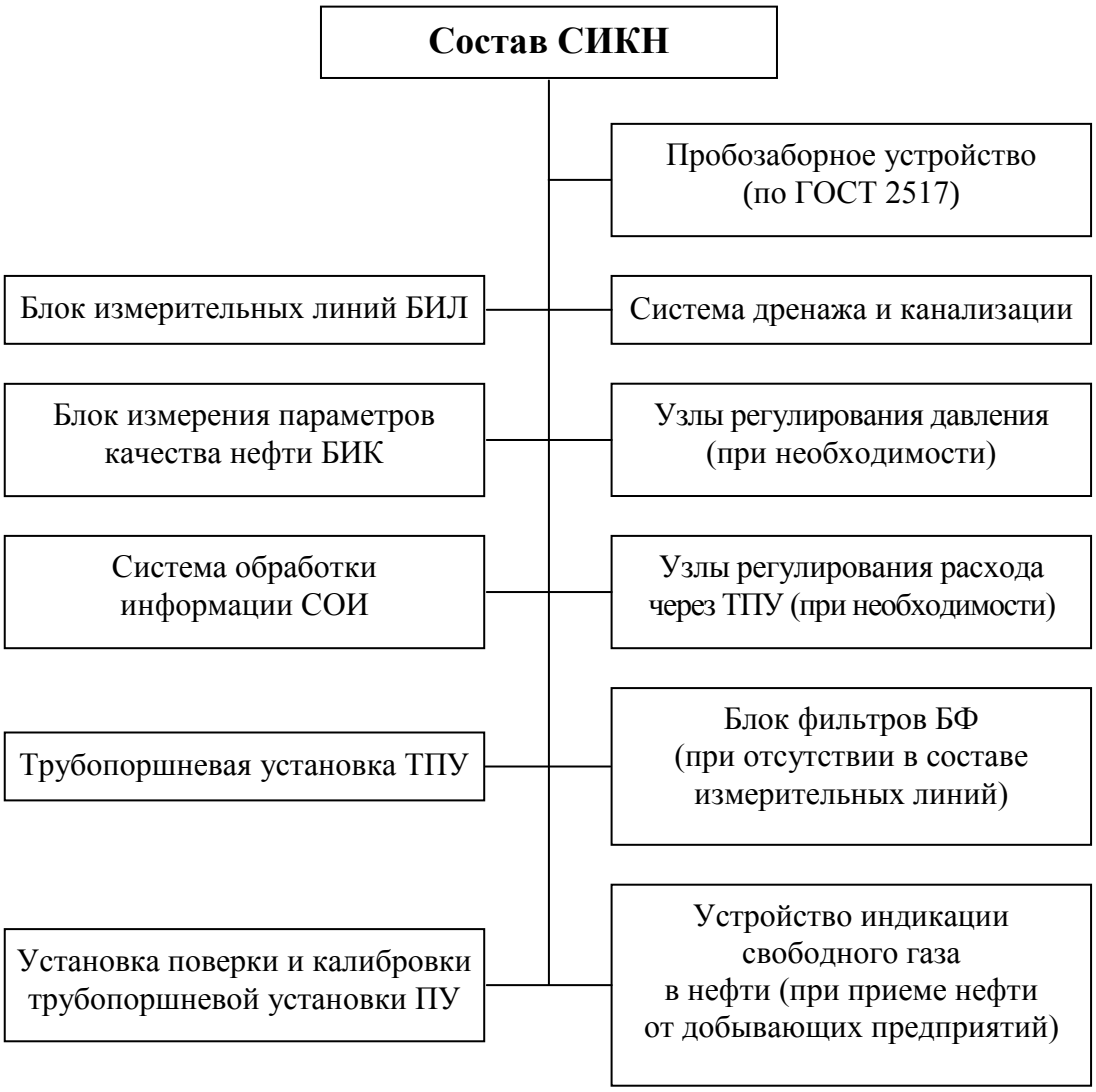


Рис. 4.11. Состав СИКН

Рис. 4.12. Общий вид типового блока измерительных линий. Вид сверху

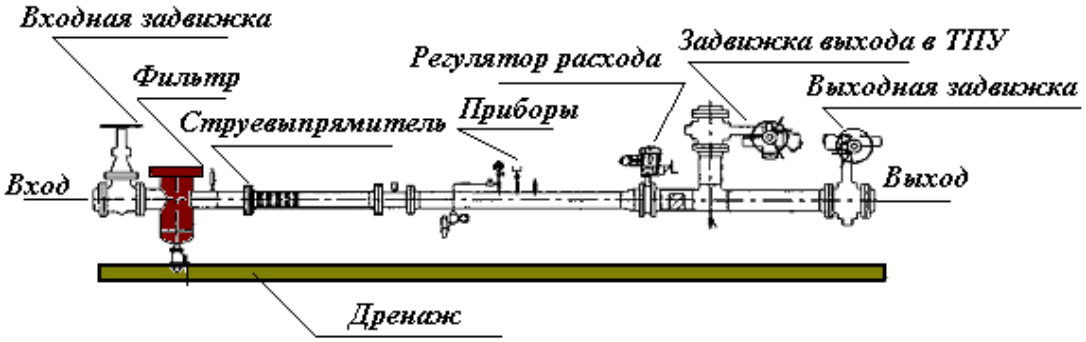


Рис. 4.13. Общий вид типового блока измерительных линий. Вид сбоку

Измерение параметров качества нефти осуществляется не только для контроля за режимами работы технологического оборудования и режимами перекачки продукта. Для осуществления товарно-транспортных операций необходимо составление паспортов качества на транспортируемую нефть. Этим, как указывалось выше, занимается контрольно-аналитическая лаборатория, для которой должны быть отобраны пробы нефти. Поэтому в блоке измерения качества, помимо основных и вспомогательных средств измерения (перечень средств измерения будет представлен ниже, см. по тексту), обязательно устанавливают:

- *автоматические пробоотборники* (*основной и резервный*) *для отбора проб по заданной программе, с герметичными контейнерами вместимостью не менее трех литров;*
- *устройство для ручного отбора точечных проб* (*для контрольно-аналитической лаборатории*).

В составе блока измерения качества предусматривают узел для подключения пикнометрической установки рядом с преобразователями плотности и место для выполнения измерений плотности нефти ареометром.

Система обработки информации *– это вычислительное устройство, принимающее, обрабатывающее измерительную информацию о количественно-качественных параметрах нефти по измерительным линиям и включающее в себя блоки индикации, регистрации и архивирования результатов измерений.*

Функции, выполняемые системой обработки информации:

- *вычисление общего расхода нефти по СИКН;*
- *вычисление расхода нефти через блок измерения качества;*
- *вычисление плотности нефти;*
- *вычисление массы нефти;*
- *вычисление средневзвешенных значений температуры и давления для каждой измерительной линии и для всей СИКН;*
- *измерение перепада давления на фильтрах;*
- *определение влагосодержания нефти;*

- *управление автоматическими пробоотборниками и контроль состояния их работы;*
- *автоматический контроль, индикация, сигнализация и регистрация предельных значений параметров нефти;*
- *автоматическая поверка рабочих преобразователей расхода без нарушения процесса измерения показателей количества и качества нефти;*
- *управление работой ТПУ;*
- *наличие свободного газа в нефти;*
- *сигнализация протечек дренажа;*
- *противопожарный контроль и контроль загазованности в помещении.*

Трубопоршневая установка предназначена для поверки и контроля метрологических характеристик преобразователей расхода, смонтированных на измерительных линиях узла учета нефти, на месте эксплуатации. Перечень средств измерения и оборудования приведен в табл. 4.4.

Поверочная установка предназначена для поверки ТПУ объёмно-весовым методом на базе мерников 1-го разряда и весов 1-го разряда 1 раз в 2 года. Средства измерений и оборудование, входящие в состав поверочной установки, представлены в табл. 4.5.

Таблица 4.4

Средства измерений и оборудование, входящие в состав трубопоршневой установки

Наименование средства измерений и оборудования	Допустимая погрешность
Трубопоршневая установка	Δ = ± 0,09 %
Преобразователь избыточного давления	Δ = ± 0,6 %
Преобразователь температуры в комплекте с термокарманом	Δ = ± 0,2˚С
Манометр	Кл.0,6
Термометр ртутный стеклянный	Δ = ± 0,2˚С

Таблица 4.5

Основные средства измерений и оборудование, входящие в состав поверочной установки

Наименование средства измерений и оборудования	Допустимая погрешность
1	2
Платформенные весы	2 кл.
Мерник образцовый	1 раз
Турбинный преобразователь расхода (при определении расхода при поверке, как индикатор)	–
Манометр	Кл. 0,6

Окончание табл. 4.5

1	2
Термометр ртутный стеклянный на выходе ТПУ	Δ = ± 0,2 °С
Соленоидный клапан электромагнитный, «нормально открытый»	–
Соленоидный клапан электромагнитный, «нормально закрытый»	–
Вентили запорно-регулирующие	–
Шаровые краны	–
Вентиль	–
Насос	–
Фильтр перед насосом механический сетчатый	–
Клапан обратный	–
Емкость накопительная	–

Измерение массы нефти косвенным и прямым методом динамических измерений

Массу брутто принятой и сданной нефти с применением СИКН определяют согласно ***Рекомендациям по определению массы нефти при учетных операциях с применением системы измерений количества и показателей качества нефти, утвержденным приказом № 69 Минпромэнерго России от 31 марта 2005 г.*** по следующим методам измерений:

- *косвенный метод динамических измерений* с применением преобразователей объёмного расхода, включая ультразвуковые, и поточных преобразователей плотности;
- *прямой метод динамических измерений* с применением массомеров.

При измерениях массы брутто нефти ***косвенным методом динамических измерений*** регистрируют результаты измерений:

- *объема нефти* (*м*^{3})*, измеренного каждым рабочим преобразователем расхода в рабочих условиях и приведенного к стандартным условиям;*
- *объема нефти* (*м*^{3})*, приведенного к стандартным условиям, измеренного СИКН;*
- *плотности нефти* (*кг/м*^{3})*, измеренной поточным плотномером, приведенной к условиям измерений объема и к стандартным условиям;*
- *массы брутто нефти* (*т*)*, измеренной по каждой рабочей линии и всей СИКН* (массу брутто нефти вычисляют как произведение *объёма и плотности нефти, приведённых к условиям измерений объема; объёма и плотности нефти, приведённых к стандартным условиям согласно* ***ГОСТ Р 8.595–2004***).

При определении *объема нефти* применяют преобразователи расхода (турбинные, лопастные, роторные, ультразвуковые и др.), преобразователи

давления и температуры, систему обработки информации. При определении *плотности нефти* применяют поточные преобразователи плотности, преобразователи давления и температуры, систему обработки информации.

На выходе каждой измерительной линии, на входе и выходе поверочной установки устанавливают преобразователь давления и манометр, преобразователь температуры и стеклянный термометр; на выходном коллекторе СИКН – преобразователь давления и манометр.

При измерениях ***прямым методом динамических измерений*** массу брутто нефти измеряют массомерами и автоматически регистрируют результаты измерений массы нефти (т), измеренной каждым рабочим массомером и всей СИКН (рис. 4.14).

Рис. 4.14. Регистрируемые в СИКН результаты измерений, необходимые для расчета количества нефти

Оформление результатов измерений, независимо от выбранного метода измерений, проводят в специальном журнале регистрации через каждые 2 часа или через интервалы времени, установленные в договорах на поставку нефти.

Результаты измерения и определения качественных показателей нефти формируются в виде «Паспорта качества». В него записывают:

- *средневзвешенные значения температуры, давления и плотности* (*за смену*)*;*
- *средневзвешенные значения плотности при 20 ºС и 15 ºС* (*за смену*)*;*
- *результаты измерений лаборатории по* ***ГОСТ 51. 858–2002*** [48, 50].

Рекомендуемый состав СИКН при измерении массы нефти косвенным и прямым методом динамических измерений представлен в табл. 4.6, 4.7, 4.8.

Таблица 4.6

Основные средства измерения, устанавливаемые на технологической части СИКН

Наименование средств измерений и оборудования, входящих в состав СИКН		Пределы допускаемой погрешности средств измерений		Примечание
косвенный метод динамических измерений	прямой метод динамических измерений	косвенный метод динамических измерений	прямой метод динамических измерений	
1		2		3
Блок измерительных линий				
Преобразователи расхода рабочие, резервный	Массомер основной и резервный	± 0,15 %*	± 0,25 %*	
Преобразователь расхода контрольный	Массомер контрольный	± 0,1 %**	± 0,20 %**	При наличии по проекту
Преобразователь давления		± 0,5 %***		
Преобразователь перепада давления (дифманометры) и манометры на фильтрах		± 2,5 %***		Для контроля загрязненности фильтров
Манометры		± 0,6 %***		
Преобразователи температуры в комплекте с термосопротивлениями (сенсорами) класса А		± 0,2 ºС****		
Термометры стеклянные		± 0,2 ºС****		Цена деления 0,1 °С
Фильтры		–		При наличии в составе СИКН отдельного блока фильтров, фильтр на измерительной линии не устанавливают

Продолжение табл. 4.6

1		2	3
Задвижки или шаровые краны (запорная арматура) электроприводные, в том числе с гарантированным перекрытием потока и оборудованные устройствами контроля герметичности (*)		–	Только та запорная арматура, негерметичность которой влияет на достоверность результатов измерений при учетных операциях, при поверках и контроле метрологических характеристик преобразователей расхода
Струевыпрямители	Нет	–	При наличии по проекту
Регуляторы расхода		–	
Пробозаборное устройство (устанавливаемое на коллекторе СИКН)		–	Согласно ГОСТ 2517
Регулятор давления на выходе СИКН		–	При наличии по проекту
Блок измерения качества			
Преобразователь плотности поточный, основной и резервный		± 0,36 кг/м^3 ****	–
Преобразователь давления		± 0,5 % ***	–
Манометры		± 0,6 % ***	–
Термометры стеклянные		± 0,2 ºС ****	Цена деления 0,1 ºС
Преобразователи температуры в комплекте с термосопротивлениями (сенсорами) класса А		± 0,2 ºС ****	–

Окончание табл. 4.6

1	2	3
Расходомер	± 5,0 %*	–
Пробоотборник автоматический (основной и резервный) с диспергатором	–	Согласно ГОСТ 2517
Пробоотборное устройство для ручного отбора пробы	–	
Регулятор расхода (**)	–	
Циркуляционный насос	–	При возможности обеспечения необходимого расхода в БИК допускается применение безнасосной схемы

Таблица 4.7

Основные средства измерения, устанавливаемые вне технологической части СИКН

Наименование средств измерений и оборудования, входящих в состав СИКН	Пределы допускаемой погрешности средств измерений	Примечание
Система обработки информации	± 0,05 %	В случае невозможности применения преобразователя расхода без вторичной аппаратуры (прибора)
Вторичная аппаратура преобразователей расхода	± 0,05 %	–
Автоматизированное рабочее место оператора	–	На вновь строящихся и реконструируемых СИКН и при наличии по проекту
Стационарная поверочная установка (установка поверки и калибровки ТПУ)	I или II разряда	На одной площадке с СИКН

Таблица 4.8

Дополнительные средства измерения и оборудование СИКН

<table>
<tr><td colspan="2">Наименование средств измерений
и оборудования, входящих в состав СИКН</td><td colspan="2">Пределы допускаемой погрешности
средств измерений</td><td rowspan="2">Примечание</td></tr>
<tr><td>косвенный метод
динамических измерений</td><td>прямой метод
динамических
измерений</td><td>косвенный метод
динамических
измерений</td><td>прямой метод
динамических
измерений</td></tr>
<tr><td colspan="2">1</td><td colspan="2">2</td><td>3</td></tr>
<tr><td>Преобразователь плотности
эталонный стационарный
в блок измерения качества</td><td>нет</td><td>± 0,1 кг/м^3 ****</td><td>–</td><td>При наличии по проекту</td></tr>
<tr><td>Преобразователь вязкости
в блок измерения качества</td><td>нет</td><td>± 1,0 % ***</td><td>–</td><td rowspan="3">При наличии по проекту</td></tr>
<tr><td colspan="2">Преобразователь влагосодержания поточный
(основной и резервный) в блок измерения качества</td><td colspan="2">± 0,1 % ****</td></tr>
<tr><td colspan="2">Преобразователь серосодержания поточный
в блок измерения качества с диапазонами измерений:
0…0,6 %
0,1…1,8 %
1,8…5,0 %</td><td colspan="2">± 0,02 %
± 0,06 %
± 0,18 %</td></tr>
<tr><td>Устройство по корректировке
коэффициента
преобразования
преобразователя расхода по
расходу или расходу
и вязкости</td><td>нет</td><td>± 0,05 %</td><td>–</td><td>При наличии
по проекту,
для коррекции
коэффициента
преобразования
преобразователя расхода</td></tr>
</table>

Окончание табл. 4.8

1		2		3
Суммирующий прибор	–	± 0,05 %	–	При количестве рабочих измерительных линий 2 и более и отсутствии в системе обработки информации встроенной функции суммирования
Индикатор контроля наличия свободного газа		–		При наличии по проекту
Термостатирующий цилиндр в блоке измерения качества		–		
Промывочный насос в блоке измерения качества		–		
Газосигнализатор в блоке измерения качества		–		–
Датчик пожара в блоке измерения качества		–		–
Вентилятор вытяжной в блоке измерения качества		–		–
Нагреватель электрический с терморегулятором в блоке измерения качества		–		–

Примечание:
** – пределы допускаемой относительной погрешности в диапазоне расходов;*
*** – пределы допускаемой относительной погрешности в точке расхода;*
**** – пределы допускаемой приведенной погрешности;*
***** – пределы допускаемой абсолютной погрешности.*

В процессе эксплуатации СИКН обязательно контролируют ряд основных и дополнительных параметров (табл. 4.9, 4.10, 4.11).

Таблица 4.9

Основные параметры, контролируемые при эксплуатации СИКН для прямого и косвенного метода динамических измерений

Параметры	Примечание
Расход нефти через измерительные линии	Величина расхода должна находиться в пределах рабочего диапазона расхода, указанного в свидетельстве о поверке преобразователя объемного или массового расхода
Избыточное давление нефти после преобразователя расхода	С целью обеспечения режима бескавитационной работы преобразователя расхода, избыточное давление после него устанавливают и поддерживают не менее значения, определяемого по формуле: $P = 2{,}06P_н + 2\Delta P$, (4.7) где P – минимальное значение избыточного давления после преобразователя расхода; $P_н$ – давление насыщенных паров, определенное по ГОСТ 1756 при максимальной температуре нефти в СИКН, МПа; ΔP – перепад давления на преобразователе расхода, указанный в техническом паспорте на данный тип, МПа *
Перепад давления на фильтрах	Должен быть не более значения, указанного в паспорте на данный тип фильтра, или не должен превышать значения $2\Delta P_ф$, где $\Delta P_ф$ – перепад давления на фильтре при максимальном расходе, определенный на конкретном СИКН после чистки фильтра
Расход нефти через блок измерения качества	Должен обеспечить: • исключение метрологического отказа поточных преобразователей, установленных в БИК (исключение отклонения их метрологических характеристик от нормированных значений); • достоверность и представительность отбираемой пробы

** Пример. Дано: $P_н$ – 500 мм рт. ст. = 0,067 МПа; ΔP = 0,05 МПа. Решение:* $P = 2{,}06P_н + 2\Delta P = 2{,}06 \times 0{,}067 + 2 \times 0{,}05 = 0{,}24\,МПа$. *То есть, минимальное значение избыточного давления после преобразователя расхода не должно превышать значения 0,24 МПа.*

Таблица 4.10

Дополнительные параметры, контролируемые при эксплуатации СИКН для прямого метода динамических измерений

Параметры	Примечание
Смещение нуля массомера	Контроль смещения нуля проводят в соответствии с техническим описанием на массомер конкретного типа

Таблица 4.11

Дополнительные параметры, контролируемые при эксплуатации СИКН для косвенного метода динамических измерений

Параметры	Примечание
Значение f/ν	f – текущая выходная частота преобразователя расхода; ν – вязкость нефти при контроле значения f/ν, допускается значение расхода не контролировать
Вязкость нефти	При отсутствии устройства или алгоритма по корректировке коэффициента преобразования для преобразователя расхода от изменения вязкости, вязкость нефти не должна отличаться от значений, при которых проводили поверку турбинного счетчика, более чем: • $\pm 2\times10^{-6}$ м^2/с – для турбинных преобразователей расхода типов «Турбоквант», «Норд-М» (Dy от 40 до 200); • $\pm 5\times10^{-6}$ м^2/с – для турбинных преобразователей расхода типов «Ротоквант» (Dy от 150 до 400), «МИГ» (Dy от до 150); «Смит» (Dy до 200); • $\pm 10\times10^{-6}$ м^2/с – для турбинных преобразователей расхода типов «МИГ» (Dy более 150); «Смит» (Dy более 200). Для других типов преобразователей расхода пределы измерений вязкости не должны превышать значений, установленных в описаниях типа по результатам испытаний

Периодичность очередной поверки средств измерений СИКН

Все системы измерения СИКН подлежат первичной и периодической поверкам органами Государственной метрологической службы. Периодическую поверку проводят по графикам, разработанным владельцем СИКН и утвержденным руководителем метрологической службы, осуществляющей поверку, с представлением копий графиков (или выписок из графиков) принимающей (сдающей) стороне и организации,

проводящей техобслуживание. Периодическую поверку средств измерения проводят согласно данным табл. 4.12.

Таблица 4.12

Периодичность поверки средств измерения СИКН

Средство измерения	Периодичность поверки
Весы	1 раз в год
Гири, используемые для поверки весов	1 раз в год
Мерник переносной	1 раз в год
Мерник и весы, установленные стационарно и предназначенные для поверки ТПУ	1 раз в два года
Стационарная ТПУ	1 раз в два года
Передвижная ТПУ	1 раз в год
Рабочий, резервный и контрольно-резервный преобразователь расхода (в т. ч. массомер)	1 раз в год
Эталонный преобразователь расхода	1 раз в год
Пикнометры	1 раз в год
Эталонные плотномеры	1 раз в год
Поточные преобразователи плотности, давления и температуры; манометры, установленные на измерительной линии БИК, вторичной аппаратуры преобразователя расхода, суммирующего прибора, СИО, корректора вязкости	1 раз в год
Стеклянный термометр, установленный на измерительной линии БИК	1 раз в три года
Преобразователи влагосодержания, вязкости, серосодержания	1 раз в год
Уровнемер, применяемый в резервной схеме учета	Согласно описанию типа
СОИ	1 раз в 5 лет
Резервуар, применяемый в резервной схеме учета	1 раз в 5 лет

Пример.

Узел учета нефти фирмы FMC «Energy Systems», США.

Общий вид узла учета нефти фирмы FMC «Energy System» представлен на рис. 4.15, технологическая характеристика в табл. 4.13, 4.14.

Рис. 4.15. Общий вид блока измерительных линий
(*производитель FMC «Energy Systems», США*)

Таблица 4.13

Технологические параметры измерительной линии по расходу

Расход по измерительной линии	По паспорту	По свидетельству о поверке
Минимальный	14 м^3	21 м^3
Максимальный	140 м^3	84 м^3

Таблица 4.14

Технологические параметры измерительной линии по давлению

Давление	По паспорту	На измерительной линии БИЛ	На линии БИК
Минимальное	0,3 МПа	0,3 МПа	0,3 МПа

Максимальное	5,1 МПа	5,1 МПа	5,1 МПа

Нефть поступает в рабочие и резервную линии через входной коллектор и входные задвижки типа *HOV*, установленные на измерительных линиях, и входную задвижку типа *MOV* (назовем ее задвижка *MOV-1*), установленную на контрольной линии. Основное назначение входной задвижки – изолировать линию для технического обслуживания и ремонта. При нормальной эксплуатации задвижка полностью открыта таким образом, чтобы расходомер был всегда заполнен.

После входной задвижки по потоку установлен фильтр типа *STR* (рис. 4.16) с вентилями для сброса воздуха. Фильтр задерживает твёрдые посторонние частицы, которые могут повредить внутренний механизм расходомера. Фильтр измерительной линии не предназначен для очистки и фильтрования продукта. На фильтре установлен датчик перепада давления типа *PDIT*, который контролирует перепад давления на фильтре при заполнении корзины.

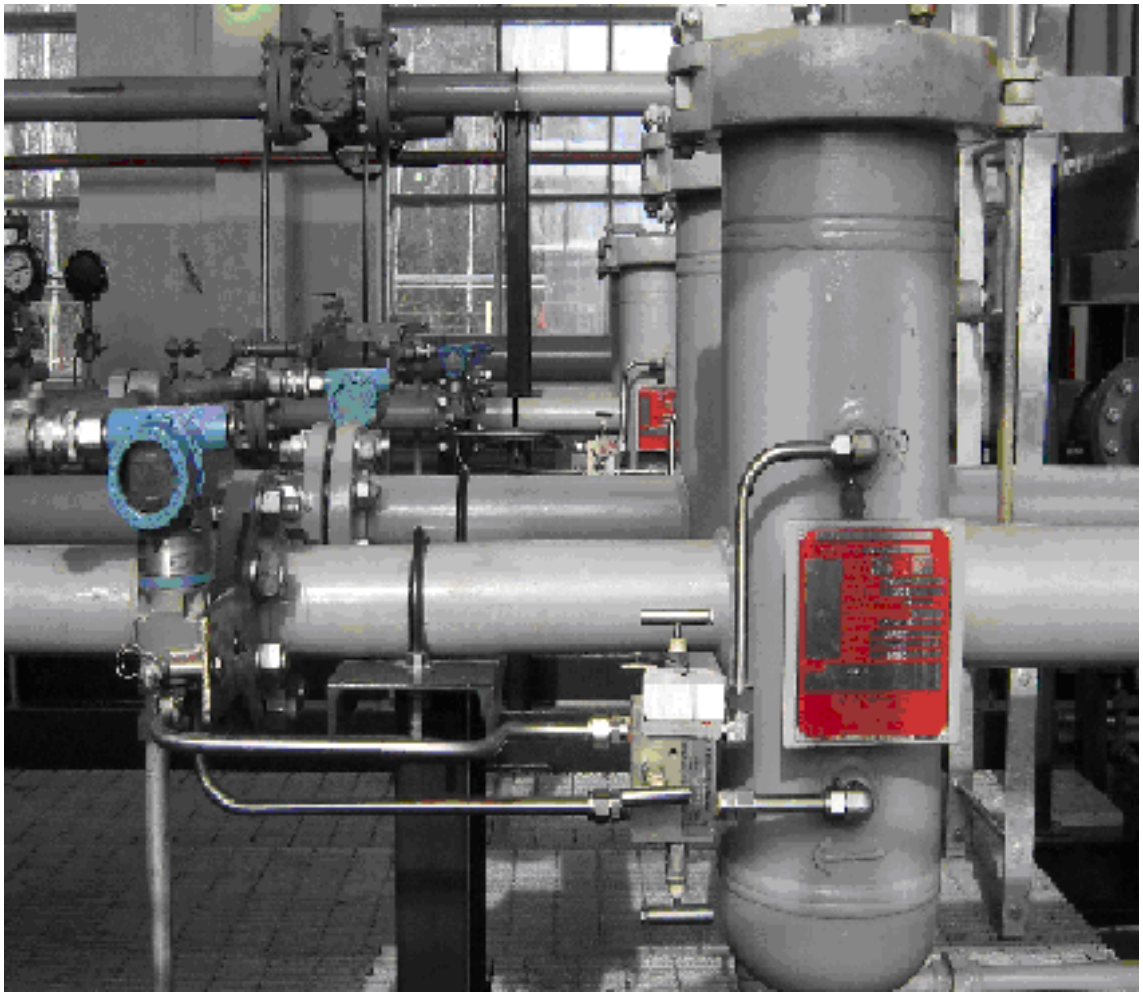


Рис. 4.16. Фильтр типа STR, датчик перепада давления типа PDIT

Высокое дифференциальное давление служит сигналом очистить корзину фильтра, чтобы предупредить повреждение. От фильтра отходит дренажная линия с вентилями – в общую дренажную систему. При работе линии дренажные задвижки пломбируются пломбой грузоотправителя для предотвращения утечек нефти в дренажную ёмкость СИКН (если дренажная емкость принадлежит грузополучателю).

Предохранительный клапан, установленный за фильтром по потоку, служит для предохранения линии от избыточного давления, вызываемого тепловым расширением продукта, когда линия заполнена нефтью и изолирована от потока.

Далее поток нефти поступает в струевыпрямительную секцию, которая состоит из струевыпрямительного элемента типа *CL* и трубы с фланцами. Струевыпрямительная секция устанавливается в том случае, когда до турбинного преобразователя расхода не установлен длинный участок прямой трубы длиной более *20Dy* трубопровода. Это участок трубы длиной *10Dy* трубопровода, в котором находится высокоэффективный элемент, выпрямляющий поток перед тем, как он попадает в расходомер. Струевыпрямительная секция предназначена для уменьшения завихрения и искажения потока нефти, вызываемых в результате ее прохождения через задвижки, насосы, фильтры и другие элементы трубной конфигурации, тем самым достигается равномерная нагрузка на преобразователи расхода, тем самым обеспечивается их точная работа, которая, в свою очередь, влияет на метрологические характеристики трубопоршневой поверочной установки (ТПР).

Далее в расходомере (например, турбинный преобразователь расхода типа *FE* в комплекте с усилителями) происходит преобразование частоты вращения спирального ротора, пропорционального прохождению количества нефти в электрические импульсные сигналы. Усилители преобразуют вращательное движение счётчика в квадратно-волновые сигналы. Данные сигналы передаются во вторичную аппаратуру компьютеров расхода, находящихся в операторной.

В измерительной секции трубопровода, за расходомером установлены датчики: преобразователи давления, преобразователи температуры для передачи сигналов в управляющую систему (рис. 4.17). Для местного контроля установлены: манометры, термометры.

Сразу после измерительной секции размещена клиновая запорная задвижка *MOV-2* (рис. 4.18) с контролем герметичности, соединяющая измерительную линию с коллектором трубопоршневой установки. Задвижка находится в положении «закрыто» при нормальной эксплуата-

ции линии. При закрытии задвижки, пробка загоняется вниз между клиньями, распирая их, причём поверхности клиньев обработаны таким образом, что они попадают в пазы седла и полностью запирают поток с обеих сторон задвижки. Поскольку задвижка держит герметично, очень важно, чтобы давление захваченной в корпусе задвижки жидкости не превысило допустимого внутреннего давления корпуса. Требуется выпуск избыточного давления. Предохранительный клапан теплового расширения работает, только когда задвижка закрыта. Предохранительный клапан срабатывает на давлении, превышающем давление в линии перед задвижкой.

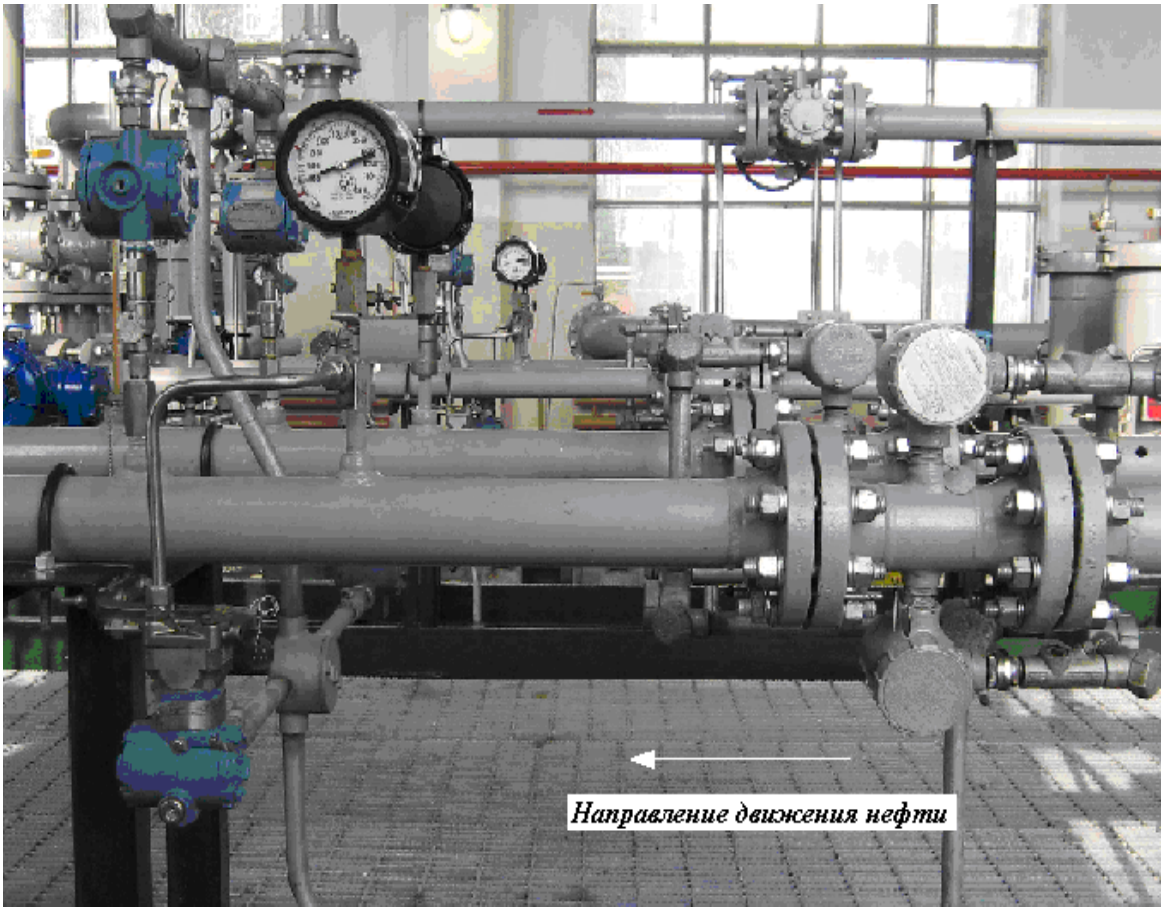


Рис. 4.17. Турбинный преобразователь расхода типа FE с усилителями типа FT; преобразователи давления типа PT; преобразователи температуры типа TT

Затем нефть поступает в регулирующий клапан расхода типа *FCV* (рис. 4.19). Данный клапан регулирует расход нефти через турбинный преобразователь расхода в зависимости от установочного сигнала, поступающего с компьютера расхода.

После регулирующего клапана:

- *на измерительной линии размещена двухсторонняя клиновая запорная задвижка MOV-2, соединяющая измерительную линию с контрольной измерительной линией через задвижку MOV-3 с входным коллектором, поверочной установкой через задвижку MOV-4;*
- *контрольной линии размещена двухсторонняя клиновая запорная задвижка MOV-5, соединяющая контрольную измерительную линию с входным коллектором ТПУ.*

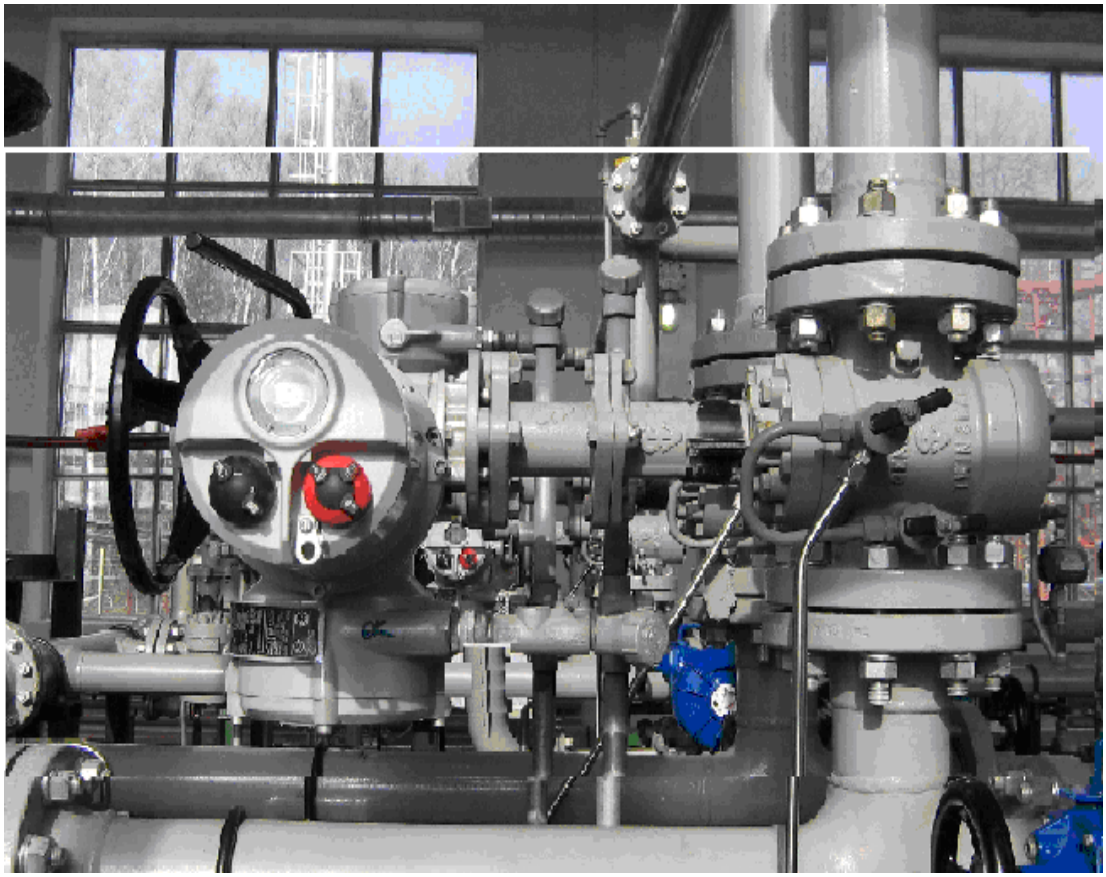


Рис. 4.18. Клиновая запорная задвижка типа MOV-2. Вид сбоку

Задвижки *MOV-2* и *MOV-5* находится в положении «закрыто» при работе измерительных линий. Их открывают только при проведении работ по поверке, по контролю метрологических характеристик рабочих расходомеров согласно графикам, а также при проведении внеочередного контроля метрологических характеристик по контрольному расходомеру или ТПУ.

При работе измерительных линий входные задвижки типа *HOV* и выходные задвижки *MOV-6* открыты, поток нефти поступает в выходной коллектор узла учета нефти. На общем выходном коллекторе измерительных линий смонтирован первичный преобразователь индикатора фазового состояния, который контролирует наличие свободного

газа в потоке нефти. При определении наличия свободного газа в потоке нефти, вторичный прибор, установленный в операторной, подает

Рис. 4.19. Регулирующий клапан расхода типа FCV

звуковой сигнал. По технологическому трубопроводу через открытую электроприводную задвижку поток нефти поступает на регулятор давления, далее – в магистральный нефтепровод.

4.2.3. Определение массы нефти в мерах вместимости и мерах полной вместимости

В случае отказа средств измерений (табл. 4.15), не позволяющего провести учет по СИКН, осуществляют переход на резервную схему учета.

За кратчайшее время, от момента отказа до перехода на резервную схему учета, количество перекаченной нефти определяют расчетным

путем. Параметры потока (давление, температуру, плотность нефти) принимают равными средним значениям за последний отчетный период. Значение расхода нефти принимают равным зафиксированному значению за последние два часа при неизменном режиме перекачки.

Таблица 4.15

Случаи перехода на резервную схему учета нефти

Случаи	Примечание
Одновременный отказ преобразователей расхода, фильтров или струевыпрямителей на рабочей и резервной измерительных линиях	При случае, когда расход через одну исправную измерительную линию из оставшихся превышает допустимые пределы рабочего диапазона преобразователя расхода, согласно свидетельству о его поверке
Отклонения значения вязкости при отсутствии устройства по корректировке коэффициента преобразования турбинного преобразователя расхода по вязкости	Более чем: • *± 2×10^{-6} м^2/с – для турбинных преобразователей расхода типов «Турбоквант», «Норд-М» (Dy от 40 до 200);* • *± 5×10^{-6} м^2/с – для турбинных преобразователей расхода типов «Ротоквант» (Dy от 150 до 400), «МИГ» (Dy от ... до 150); «Смит» (Dy до 200);* • *± 10×10^{-6} м^2/с – для турбинных преобразователей расхода типов «МИГ» (Dy более 150); «Смит» (Dy более 200).* • *Для других типов преобразователей расхода пределы измерений вязкости не должны превышать значений, установленных в описаниях типа по результатам испытаний*
Реконструкция и проведение плановых работ по обслуживанию, требующих остановки СИКН	Только по взаимному согласию сдающей и принимающей сторон
Отключение электроэнергии	При отсутствии резервирования электроснабжения
Наличие утечек нефти через задвижки и при их отказе	Задвижки установлены на байпасном трубопроводе СИКН

Аварийные ситуации	Эксплуатация СИКН невозможна (пожар)

Определение массы нефти в мерах вместимости

Массу нефти в мерах вместимости определяют:

- *косвенным методом статических измерений;*
- *прямым методом статических измерений;*
- *косвенным методом, основанным на гидростатическом принципе.*

При измерениях *косвенным методом статических измерений* в мерах вместимости объем нефти определяют по градуировочной таблице, используя результат измерений уровня нефти в мере вместимости. Плотность нефти измеряют переносным плотномером или определяют в лаборатории по объединенной пробе нефти, отобранной из меры вместимости по ***ГОСТ 2517***. Массу брутто нефти определяют как произведение объема нефти и плотности, приведенной к условиям измерений объема, или как произведение объема нефти и плотности нефти, приведенных к стандартным условиям.

При измерениях *прямым методом статических измерений* массу порожней меры вместимости и массу меры вместимости с нефтью измеряют на весах. Массу брутто нефти вычисляют как разность массы меры вместимости с нефтью и массы порожней меры вместимости.

При измерениях *косвенным методом, основанным на гидростатическом принципе,* массу нефти вычисляют, используя результат измерений гидростатического давления столба нефти и специальные градуировочные таблицы. Учет количества принятой и сданной нефти *косвенным методом статических измерений* с использованием резервуаров проводят после 2-часового отстоя нефти в резервуарах и дренажа подтоварной воды и загрязнений. Уровень нефти измеряют уровнемерами, измерительными рулетками с лотом (по ***ГОСТ 7502***) или электронными рулетками. Уровень подтоварной воды измеряют уровнемерами, измерительными рулетками при помощи водочувствительной ленты или пасты, электронными средствами измерений.

Определение вместимости при применении *косвенного метода статических измерений и косвенного метода, основанного на гидростатическом принципе*, проводят по следующим нормативным документам.

- *Вместимость стальных вертикальных цилиндрических резервуаров* (***ГОСТ 8.570 и МИ 1124***).
- *Вместимость горизонтальных цилиндрических резервуаров* (***ГОСТ 8.346***).
- *Вместимость железобетонных резервуаров* (***РД 50–156 и МИ 2778***).
- *Вместимость железнодорожных цистерн* (***ПМГ 65***).
- *Вместимость автоцистерн* (***ГОСТ Р 8.569***).

- *Вместимость резервуаров* (*танков*) *речных и морских судов* (***МИ 2579***).

Измерения уровня нефти и подтоварной воды уровнемером или электронной рулеткой. Измерения уровня нефти и уровня подтоварной воды уровнемером или электронной рулеткой проводят в соответствии с эксплуатационной документацией на уровнемер или электронную рулетку.

Измерения уровня нефти измерительной рулеткой. Ленту рулетки до и после измерений протирают мягкой тряпкой насухо. Проверяют базовую высоту резервуара как расстояние по вертикали от днища в точке касания груза измерительной рулетки до верхнего края измерительного люка или до риски направляющей планки измерительного люка. Полученный результат сравнивают с известной (паспортной) величиной базовой высоты, нанесенной на резервуаре.

Если базовая высота ($H_б$) отличается от полученного результата не более чем на 0,1 % $H_б$, то измерение уровня нефти рулеткой осуществляется в следующей последовательности:

- *опускают ленту рулетки с грузом медленно до касания лотом днища или опорной плиты* (*при наличии*), *не допуская отклонения лота от вертикального положения, не задевая за внутреннее оборудование, сохраняя спокойное состояние поверхности нефти и не допуская волн;*
- *рулетку поднимают строго вертикально, не допуская смещения в сторону, и берут отсчет на месте смоченной нефтью части ленты.*

Отсчет по ленте рулетки проводят сразу после появления смоченной части ленты рулетки над измерительным люком с точностью до 1 мм. Измерения уровня жидкости в каждом резервуаре проводят дважды. Если результаты измерений отличаются не более чем на 1 мм, то в качестве результата измерений уровня принимают их среднее значение. Если полученное расхождение измерений составляет более 1 мм, то измерения повторяют еще дважды и берут среднее значение из трех наиболее близких измерений.

Если базовая высота отличается от полученного результата более чем на 0,1 % от базовой высоты, выясняют причину изменения базовой высоты и устраняют ее в кратчайшие сроки. Базовую высоту резервуара измеряют не менее чем 1 раз в год.

На период, необходимый для выяснения и устранения причин изменения базовой высоты, разрешается измерения уровня нефти проводить по высоте пустоты резервуара.

Определение уровня нефти по высоте пустоты резервуара с помощью измерительной рулетки. Опускают ленту рулетки с грузом медленно до погружения лота в нефть, не допуская отклонения лота от вертикального положения, не задевая за внутреннее оборудование, сохраняя спокойное состояние поверхности нефти и не допуская волн.

Первый отсчет (верхний) берут по рулетке на уровне риски планки замерного люка. Затем рулетку поднимают строго вертикально, не допуская смещения в сторону, и берут отсчет на месте смоченной нефтью части ленты (нижний отсчет).

Отсчет по ленте рулетки проводят сразу после появления смоченной части ленты рулетки над измерительным люком с точностью до 1 мм. Измерения высоты пустоты в каждом резервуаре проводят дважды. Если результаты измерений отличаются не более чем на 1 мм, то в качестве результата измерений уровня принимают их среднее значение. Если полученное расхождение измерений составляет более 1 мм, то измерения повторяют еще дважды и берут среднее значение из трех наиболее близких измерений. Высоту пустоты находят как разность верхнего и нижнего отсчетов по рулетке. Уровень нефти в резервуаре определяют вычитанием полученного значения высоты пустоты из паспортной величины базовой высоты резервуара.

Измерения уровня подтоварной воды в резервуарах измерительной рулеткой. Измерения уровня подтоварной воды в резервуарах проводят измерительной рулеткой при помощи водочувствительной ленты или пасты в следующей последовательности.

- *Водочувствительную ленту в натянутом виде прикрепляют к поверхности лота с двух противоположных сторон.*
- *Водочувствительную пасту наносят тонким слоем (0,2…0,3 мм) на поверхность лота полосками с двух противоположных сторон.*
- *Рулетку с лотом с водочувствительной пастой или с прикрепленной водочувствительной лентой при определении уровня подтоварной воды выдерживают в резервуаре неподвижно в течение 2…3 минут, когда водочувствительный слой полностью растворится и грань между слоями воды и нефти будет резко выделена.*

Измерения уровня подтоварной воды в каждом резервуаре проводят дважды. Если результаты измерений отличаются не более чем на 1 мм, то в качестве результата измерений уровня принимают их среднее значение. Измерения уровня подтоварной воды повторяют, если на ленте или пасте она обозначена нечетко, косой линией или на неодинаковой высоте с обеих сторон, что указывает на наклонное положение лота при выполнении измерений. Размытая грань является следствием отсутствия резкой границы раздела между водой и нефтью и свидетельствует о наличии водоэмульсионного слоя. В этом случае измерения повторяют после отстоя и расслоения эмульсии.

Определение фактического объема нефти в резервуаре. Общий объем нефти в резервуаре и объем подтоварной воды определяют

по градуировочной таблице на конкретный резервуар. Фактический объем нефти в резервуаре вычисляют по формуле

$$V_{н} = V_0\left[1 + (2\alpha_{ст} + \alpha_s)\cdot(t_{ст} - 20)\right], \qquad (4.7)$$

где $\boldsymbol{V_0}$ *– объем нефти в резервуаре по градуировочной таблице, м*^{3}*, определяемый по формуле*

$$V_0 = V_{ж} - V_{в}, \qquad (4.8)$$

где $\boldsymbol{V_{ж}}$ *– объём жидкости (нефть и подтоварная вода), определяемый по градуировочной таблице резервуара, составленной для температуры 20 °С по ГОСТ 8.570, м*^{3}*;*

$\boldsymbol{V_{в}}$ *– объем подтоварной воды в резервуаре, определяемый по градуировочной таблице резервуара, составленной для температуры 20 °С по ГОСТ 8.570, м*^{3}*;*

$\boldsymbol{\alpha_{ст}}$ *– температурный коэффициент линейного расширения материала стенки резервуара, значение которого принимают равным* $12{,}5\cdot10^{-6}$ *1/°С;*

$\boldsymbol{\alpha_s}$ *– температурный коэффициент линейного расширения материала средства измерений уровня, значение которого при измерениях уровня рулеткой из нержавеющей стали* α_s *принимают равным* $12{,}5\cdot10^{-6}$*, 1/°С. При измерениях уровня нефти рулеткой по высоте пустоты резервуара, а также при измерениях уровня нефти уровнемерами принимают* $\alpha_s = 0$*;*

$\boldsymbol{t_{ст}}$ *– температура стенки резервуара, принимаемая равной температуре нефти в резервуаре.*

Определение плотности нефти в мерах вместимости. Плотность нефти измеряют плотномером в соответствии с инструкцией по эксплуатации на данный тип либо по ***ГОСТ 3900*** или по ***ГОСТ Р51069*** по объединенной пробе нефти, отобранной из резервуара. Значения плотности приводят в соответствие к температуре измерения объёма нефти в резервуаре и к стандартным условиям ***МИ 2153*** или ***МИ 2632.***

Определение температуры нефти в мерах вместимости. Среднюю температуру нефти в мерах вместимости определяют с помощью стационарных преобразователей температуры или преобразователя температуры в составе электронной рулетки в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации одновременно с измерениями уровня или вручную путем ее измерений при отборе точечных проб.

При отборе объединенной пробы стационарными пробоотборниками в один прием (по ***ГОСТ 2517***) определяют среднюю температуру нефти путем измерений температуры этой пробы термометром.

При отборе точечных проб температуру нефти в пробе определяют в течение 1…3 минут после отбора пробы, при этом переносной пробоотборник выдерживают на уровне отбираемой пробы в течение не менее пяти минут. Термометр погружают в нефть на глубину, указанную в техническом паспорте на данный термометр, и выдерживают в пробе до принятия столбиком ртути постоянного положения.

Среднюю температуру нефти рассчитывают по температуре точечных проб, используя соотношение для составления объединенной пробы из точечных по ***ГОСТ 2517*** [47, 50, 51].

Определение массы брутто нефти в мерах вместимости. Массу брутто нефти, в тоннах, в мерах вместимости вычисляют по формуле

$$M_{бр} = V_н \rho_н \times 10^{-3}, \qquad (4.9)$$

где $\boldsymbol{\rho_н}$ *– плотность нефти при температуре измерений объема в резервуаре, кг/м*^{3}*;* $\mathbf{V_Н}$ *– фактический объем нефти в резервуаре, м*^{3}*.*

Определение массы брутто нефти при откачке из мер вместимости. При откачке нефти из мер вместимости (резервуара) массу сданной нефти определяют как разность первоначальной массы и массы остатка. Массу сданной нефти $M_{сд}$ вычисляют по формуле

$$Ì_{ñä} = Ì_{í_1} - Ì_{í_2}, \qquad (4.10)$$

где $\boldsymbol{M_{н_1}}$ *– масса нефти до начала откачки, т;*

$\boldsymbol{M_{н_2}}$ *– масса остатка нефти, определённая после откачки нефти из резервуара, т.*

Определение массы брутто нефти при закачке нефти в меры вместимости. При закачке нефти в меры вместимости (в резервуары, танки наливных судов, железнодорожные цистерны) массу принятой нефти $\boldsymbol{M_{пр}}$ вычисляют по формуле

$$M_{ïð} = Ì_{í_2} - Ì_{í_1}. \qquad (4.11)$$

Определение содержания балласта в нефти в мерах вместимости проводят в испытательной лаборатории с использованием проб, отбираемых в соответствии с ***ГОСТ 2517.***

При автоматизированных измерениях массы нефти в мерах вместимости уровень нефти измеряют уровнемером, входящим в состав автоматизированной системы учета. Плотность нефти определяют по каналу измерений плотности АСУ, или по объединенной пробе нефти, отобранной по ГОСТ 2517. Температуру нефти измеряют автоматически, используя канал измерений температуры автоматизированной системы учета.

Определение массы нефти в мерах полной вместимости

При измерениях массы нефти в мерах полной вместимости *косвенным методом статических измерений* объем нефти определяют по свидетельству о поверке меры полной вместимости. Плотность нефти измеряют переносным плотномером или определяют лабораторным методом по точечной пробе нефти. Массу брутто нефти определяют как произведение объема нефти и плотности, приведенной к условиям измерений объема, или как произведение объема нефти и плотности нефти, приведенных к стандартным условиям. Температуру нефти в мерах полной вместимости измеряют термометром в точечной пробе нефти.

При измерениях массы нефти в мерах полной вместимости *прямым методом статических измерений* массу порожней меры полной вместимости и массу меры полной вместимости с нефтью измеряют на весах. Массу брутто нефти вычисляют как разность массы меры полной вместимости с нефтью и массы порожней меры полной вместимости.

Определение массы нефти при отгрузке в танки наливных судов. Определение массы нефти при отгрузке в танки наливных судов проводят по данным береговой СИКН прямым методом динамических измерений, косвенным методом динамических измерений. В качестве *резервной схемы* измерений применяют *косвенный метод статических измерений* (по резервуарам).

В качестве *резервного средства* измерений могут быть использованы танки наливных судов при наличии градуировочных таблиц, утвержденных в установленном порядке, и известном значении специального ***поправочного множителя К*** (*по МИ 1001*), учитывающего отклонение значения полной вместимости танкера от ее расчетного калиброванного значения за счет различных факторов (неточность градуировочных таблиц, наличие неудаленных остатков, деформация танков и т. п.).

При измерениях массы нефти в танках косвенным методом статических измерений объем нефти определяют по градуировочной таблице танкера, используя результаты измерений уровня нефти в танке и уровня подтоварной воды. Плотность нефти измеряют переносным плотномером или определяют в лаборатории по объединенной пробе нефти. Массу брутто нефти определяют как произведение объема нефти и плотности, приведенной к условиям измерений объема, или как произведение объема нефти и плотности нефти, приведенных к стандартным условиям.

Измерения уровня нефти и подтоварной воды в танке проводят после отстоя нефти не менее 30 минут.

Определение массы нефти при отгрузке в железнодорожные цистерны. При транспортировке партии нефти в железнодорожных цистернах массу нефти определяют следующими методами:

- *по результатам налива нефти в цистерны с использованием СИКН;*
- *прямым методом статических измерений;*
- *косвенным методом статических измерений.*

Измерения уровня нефти в железнодорожных цистернах выполняют после отстоя нефти не менее 10 минут.

Плотность нефти измеряют переносным плотномером или определяют в лаборатории по объединенной пробе нефти. Массу брутто нефти определяют как произведение объема нефти и плотности, приведенной к условиям измерений объема, или как произведение объема нефти и плотности нефти, приведенных к стандартным условиям.

При измерениях массы нефти в железнодорожных цистернах прямым методом статических измерений взвешиванием на весах *расцепленных* (*нерасцепленных*) *цистерн* массу брутто нефти в цистерне вычисляют как разность масс брутто до и после налива (слива) нефти в цистерны, измеренных на весах (в движении).

4.2.4. Определение массы нефти в нефтепроводах

Массу брутто нефти, находящейся в трубопроводе, определяют как суммарную массу нефти на отдельных участках трубопровода. Расчетные участки выбирают таким образом, чтобы разность давлений между конечной и начальной точками участка не превышала 0,3 МПа. Полученный результат округляют до целого значения тонн:

$$M_{тр} = \sum_{i=1}^{n} M_{уч}, \qquad (4.12)$$

где $\boldsymbol{n}$ *– число участков;*

$\boldsymbol{M_{уч}}$ *– масса брутто нефти на отдельном участке трубопровода, определяемая как произведение геометрического объема внутренней полости участка трубопровода на среднее значение плотности нефти на данном участке:*

$$M_{уч} = V_{у} \frac{\rho_{ср}}{1000}, \qquad (4.13)$$

для самотечных участков трубопровода:

$$M_{уч} = K_{з} \times V_{уч} \frac{\rho_{ср}}{1000}, \qquad (4.14)$$

где $\boldsymbol{V_{уч}}$ *– вместимость участка трубопровода, м*^{3}*;*

$\boldsymbol{\rho_{ср}}$ *– среднее значение плотности нефти на участке, кг/м*^{3}*;*

$\boldsymbol{K_{з}}$ *– коэффициент заполнения трубопровода, определяемый по специальной методике и градуировочной таблице* ***Р 50.2.040–2004****.*

С учетом влияния средних для данного участка значений температуры и давления вместимость участка трубопровода рассчитывают по формуле

$$V_{уч} = V_{гр} \times K_t \times K_p, \qquad (4.15)$$

где $\boldsymbol{V_{гр}}$ *– вместимость участка трубопровода, определяемая по специальным градуировочным таблицам, м*^{3}*;*

$\boldsymbol{K_t}$ *– коэффициент, учитывающий влияние температуры* (*специальные таблицы, приведенные в Р 50.2.040–2004*)*;*

$\boldsymbol{K_p}$ *– коэффициент, учитывающий влияние давления* (*специальные таблицы, приведенные в Р 50.2.040–2004*).

Средние для данного участка значения температуры, давления и плотности нефти, находящегося в линейной части магистрального нефтепровода и в технологических трубопроводах, определяют как среднее арифметическое соответствующих величин, измеренных в начале и конце участка нефтепровода во время проведения инвентаризации:

$$t_{ср} = 0{,}5 \cdot (t_{нач} + t_{кон}),\ \rho_{ср} = 0{,}5 \cdot (\rho_{нач} + \rho_{кон}),\ P_{ср} = 0{,}5 \cdot (P_{нач} + P_{кон}). \qquad (4.16)$$

Для трубопроводов с предварительно подогретой нефтью

$$t_{ср} = 1/3 \cdot t_{нач} + 2/3 \cdot t_{кон}, \qquad (4.17)$$

где $\boldsymbol{\rho_{нач}}$, $\boldsymbol{\rho_{кон}}$ *– плотности нефти, измеренные в начале и конце участка и приведенные к средней температуре и среднему давлению, кг/м*^{3}*;*

$\boldsymbol{P_{нач}}$, $\boldsymbol{P_{кон}}$ *– давления, измеренные в начале и конце участка, МПа;*

$\boldsymbol{t_{нач}}$, $t_{кон}$ *– температуры, измеренные в начале и конце участка, °С.*

Если за период времени, соответствующий заполнению рассматриваемого участка непосредственно перед инвентаризацией, в начале участка наблюдалось изменение плотности (приведенной к одной температуре) более чем на 5 кг/м^3, среднее значение плотности рассчитывают по формуле

$$\rho_{ср} = \frac{1}{V_{уч}} \cdot \sum_{j=1}^{k} Q_j \cdot \rho_j, \qquad (4.18)$$

где $\boldsymbol{V_{уч}}$ *– вместимость трубопровода;*

$\boldsymbol{Q_j}$ *– объем j-й партии, измеренный в начале участка;*

$\boldsymbol{\rho_j}$ *– плотность j-й партии, измеренная в начале участка;*

k *– число партий, необходимых для заполнения участка трубопровода.*

Требуемое число партий k определяют из условия

$$\sum_{j=1}^{k} Q_j \cdot \left[1 + \beta(t_{ср} - t_{нач}) + \gamma(P_{нач} - P_{ср})\right] = V_{тр}, \qquad (4.19)$$

где $\boldsymbol{\beta}$, $\boldsymbol{\gamma}$ *– коэффициенты объемного расширения и сжимаемости нефти, определенные в соответствии с МИ 2632* (°*С* $^{-1}$, *МПа* $^{-1}$, *соответственно*).

Массовую долю балласта $\boldsymbol{m_{тр}}$, %, содержащегося в нефти, находящейся в нефтепроводе, рассчитывают как средневзвешенное значение соответствующих величин, определенных в начале участка нефтепровода на момент его заполнения нефтью:

$$m_{тр} = \frac{1}{M_{тр}} \cdot \sum_{j=1}^{k} m_j \cdot Q_j \cdot \rho_j = \frac{1}{M_{тр}} \cdot \sum_{j=1}^{k} m_j \cdot M_j, \qquad (4.20)$$

где $\boldsymbol{m_j}$ *– массовая доля балласта в начале участка нефтепровода на момент его заполнения, %;*

$\boldsymbol{M_{тр}}$ *– масса нефти (брутто), находящейся в трубопроводе, т;*

$\boldsymbol{M_j}$ *– масса j-й партии, т.*

Масса нефти нетто в линейной части магистрального трубопровода и в технологических трубопроводах (фактическое наличие нефти) составляет:

$$M_{н} = M_{тр} \cdot \left(1 - 0{,}01 \cdot m_{тр}\right). \qquad (4.21)$$

4.3. Погрешности измерений

Разновидности погрешностей

Погрешность средств измерений – разность между показанием средства измерений X_n и истинным (действительным) значением измеряемой величины $X_д$. Исследователя или технолога, т. е. пользователя средствами измерений, интересует в конечном итоге погрешность получаемых результатов измерения. Но она складывается из большого числа составляющих. Разнообразие проявления погрешностей и причин их возникновения вызвало необходимость деления этих составляющих на разновидности. Этих разновидностей составляющих погрешности средств и результатов измерения введено уже около 30 (инструментальная, методическая, основная, дополнительная, статическая, динамическая, аддитивная, мультипликативная и т. д.). И этот перечень терминов, необходимых для обозначения всех составляющих погрешности непрерывно пополняется.

Для исследования долговременной динамики изменения погрешностей средств измерений во время их эксплуатации нас будет интересовать еще одно свойство составляющих погрешности, а именно подверженность их изменению во времени. Поэтому при рассмотрении представляется целесообразным из всех составляющих погрешности результата измерения сразу же исключить составляющие методических погрешностей, обязанные своим появлением методике использования средств измерений, а рассматривать лишь собственно погрешность

средства измерений, т. е. его инструментальную погрешность, указываемую в паспорте прибора.

Погрешности, не изменяющиеся во времени, могут быть обусловлены недостаточной точностью образцовых средств измерений, используемых при градуировке. Казалось бы, что возникающие вследствие этого погрешности градуируемого средства измерения являются строго систематическими и поэтому могут быть устранены внесением в результаты измерения соответствующих поправок. Это так, если к прибору прилагается график поправок для каждой отметки его шкалы. Но если такой график отсутствует или не используется, то возникающая в результате измерения погрешность является случайной, так как на одном делении она положительна, на другом – отрицательна, а на третьем – равна нулю. Поэтому для шкалы в целом она является случайной, но, тем не менее, неизменной во времени составляющей.

Для рассмотрения процессов изменения погрешностей средств измерений во времени необходимо деление погрешностей на инструментальные и методические, на случайные и систематические, на основную и дополнительные.

Существует распространенная классификация погрешностей средств измерений. Ниже приводятся примеры их наиболее часто используемых видов.

Инструментальная и методическая погрешности

Деление погрешностей на инструментальные и методические очень важно, так как при рассмотрении динамики погрешностей средств измерений за время их эксплуатации речь может идти о непрерывном возрастании лишь инструментальных погрешностей средств измерений.

Согласно ***ГОСТ 16263–70*** инструментальными (приборными, аппаратными) погрешностями называются такие, которые присущи данному средству измерения, т. е. могут быть определены при его испытаниях и олжны быть указаны в его паспорте.

При использовании приборов для измерений возникают еще и другие погрешности, которые обусловлены не инструментальными погрешностями данного прибора, а методом его использования. Они не могут быть приписаны прибору и указаны в его паспорте. Эти погрешности называются методическими.

Относительно термина «методическая погрешность» необходимо отметить, что в последнее время, особенно в теории цифровых приборов, его начали употреблять совсем в другом смысле, а именно для обозначения погрешности, вызванной методом, положенным в основу, и не зависящей от разработчика и изготовителя. Погрешность кванто-

вания в цифровых приборах действительно является неизбежной: она обусловлена самим методом цифрового представления информации. Поэтому разработчик именует ее «методической», стараясь тем самым подчеркнуть, что ее размер не зависит от его усилий. Тем не менее, в аспорте прибора эта погрешность, согласно ***ГОСТ 8.009–84***, должна указываться как инструментальная.

Часто причиной возникновения методической погрешности является то, что нередко измеряют или вынуждены измерять не ту величину, которая должна быть измерена, а близкую, но не равную ей. Например, выбор метода построения прибора для измерений запаса горючего в баке автомобиля. Ясно, что суммарная энергия, запасенная в топливе, определяется его массой (а не объемом) и для ее измерения нужны весы. Но совмещение топливного бака с весовым механизмом резко усложняет конструкцию. Поэтому разработчик заменяет весы простейшим поплавковым уровнемером, хотя уровень топлива зависит и от наклона бака, и от температуры и приближенно отражает массу топлива. Для разработчика погрешности прибора, вызванные наклоном и температурой, представляются «методическими», т. е. обусловленными выбранным методом. Но для пользователя это инструментальные погрешности данного прибора, и они, безусловно, должны указываться в паспорте.

Нередки случаи, когда трудно указать способ измерений, исключающий методическую погрешность. Например, измерению подлежит температура раскаленных болванок, поступающих из печи на прокатный стан. Где разместить датчик температуры – под болванкой, сбоку или над болванкой? Где бы мы его ни поместили, мы не измерим внутренней температуры тела болванки, т. е. будем иметь существенную методическую погрешность, так как измеряем не то, что нужно, а то, что проще. Ясно, что подобные погрешности никак не могут быть указаны в паспорте средств измерений и, следовательно, являются не инструментальными, а методическими.

Основная и дополнительные погрешности

Основная погрешность средства измерений – погрешность средства измерений, применяемого в нормальных условиях, т. е. в условиях, которые определены в нормативно-технической документации на него как нормальные. Нормальные значения влияющих величин указываются в стандартах или технических условиях на средства измерений данного вида в форме номиналов с нормированными отклонениями. Наиболее типичными нормальными условиями являются:

- *температура* (20 ± 5) *°C;*

- *относительная влажность* (*65 ± 15*) *%;*
- *атмосферное давление* (*100 ± 4*) *кПа или* (*750 ± 30*) *мм рт. ст.;*
- *напряжение питания электрической сети 220 В ± 2 % с частотой 50 Гц.*

Иногда вместо номинальных значений влияющих величин указывается нормальная область их значений. Например, влажность (30…80) %. Дополнительная погрешность средств измерений – составляющая погрешности средств измерений, возникающая дополнительно к основной погрешности вследствие отклонения какой-либо из влияющих величин от нормального ее значения. Деление погрешностей на основную и дополнительные обусловлено тем, что свойства средств измерений зависят от внешних условий.

Таким образом, деление погрешностей на основную и дополнительные является чисто условным и определяется теми формулировками нормативных документов, которые оговаривают, что считать для данного средства измерения «нормальными» условиями, а что «рабочими».

Систематические, прогрессирующие и случайные погрешности

Систематическими называются погрешности, не изменяющиеся с течением времени, а также погрешности, являющиеся неизменными во времени функциями определенных влияющих факторов. Основное отличительное свойство систематических погрешностей в том, что они могут быть почти полностью устранены введением соответствующих поправок.

Особую опасность представляют постоянные систематические погрешности, так как их присутствие очень сложно обнаружить. Единственный способ их обнаружения состоит в повторной поверке прибора по образцовым мерам.

Прогрессирующими (в иностранной литературе – дрейфовыми) называются погрешности, медленно изменяющиеся с течением времени. Эти погрешности, как правило, вызываются процессами старения различных деталей аппаратуры: разрядка источников питания, старение транзисторов, резисторов, конденсаторов, деформация и изменение упругости механических деталей, усадка бумажной ленты в самопишущих приборах и т. п. Особенностью прогрессирующих погрешностей является то, что они могут быть скорректированы введением поправки лишь в данный момент времени, а далее вновь монотонно возрастают. Поэтому, в отличие от систематических погрешностей, которые могут быть скорректированы один раз на весь срок службы прибора, прогрессирующие погрешности требуют непрерывного повторения коррекции и тем более частого, чем меньше их остаточное значение. Другая особенность прогрессирующих погрешностей состоит в том, что их изменение во времени представляет собой нестационарный случайный процесс, и по-

этому в рамках хорошо разработанной теории стационарных случайных процессов они могут быть описаны лишь с оговорками.

Случайными погрешностями называют непредсказуемые ни по знаку, ни по размеру (либо недостаточно изученные) погрешности. Они определяются сложной совокупностью причин, трудно поддающихся анализу. Присутствие случайных погрешностей (в отличие от систематических) легко обнаруживается при повторных измерениях в виде некоторого разброса получаемых результатов. Таким образом, главной отличительной чертой случайных погрешностей является их непредсказуемость от одного отсчета к другому.

Поэтому описание случайных погрешностей может быть осуществлено только на основе теории вероятностей, но с существенными оговорками. Так как в теории вероятностей под термином «случайная величина» понимается более узкое, ограниченное многими условиями понятие, чем под термином «случайная погрешность» в измерительной технике.

Понятие полосы погрешностей средств измерений

Совместное действие всех составляющих инструментальной погрешности средства измерений приводит к тому, что градуировочные характеристики датчиков, приборов, измерительных каналов информационных систем (ИИС) и измерительно-вычислительных комплексов (ИВК) оказываются в какой-то степени неоднозначными, невоспроизводимыми. При экспериментальном их определении, т. е. при градуировке, получают на графике точки, расположенные в некоторой полосе, по которой проводят плавную среднюю кривую. Эту кривую и принимают за номинальную градуировочную характеристику средства измерений, хотя некоторые экспериментальные точки от нее и отклоняются. Для наименования этих отклонений используют определенные термины.

Случайный разброс показаний от отсчета к отсчету или от прибора к прибору часто называют погрешностью воспроизводимости. Систематически наблюдающиеся отклонения от выбранной в качестве характеристики плавной кривой в общем случае называются погрешностью адекватности выбранной аппроксимирующей функциональной зависимости (прямой линии, параболы и т. д.) фактической характеристики средства измерений. Если в качестве характеристики выбрана прямая, то погрешность ее адекватности называют погрешностью линейности средства измерений. Если погрешность адекватности меняет свой знак в зависимости от направления предшествовавшего отсчету изменения входной величины, то такую погрешность прибора или преобразователя называют погрешностью гистерезиса или вариацией средства измерений.

Совместное действие всех этих величин приводит к тому, что многократно снятые характеристики прибора или серии однотипных приборов занимают на графике некоторую полосу. Поэтому в теории измерений используется понятие полосы неопределенности, или полосы погрешностей, данного типа или данного экземпляра прибора, датчика или измерительного канала ИИС и ИВК.

Отсюда погрешность данного измерительного преобразователя, датчика, прибора или канала ИИС есть разность между реальной и номинальной его характеристиками, т. е. не число, а функция измеряемой величины.

Аддитивная и мультипликативная составляющие полосы погрешностей средства измерений служат для описания формы границ полосы погрешностей средства измерений.

Когда абсолютная погрешность средства измерений во всем его рабочем диапазоне ограничена постоянным (не зависящим от текущего значения x) пределом $\pm\Delta$, то такая погрешность называется ***аддитивной***, или погрешностью нуля (экспериментальные точки заключены в границы, параллельные друг другу). Это понятие применимо как к случайным, так и к систематическим погрешностям.

Мультипликативной погрешностью (погрешностью чувствительности) называется такая погрешность, когда ширина полосы погрешностей средства измерений возрастает пропорционально росту входной величины $\boldsymbol{x}$, а при $\boldsymbol{x = 0}$ равна нулю. Однако реально приборов с чисто мультипликативной полосой погрешности не существует, т. к. невозможно создать прибор с нулевым значением погрешности при $\boldsymbol{x = 0}$. Это означало бы, что прибор мог бы измерять любые сколь угодно малые величины. В действительности же аддитивные погрешности от шума, дрейфа, трения, наводок, вибраций и т. п. неизбежны в любых средствах измерений. Поэтому аддитивная и мультипликативная составляющие арифметически между собой суммируются и полоса погрешностей приобретает трапецеидальную форму.

Нормирование погрешностей средства измерения

Под ***нормируемыми значениями погрешности*** понимаются границы предельно допускаемых значений модуля реальных погрешностей. Если реальные погрешности средства измерений находятся в нормируемых границах, то средство измерений считается метрологически исправным, а если нет, оно должно быть изъято из эксплуатации и направлено в ремонт или регулировку. Соответствие погрешности средства измерений нормируемым для него пределам проверяется при регулярных периодических проверках.

Правила, согласно которым назначаются эти предельные границы погрешностей, и форма их записи основываются на системе стандартов, обеспечивающих единство измерений. Основные способы установления пределов допускаемых погрешностей и обозначения классов точности средства измерений установлены в ***ГОСТ 8.401–80***. При этом для разных средств измерений используются *абсолютные*, *относительные* или *приведенные* значения погрешностей.

Абсолютная погрешность средства измерений – погрешность средства измерений, выраженная в единицах измеряемой величины:

$$\Delta X = X_n - X_\delta . \qquad (4.22)$$

Абсолютная погрешность удобна для практического применения, т. к. дает значение погрешности в единицах измеряемой величины. Но при ее использовании трудно сравнивать по точности приборы с разными диапазонами измерений. Эта проблема снимается при использовании относительных погрешностей.

Если абсолютная погрешность не изменяется во всем диапазоне измерения, то она называется аддитивной, если она изменяется пропорционально измеряемой величине (увеличивается с ее увеличением), то она называется мультипликативной.

Относительная погрешность средства измерения δ – погрешность средства измерений, выраженная отношением абсолютной погрешности средства измерения ΔX к результату измерений или к действительному значению измеренной величины X_δ:

$$\delta = \frac{\Delta X}{X_\delta} . \qquad (4.23)$$

Относительная погрешность дает наилучшее из всех видов погрешностей представление об уровне точности измерений, который может быть достигнут при использовании данного средства измерений. Однако она обычно существенно изменяется вдоль шкалы прибора, например увеличивается с уменьшением значения измеряемой величины. В связи с этим часто используют приведенную погрешность.

Приведенная погрешность средства измерения γ – относительная погрешность, выраженная отношением абсолютной погрешности средства измерений к условно принятому значению величины X_N, которое называют нормирующим,

$$\gamma = \frac{\Delta X}{X_N} , \qquad (4.24)$$

или к протяженности диапазона показаний,

$$\gamma = \frac{\Delta X}{X_к - X_н}, \qquad (4.25)$$

где индексы ***к*** и ***н*** соответствуют концу и началу измерений.

Относительные и приведенные погрешности обычно выражают либо в процентах, либо в относительных единицах (долях единицы).

Для показывающих приборов нормирующее значение устанавливается в зависимости от особенностей и характера шкалы. Приведенные погрешности позволяют сравнивать по точности средства измерений, имеющие разные пределы измерений, если абсолютные погрешности каждого из них не зависят от значения измеряемой величины.

Приведенная погрешность удобна тем, что для многопредельных средств измерений она имеет одно и то же значение, как для всех точек каждого поддиапазона, так и для всех его поддиапазонов, т. е. ее удобно использовать для нормирования погрешности многопредельных приборов.

На этом основании класс точности большинства средств измерений указывается в виде выраженного в процентах нормируемого, т. е. предельного, значения приведенной погрешности:

$$\gamma_{êë} = \gamma_{ïð}. \qquad (4.26)$$

Природа процессов метрологического старения средств измерений

Как бы тщательно ни был изготовлен и отрегулирован измерительный прибор при выпуске приборостроительным заводом, с течением времени в его элементах и узлах неизбежно происходят разнообразные процессы старения и его погрешности неуклонно возрастают.

Поэтому единственным практическим способом обеспечения долговременной метрологической работоспособности средств измерений является обеспечение при выпуске достаточного «запаса на старение», т. е. выпуск приборов с фактической погрешностью, существенно меньшей, чем нормируемый ее предел. Постепенное расходование этого запаса и обеспечивает прибору долговременную метрологическую работоспособность.

Основным фактором, определяющим старение средств измерений, является не «наработка» во включенном состоянии, а календарное время, прошедшее с момента изготовления (возраст прибора).

Скорость старения средств измерений определяется процессами, происходящими на молекулярном уровне, и зависит, прежде всего, от используемых материалов и применяемой технологии изготовления. Поэтому скорость старения как электромеханических, так и электронных приборов определяется устоявшейся технологией их производства

и не может быть существенно изменена без коренного изменения технологии [52, 53].

4.4. Пример расчета расхода природного газа для диафрагмы с угловым способом отбора давления

Условия проведения измерений

1 Условия проведения измерений должны соответствовать ГОСТ 8.586.1 (разделы 5, 6 и 7).

2 Характеристики окружающей среды при эксплуатации системы измерения (СИ) должны соответствовать условиям применения СИ, установленным его изготовителем.

3 Диапазон измерений применяемого СИ должен быть не менее диапазона изменений измеряемой величины.

4 Метрологические характеристики СИ выбирают с учетом обеспечения необходимой неопределенности результатов измерений расхода и количества среды.

5 Характеристики энергоснабжения СИ в условиях эксплуатации должны соответствовать характеристикам СИ, установленным его изготовителем.

6 Измерения следует выполнять СИ, прошедшими поверку или калибровку в зависимости от сферы применения.

7 СИ применяют в соответствии с требованиями технической документации по их эксплуатации.

Исходные данные

Таблица 4.16

Исходные данные для расчета

Наименование величины	Условное обозначение	Единица измерения	Значение
Диаметр отверстия диафрагмы при температуре 20 °С	d_{20}	мм	200
Внутренний диаметр ИТ при температуре 20 °С	D_{20}	мм	300
Среднее арифметическое отклонение профиля шероховатости ИТ (новая, бесшовная, холоднотянутая)	Ra	м	0,00001
Диаметр отверстия диафрагмы при температуре 20 °С	d_{20}	мм	200
Материал, из которого изготовлена диафрагма	сталь марки 12Х18Н10Т		

Материал, из которого изготовлен измерительный трубопровод	сталь марки 09Г2С		
Начальный радиус входной кромки диафрагмы	$r_н$	мм	0,04
Содержание углекислого газа в природном газе (ПГ)	$x_у$	1	0,005 (0,5)
Содержание азота в природном газе	$x_а$	1	0,025(2,5)
Плотность ПГ при стандартных условиях	$\rho_с$	кг/м^3	0,72
Относительная влажность ПГ	φ	%	0
Перепад давления на диафрагме	Δp	кгс/см ^{2}	0,63
Избыточное давление	$p_и$	кгс/см ^{2}	40
Температура ПГ	t	°С	5

Порядок расхода газа

Расчет диаметра отверстия сужающего устройства и измерительного трубопровода в рабочих условиях рассчитывают в зависимости от марки материала СУ по ГОСТ 8.586.1 [19].

1. Значения диаметров *d* рассчитывают по формулам:

$$d = d_{20} K_{cy}, \tag{4.27}$$

$$d = 200 \cdot 0{,}99756 = 199{,}951,$$

$$K_{cy} = 1 + \alpha_{t\,cy}(t - 20), \tag{4.28}$$

$$K_{cy} = 1 + 0{,}0001623888(5 - 20) = 0{,}99756,$$

где $\boldsymbol{\alpha_{t\,cy}}$ *– температурный коэффициент линейного расширения материала СУ.*

2. В зависимости от марки материала ИТ по ГОСТ 8.586.1 [19] рассчитывают *D:*

$$D = D_{20} K_T, \tag{4.29}$$

$$D = 300 \cdot 0{,}999839 = 299{,}9517,$$

$$K_T = 1 + \alpha_{t\,T}(t - 20), \tag{4.30}$$

$$K_m = 1 + 0б00010740025(5\text{-}20) = 0{,}999839,$$

где $\boldsymbol{\alpha_{tT}}$ *– температурный коэффициент линейного расширения материала ИТ.*

$$\alpha_{tcy} = 10^{-6}[a_0 + a_1(t/1000) + a_2(t/1000)^2] =$$
$$10^{-6}[16{,}206 + 6{,}571(5/1000) + 0(5/1000)^2] = 0{,}00001623888,$$
$$\alpha_{tT} = 10^{-6}[a_0 + a_1(t/1000) + a_2(t/1000)^2] =$$
$$10^{-6}[10{,}680 + 12{,}000(5/1000) + 0(5/1000)^2] = 0{,}000010740025.$$

Значения температурного коэффициента линейного расширения для различных материалов рассчитывают по формуле Г.1 ГОСТ 8.586.1 [19], приведенной в приложении Г.

3. Относительный диаметр отверстия сужающего устройства по ГОСТ 8.586.1 [19] рассчитывают, соответственно, значения *β:*

$$\beta = \frac{d}{D}, \tag{4.31}$$

$$\beta = 199{,}951/299{,}9517 = 0{,}666612.$$

4. Значение коэффициента скорости входа *E* определяют по формуле по ГОСТ 8.586.1 [19]

$$E = 1 \Big/ \sqrt{1-\beta^4}, \tag{4.32}$$

$$E = 1 \Big/ \sqrt{1-0{,}666612^4} = 1{,}116267.$$

5. Рассчитываем поправочный коэффициент $K_П$, учитывающий притупление входной кромки.

Если радиус входной кромки диафрагмы r_K не превышает *0,0004d*, то поправочный коэффициент $K_П$ принимают равным единице, по ГОСТ 8.586.2, пункт 5.3.2.4 [20].

Если значение r_K превышает *0,0004d*, то поправочный коэффициент $K_П$ рассчитывают по формуле

$$K_П = 0{,}9826 + \left(\frac{r_K}{d} + 0{,}0007773\right)^{0,6}, \tag{4.33}$$

$$r_K = \alpha - (\alpha - r_H)e^{\left[-\tau_T/3\right]}, \tag{4.34}$$

$$r_k = 0{,}195\cdot 10^{-3} - (0{,}195\cdot 10^{-3} - 0{,}04)e^{(-1/3)} = 0{,}02866,$$

$$K_п = 1.$$

где $\boldsymbol{\alpha}$ *– параметр, учитывающий тип измеряемой среды, который принимают* $0{,}19\cdot 10^{-3}$ *для жидкости,* $0{,}195\cdot 10^{-3}$ *для газа и* $0{,}2\cdot 10^{-3}$ *для пара;*

$\boldsymbol{r_H}$ *– начальный радиус входной кромки диафрагмы;*

$\boldsymbol{\tau_T}$ – текущее время эксплуатации диафрагмы с момента определения значения начального радиуса входной кромки диафрагмы $r_н$, год.

Для других СУ $K_П = 1$.

6. Значение ε рассчитывают по ГОСТ 8.586.2 [20].

$$\varepsilon = 1 - \left(0{,}351 + 0{,}256\beta^4 + 0{,}93\beta^8\right)\left[1 - \left(1 - \frac{\Delta p}{p}\right)^{1/K}\right], \qquad (4.35)$$

$\varepsilon = 1-(0{,}351+0{,}256\cdot 0{,}666612^4+0{,}93\cdot 0{,}666612^8)[1-(1-)^{1/1{,}331917}]=0{,}994813$

где ***к*** *– показатель адибиты (формула Кобза)* ГОСТ 30319-96 [27].

Формула 4.35 применима только для значений β, D и Re указанных в п. 5.3.1 ГОСТ 8.586.2 [20], при условии что

$$\frac{\Delta p}{p} \le 0{,}25.$$

$$\frac{61{,}7819\ кПА}{3922{,}66\ кПа} = 0{,}01575, \text{что выполняет условия} \le 0{,}25.$$

7. Число Рейнольдса, в зависимости от единицы расхода среды, рассчитывают по соответствующей из следующих формул:

$$Re = \frac{4q_m}{\pi D_\mu}, \qquad (4.36)$$

Расчет расхода выполняют в следующей последовательности:

а) принимают первое приближение значения числа Рейнольдса Re_1 равное 10^6;

б) рассчитывают первое приближение значения коэффициента истечения C_1;

в) находят первое приближение значения $K_{Ш1}$;

г) применяя в зависимости от выбранных единиц измерений одну из формул 5.2…5.4, 5.6…5.8 [23], рассчитывают первое приближение значения расхода среды q_1;

д) по полученному значению q_1, применяя формулы, указанные в табл. 6 ГОСТ 8.586.5–2005 [23], последовательно находят второе приближение значений Re_2, C_2, $K_{Ш2}$ и q_1;

е) процесс уточнения значений Re, C, $K_Ш$ и q проводят до тех пор, пока значение относительного отклонения между полученным значением расхода q_i и его предыдущим значением q_{i-1} будет удовлетворять условию

$$\frac{|q_i - q_{i-1}|}{q_i} < 10^{-5}, \qquad (4.37)$$

т.е относительное отклонение должно быть 0,000..%.

Найденное значение q_i принимают за искомое значение расхода среды.

$$Re_1 = 10^6$$

$$Re_2 = 4 \cdot 42{,}15324 / 3{,}14 \cdot 0{,}3 \cdot 1{,}10689 \cdot 10^{-5} = 16177502{,}4$$

$$Re_3 = 4 \cdot 42,16666 / 3,14 \cdot 0,3 \cdot 1,10689 \cdot 10^{-5} = 16170529,18$$

$$Re = \frac{4q_c\rho_c}{\pi D_\mu}, \qquad (4.38)$$

8. Коэффициент истечения определяют по ГОСТ 8.586.2 [20]

$$C = 0,5961 + 0,0216\beta^8 + 0,000521\left(\frac{10^6\beta}{Re}\right)^{0,7} + (0,0188 + 0,0063A)\beta^{3,5}\left(\frac{10^6}{Re}\right)^{0,3} +$$

$$+ \left(0,043 + 0,08e^{-10L_1} - 0,123e^{-7L_1}\right)\times,$$

$$\times(1 - 0,11A)\frac{\beta^4}{1-\beta^4} - 0,031\left(M_1 - 0,8M_1^{1,1}\right)\beta^{1,3} + M_2, \qquad (4.39)$$

$$C_1 = 0,5961 + 0,0261 \cdot 0,666612^8 - 0,216 \cdot 0,666612^8 + 0,000521 \cdot (10^6 \cdot 0,666612 / 1000000)^{0,7} + (0,0188 + 0,0063 \cdot 0,0030345995) \cdot 0,666612^{3,5} \cdot (10^6 / 1000000)^{0,3} + 0,043 + 0,08e^{-10\cdot 0} - 0,123e^{-7\cdot 0})\cdot(1 - 0,11 \cdot 0,0030345995) \cdot 0,666612^4 / 1 - 0,666612^4 - 0,031 \cdot (5,999016161 - 0,8 \cdot 5,999016161^{1,1}) \cdot 0,666612^{1,3} + 0 = 0,605035.$$

$$C_2 = 0,5961 + 0,0261 \cdot 0,666612^8 - 0,216 \cdot 0,666612^8 + 0,000521 \cdot (10^6 \cdot 0,666612 / 16177502,4)^{0,7} + (0,0188 + 0,0063 \cdot 0,003273197) \cdot 0,666612^{3,5} \cdot (10^6 / 16177502,4)^{0,3} + 0,043 + 0,08e^{-10\cdot 0} - 0,123e^{-7\cdot 0})\cdot(1 - 0,11 \cdot 0,003273197) \cdot 0,666612^4 / 1 - 0,666612^4 - 0,031 \cdot (5,999016161 - 0,8 \cdot 5,999016161^{1,1}) \cdot 0,666612^{1,3} + 0 = 0,601308.$$

$$C_3 = 0,5961 + 0,0261 \cdot 0,666612^8 - 0,216 \cdot 0,666612^8 + 0,000521 \cdot (10^6 \cdot 0,666612 / 16170529,18)^{0,7} + (0,0188 + 0,0063 \cdot 0,003274326) \cdot 0,666612^{3,5} \cdot (10^6 / 16170529,18)^{0,3} + 0,043 + 0,08e^{-10\cdot 0} - 0,123e^{-7\cdot 0})\cdot(1 - 0,11 \cdot 0,003274326) \cdot 0,666612^4 / 1 - 0,666612^4 - 0,031 \cdot (5,999016161 - 0,8 \cdot 5,999016161^{1,1}) \cdot 0,666612^{1,3} + 0 = 0,601307.$$

$$A = \left(\frac{19000\beta}{Re}\right)^{0,8}, \qquad (4.40)$$

$$A = (19000 \cdot 0,666612 / 10^6)^{0,8} = 0,0030345995.$$
$$A = (19000 \cdot 0,666612 / 16177502,4)^{0,8} = 0,003273197.$$
$$A = (19000 \cdot 0,666612 / 16170529,18)^{0,8} = 0,003274326.$$

$$M_1 = \frac{2L'_2}{1-\beta}, \qquad (4.41)$$

$$M_1 = 2\cdot 0 / 1 - 0,666612 = 5,999016161.$$

$$M_2 = \begin{cases} 0{,}011(0{,}75-\beta)\left(2{,}8-\dfrac{D}{0{,}0254}\right) при\ D<0{,}07112\,м \\ \hline 0\ при\ D \geq 0{,}07112\ м \end{cases}, \qquad (4.42)$$

Для углового способа отбора давлений значения L_1и L'_2 принимают равными $L_1=L'_2=0$. Значение M_2 выбираем =0 т.к *D>0,07112м.*

9. Рассмотрим поправочный коэффициент $K_{Ш}$

Если значение среднеарифметического отклонения профиля шероховатости *Ra* превышает значение Ra_{max} определенное по формуле 5.8 ГОСТ 8.586.2 [20], или менее значения Ra_{min}, определенного по формуле 5.10 ГОСТ 8.586.2 [20], то поправочный коэффициент $K_{Ш}$ рассчитывают по формуле

$$K_{Ш} = 1 + 5{,}22\,\beta^{3,5}(\lambda - \lambda^*), \qquad (4.43)$$

$K_{Ш1} = 1 + 5{,}22 \cdot 0{,}666612^{3,5} \cdot (0{,}33029577 - 0{,}029806543) = 1{,}00422.$

$K_{Ш2} = 1 + 5{,}22 \cdot 0{,}666612^{3,5} \cdot (0{,}330295587 - 0{,}029806548) = 1{,}00459.$

$K_{ш3} = 1 + 5{,}22 \cdot 0{,}666612^{3,5} \cdot (0{,}330295694 - 0{,}029806652) = 1{,}00527.$

где $\boldsymbol{\lambda}$ и $\boldsymbol{\lambda^*}$ – коэффициенты трения, рассчитанные при действительном числе *Re* и значениях эквивалентной шероховатости ИТ, равных ее действительному значению $R_{Ш}$ (см. пункт 7.1.5 ГОСТ 8.586.1 [20]) и условному – $R^*_{Ш}$ соответственно.

Значения λ и λ^* рассчитывают по формуле

$$\lambda = \left\{1{,}74 - 2lg\left[\frac{2A_{Ш}}{D} - \frac{37{,}36lg(k_D - k_R lg(k_D + 3{,}3333k_R))}{Re}\right]\right\}^{-2}, \qquad (4.44)$$

где $\boldsymbol{A_{Ш}}$, $\boldsymbol{k_D}$, $\boldsymbol{k_R}$ *– величины, значения которых рассчитывают в соответствии с табл. 4.17 [20].*

Таблица 4.17

Значения величин λ *и* λ^*

Величина	*Значения величин для расчета*	
	λ	λ^*
$A_{Ш}$	$R_{Ш}$ *или* πRa	πRa_{max} *при* $Ra>Ra_{max}$; πRa_{min} *при* $Ra<Ra_{min}$
k_D	$0{,}26954R_{Ш}/D$	$0{,}26954\pi Ra_{max}/D$ *при* $Ra>Ra_{max}$; $0{,}26954\pi Ra_{min}/D$ *при* $Ra<Ra_{min}$;
k_R	$5{,}035/Re$	

$$\lambda_1 = \{1{,}74 - 2\lg[2 \cdot 0{,}15 / 0{,}3 - 37{,}36\lg(0{,}13477 - 0{,}00000503\lg(0{,}13477 + 3{,}3333 \cdot 5{,}03^{-7} / /10^6))]^{-2} = 0{,}33029577.$$

$$\lambda_1^* = \{1{,}74 - 2\lg[2 \cdot 0{,}001413 / 0{,}3 - 37{,}36\lg(0{,}00038086 - 0{,}00000503\lg(0{,}00038086 + 3{,}3333 \cdot 5{,}03^{-7} / 10^6))]^{-2} = 0{,}029806543.$$

$$\lambda_2 = \{1{,}74 - 2\lg[2 \cdot 0{,}15 / 0{,}3 - 37{,}36\lg(0{,}13477 - 0{,}00000503\lg(0{,}13477 + 3{,}3333 \cdot 5{,}03^{-7} / /16177502{,}4))]^{-2} = 0{,}330295587.$$

$$\lambda_2^* = \{1{,}74 - 2\lg[2 \cdot 0{,}001413 / 0{,}3 - 37{,}36Lg(0{,}00038086 - 0{,}00000503\lg(0{,}00038086 + 3{,}3333 \cdot 5{,}03^{-7} / 16177502{,}4))]^{-2} = 0{,}029806548.$$

$$\lambda_3 = \{1{,}74 - 2\lg[2 \cdot 0{,}15 / 0{,}3 - 37{,}36Lg(0{,}13477 - 0{,}00000503Lg(0{,}13477 + 3{,}3333 \cdot 5{,}03^{-7} / /16170529{,}18))]^{-2} = 0{,}330295694.$$

$$\lambda_3^* = \{1{,}74 - 2\lg[2 \cdot 0{,}001413 / 0{,}3 - 37{,}36Lg(0{,}00038086 - 0{,}00000503\lg(0{,}00038086 + 3{,}3333 \cdot 5{,}03^{-7} / 16170529{,}18))]^{-2} = 0{,}029806652.$$

10. Расчет расхода среды.

Расход среды измеряют в единицах массового расхода, объемного расхода в рабочих условиях и объемного расхода, приведенного к стандартным условиям (в качестве стандартных условий принимают условия по ГОСТ 2939).

Связь массового расхода с объемным расходом при рабочих условиях и объемным расходом, приведенным к стандартным условиям, устанавливает формула

$$q_m = q_c \rho_c = q_v \rho. \qquad (4.45)$$

$$42{,}16666 = 58{,}5648 \cdot 0{,}72 = 1{,}30189 \cdot 32{,}388.$$

Массовый расход среды рассчитывают по формуле

$$q_m = 0{,}25\pi\, d_{20}^2 K_{cy}^2 CEK_{Ш} K_{П} \varepsilon (2\Delta p \times \rho)^{0,5}. \qquad (4.46)$$

$$q_m = 0{,}25 \cdot 3{,}14 \cdot 200^2 \cdot 0{,}9997564168^2 \cdot 0{,}605035 \cdot 1{,}116267 \cdot 1{,}00422 \cdot 1 \cdot 0{,}994813(2 \cdot 61781{,}9 \cdot 32{,}388)^{0,5} = 42{,}16477 \text{ кг/с}.$$

$$q_m = 0{,}25 \cdot 3{,}14 \cdot 200^2 \cdot 0{,}9997564168^2 \cdot 0{,}601308 \cdot 1{,}116267 \cdot 1{,}00459 \cdot 1 \cdot 0{,}994813(2 \cdot 61781{,}9 \cdot 32{,}388)^{0,5} = 42{,}16534 \text{ кг/с}.$$

$$q_m = 0{,}25 \cdot 3{,}14 \cdot 200^2 \cdot 0{,}9997564168^2 \cdot 0{,}601307 \cdot 1{,}116267 \cdot 1{,}00527 \cdot 1 \cdot 0{,}994813(2 \cdot 61781{,}9 \cdot 32{,}388)^{0,5} = 42{,}16666 \text{ кг/с}.$$

Объемный расход среды при рабочих условиях рассчитывают по формуле

$$q_v = 0{,}25\pi\, d_{20}^2 K_{cy}^2 CEK_{Ш} K_{П} \varepsilon \left(\frac{2\Delta p}{\rho}\right)^{0,5}. \qquad (4.47)$$

$$q_v = 0{,}25 \cdot 3{,}14 \cdot 200^2 \cdot 0{,}9997564168^2 \cdot 0{,}605035 \cdot 1{,}116267 \cdot 1{,}00422 \cdot 1 \cdot 0{,}994813(2 \cdot 61781{,}9 / 32{,}388)^{0,5} = 1{,}30084 \text{ кг/с}.$$

$$q_v = 0{,}25 \cdot 3{,}14 \cdot 200^2 \cdot 0{,}9997564168^2 \cdot 0{,}601308 \cdot 1{,}116267 \cdot$$

$1{,}00459 \cdot 1 \cdot 0{,}994813(2 \cdot 61781{,}9 / 32{,}388)^{0,5} = 1{,}30121$ кг/с.

$q_v = 0{,}25 \cdot 3{,}14 \cdot 200^2 \cdot 0{,}9997564168^2 \cdot 0{,}601307 \cdot 1{,}116267 \cdot$
$1{,}00527 \cdot 1 \cdot 0{,}994813(2 \cdot 61781{,}9 / 32{,}388)^{0,5} = 1{,}30189$ кг/с.

Объемный расход среды, приведенный к стандартным условиям, рассчитывают по формуле

$$q_v = 0{,}25\pi\, d_{20}^2 K_{су}^2 CEK_{Ш} K_{П} \varepsilon \left(\frac{2\Delta p\, \rho}{\rho_c} \right)^{0,5}. \qquad (4.48)$$

$q_c = 0{,}25 \cdot 3{,}14 \cdot 200^2 \cdot 0{,}9997564168^2 \cdot 0{,}605035 \cdot 1{,}116267 \cdot$
$\cdot\, 1{,}00422 \cdot 1 \cdot 0{,}994813\ (2 \cdot 61781{,}9 \cdot 32{,}388)^{0,5}/0{,}72 = 58{,}5648$ кг/с.

$q_c = 0{,}25 \cdot 3{,}14 \cdot 200^2 \cdot 0{,}9997564168^2 \cdot 0{,}601308 \cdot 1{,}116267 \cdot$
$1{,}00459 \cdot 1 \cdot 0{,}994813\ (2 \cdot 61781{,}9 \cdot 32{,}388)^{0,5}/0{,}72 = 58{,}5648$ кг/с.

$q_c = 0{,}25 \cdot 3{,}14 \cdot 200^2 \cdot 0{,}9997564168^2 \cdot 0{,}601307 \cdot 1{,}116267 \cdot$
$\cdot\, 1{,}00527 \cdot 1 \cdot 0{,}994813\ (2 \cdot 61781{,}9 \cdot 32{,}388)^{0,5}/0{,}72 = 58{,}5648$ кг/с.

Если плотность среды в рабочих условиях рассчитывают по формуле

$$\rho = \frac{\rho_c p T_c}{p_c T K}. \qquad (4.49)$$

то формулы (4.46)…(4.48) примут вид, соответственно:

$$q_m = 0{,}25\pi\, d_{20}^2 K_{су}^2 CEK_{Ш} K_{П} \varepsilon \left(2\Delta p \times \rho_c \frac{p T_c}{p_c T K} \right)^{0,5}. \qquad (4.50)$$

$$q_m = 0{,}25\pi\, d_{20}^2 K_{су}^2 CEK_{Ш} K_{П} \varepsilon \left(2\Delta p \frac{p_c T K}{p_c p T_c} \right)^{0,5}. \qquad (4.51)$$

$$q_m = 0{,}25\pi\, d_{20}^2 K_{су}^2 CEK_{Ш} K_{П} \varepsilon \left(2\Delta p \frac{p T_c}{\rho_c p_c T K} \right)^{0,5}. \qquad (4.51)$$

Контрольные задания

1. Задачи и состав приемо-сдаточных пунктов нефти.
2. Отличия прямых методов измерения массы нефти от косвенных. Применяемые средства измерения.
3. Учет количества нефти при помощи резервуаров.
4. Состав СИКН.
5. Измерение нефти по СИКН прямым и косвенным методом динамических измерений.
6. Основные и косвенные средства измерений и оборудование СИКН.

7. Основные и дополнительные параметры, контролируемые при эксплуатации СИКН для косвенного метода динамических измерений.
8. Основные и дополнительные параметры, контролируемые при эксплуатации СИКН для прямого метода динамических измерений.
9. Принцип определения массы нефти в нефтепроводах.
10. Основные и дополнительные погрешности измерений.
11. Назначение и состав узла учета товарного газа.
12. Концепции построения узлов учета газа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Новиков А.А., Чухарева Н.В. Физико-химические основы процессов транспорта и хранения нефти и газа: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 164 с.
2. Сваровская Н.А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 268 с.
3. Шорников Е.А. Расходомеры и счетчики газа, узлы учета: справочник. – СПб.: Политехника, 2003. – 127 с.
4. Рекомендации по практическому применению ГОСТ 8.563–97.
5. РД 50–213–80. Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами. – М.: Изд-во стандартов, 1982.
6. International Standard ISO 5167–2 «Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full». Orifice plates, Part 2. – 2003.
7. Данилов А.А. Автоматизированные газораспределительные станции: справочник. – СПб.: Химиздат, 2004. – 544 с.
8. Теплотехнические измерения и приборы: учебник для вузов / Г.М. Иванова, Н.Д. Кузнецов, В.С. Чистяков. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 232 с.
9. ГОСТ 18140–84. Манометры дифференциальные ГСП М. – М.: Издательство стандартов, 1989. – 38 с.
10. С.М. Стариковская. Физические методы исследования. Семинарские занятия. 1.3. Методы измерения давлений: учебное пособие. – М.: Изд-во МФТИ, 2005. – 50 с.
11. ГОСТ 8.271–77 ГСИ. Средства измерений давления. Термины и определения. – М.: Издательство стандартов, 1980. – 30 с.
12. ГОСТ 6651–94. Термопреобразователи сопротивления. – М.: Издательство стандартов, 1998. – 39 с.
13. Шкатов Е.Ф. Технологические измерения и КИП на предприятиях химической промышленности. – М: Энергоатомиздат, 1986. – 185 с.
14. Кирюшин О.В. Управление техническими системами: электронный учебник (курс лекций). – Уфа, 2003.
15. Трофимов А.И. Автоматика, телемеханика и вычислительная техника в химических производствах. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 216 с.
16. Кремлевский П.П. Расходомеры и счетчики количества веществ. Книга 1. Изд-во СПб.: Политехника, 2002. – 409 с.
17. Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций: учебник для вузов / А.М. Шаммазов, В.Н. Александров, А.И. Голянов и др. – М.: ООО «Недра-Бизнес-центр», 2003. – 404 с.

18. Studzinski W. and Bowen J. White Paper on Dynamic Effects on Orifice Measurement, Washington D.C., American Petroleum Institute, 1997.
19. ГОСТ 8.586.1–2005. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Ч. 1. Принцип измерений и общие требования. – М.: Стандартинформ, 2007. – 55 с.
20. ГОСТ 8.586.2–2005. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Ч. 2. Диафрагмы. Технические требования. – М.: Стандартинформ, 2007. – 48 с.
21. ГОСТ 8.586.3–2005. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Ч. 3. Сопла и сопла Вентури. Технические требования. – М.: Стандартинформ, 2007. – 37 с.
22. ГОСТ 8.586.4–2005. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Ч. 4. Трубы Вентури. Технические требования. – М.: Стандартинформ, 2007. – 27 с.
23. ГОСТ 8.586.5–2005. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Ч. 5. Методика выполнения измерений. – М.: Стандартинформ, 2007. – 117 с.
24. Рекомендации по практическому применению ГОСТ 8.563.1–97. – М.: Изд-во Стандартинформ, 2002. (Электронная версия.)
25. Яковлев Е.И. Газовые сети и газохранилища: учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1991. – 400 с.
26. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям /под ред. М.О. Штейнберга. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1992. – 672 с.
27. ГОСТ 30319.0–96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. – М.: Издательство стандартов, 1997. (Электронная версия.)
28. ГОСТ 18917–82. Газ горючий природный. Метод отбора проб. – М.: Издательство стандартов, 1985. (Электронная версия.)
29. ГОСТ 14921–78. Газы углеводородные сжиженные. Методы отбора проб. – М.: Издательство стандартов, 1980. (Электронная версия.)
30. Трубопроводный транспорт нефти: учебник для вузов / Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробов, А.А. Коршак и др.; под ред. С.М. Вайнштока. – М.: ООО «Недра-Бизнес-центр», 2002. – Т. 1. – 407 с.
31. Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций: учебник для вузов / А.М. Шаммазов, В.Н. Александров, А.И. Гольянов и др. – М.: ООО «Недра-бизнес-центр», 2003. – 404 с.
32. Эксплуатация магистральных газопроводов: учебное пособие / под общей ред. Ю.Д. Земенкова. – Тюмень: Изд-во «Вектор Бук», 2002. – 528 с.
33. Золотаревский С.А. О применимости вихревого метода измерения для коммерческого учета газа // Энергоанализ и энергоэффективность. – 2006. – № 1. (Электронная версия.)
34. Измерение расхода. Руководство по выбору расходомера // Endress+Hauser. CP 001D/06/ru/04.04, 2004. (Электронная версия.)
35. Электронный каталог ЗАО «ЭМИС». http://www.emis-kip.ru.

36. СТО Газпром 5.2.–2005. Расход и количество природного газа. Методика выполнения измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода. – М.: Изд-во «Информационно-рекламный центр газовой промышленности», 2005. – 37 с.
37. Костылев В.В. и др. Принципы построения многоканального ультразвукового расходомера / Труды 12-й Международной научно-практической конференции «Совершенствование измерений расхода жидкости, газа и пара», 23–25 апреля 2002 г. / под ред. В.И. Лачкова. – СПб.: Борей-Арт, 2002. – 288 с.
38. Электронный каталог продукции фирмы «Daniel Division Headquarters». http://www.danielind.com.
39. Золотаревский С.А., Осипов А.С. Современные промышленные узлы коммерческого учета газа. Краткая история и ближайшие перспективы // Энергоанализ и энергоэффективность. – 2005. – № 4–5. (Электронная версия.)
40. Электронный каталог продукции ООО «ГазЭлектроника». http://www.gaselectro.ru.
41. Бобровский С.А, Яковлев Е.И. Газовые сети и газохранилища. – М.: Недра, 1980. – 413 с.
42. Газонаполнительные и газораспределительные станции: учебное пособие / под общей ред. Ю.Д. Земенкова. – Тюмень: Изд-во «Вектор Бук», 2003. – 336 с.
43. ВРД 39–1.10–005–2000. «Положение по технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов». – М.: Изд-во ООО «Информационно-рекламный центр газовой промышленности», 2000. – 63 с.
44. ВРД 39–1.10–006–2000. «Правила по технической эксплуатации магистральных газопроводов». – М.: Изд-во ООО «Информационно-рекламный центр газовой промышленности», 2000. – 130 с.
45. ВРД 39–1.8–022–2001. «Номенклатурный перечень газораспределительных станций магистральных газопроводов». – М.: Изд-во ИРЦ Газпром, 2001. – 37 с.
46. ОНТП 51–1–85. «Магистральные трубопроводы». Ч. 1. Газопроводы. – М.: Мингазпром, 1985. – 75 с.
47. Трубопроводный транспорт нефти: учебник для вузов / С.М. Вайншток, А.В. Новоселов, А.Д. Прохоров и др. – М.: ООО «Недра-Бизнес-центр», 2002. –Т. 2. – 621 с.
48. МИ 2837–2003. Приемо-сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение. – М.: Госстандарт России, 2003. – 41 с.
49. ГОСТ Р 8.595–2002. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 11 с.
50. Р 50.2.040–2004. Метрологическое обеспечение учета нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов. – М.: Госстандарт России, 2004. – 66 с.

51. МИ 2775–2002. Порядок метрологического и технического обеспечения промышленной эксплуатации систем измерений количества и показателей качества нефти, трубопоршневых поверочных установок и средств измерений в их составе. – М.: Стандартинформ, 2002. – 18 с.
52. Иванников Д.А, Фомичев Е.Н. Основы метрологии и организации метрологического контроля: учебное пособие. – Н.Новгород: Изд-во НГТУ, 2001.
53. Новицкий П.В., Зограф И.А., Лабунец В.С. Динамика погрешностей средств измерений. – Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1990. – 192 с.

Учебное издание

ЧУХАРЕВА Наталья Вячеславовна
РУДАЧЕНКО Александр Валентинович
ПОЛЯКОВ Вадим Алексеевич

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК НЕФТИ И ГАЗА В СИСТЕМЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Учебное пособие

Научный редактор
доктор наук *И.О. Фамилия*

Редактор *И.О. Фамилия*

Верстка *И.О. Фамилия*

Дизайн обложки *И.О. Фамилия*

Подписано к печати 00.00.2008. Формат 60x84/16. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл.печ.л. 000. Уч.-изд.л. 000.
Заказ XXX. Тираж XXX экз.

Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту ISO 9001:2000

ИЗДАТЕЛЬСТВО ТПУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.