

КАЗАНСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

**МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ
КОЛИЧЕСТВА НЕФТИ И ГАЗА**

Учебное пособие



КАЗАНЬ

2021

УДК 53.082:681.121:53.089.6

ББК 30.10:34.96

М54

Пособие создано в рамках проекта «Разработка магистерской программы “Метрология и расходометрия”» при поддержке Благотворительного фонда Владимира Потанина

*Печатается по рекомендации Учебно-методической комиссии
Инженерного института КФУ
(протокол № 3д от 17 марта 2021 г.)*

Авторы:

кандидат технических наук, старший преподаватель **М.Г. Фазлыяхматов;**
кандидат технических наук, доцент **Л.С. Сабитов;**
ведущий инженер **Д.К. Лазарев;**
документовед **В.К. Лазарев;**
кандидат технических наук, доцент **И.Р. Гильманшин**

Под общей редакцией

директора Инженерного института, зав. кафедрой технической физики и энергетики,
доктора технических наук, профессора, члена-корреспондента АН РТ **Н.Ф. Кашапова**

Рецензенты:

доктор экономических наук, директор Казанского филиала
НОА «Ростехэкспертиза», профессор **И.К. Киямов;**
кандидат технических наук, директор Института автоматизации
и электронного приборостроения КНИТУ им. А.Н. Туполева – КАИ,
старший научный сотрудник **А.В. Ференц**

М54 **Методы и средства измерения количества нефти и газа:** учеб. пособие /
М.Г. Фазлыяхматов, Л.С. Сабитов, Д.К. Лазарев и др. – Казань: Издательство Казанского университета, 2021. – 256 с.

ISBN 978-5-00130-485-2

Учебное пособие предназначено для бакалавров и магистрантов, обучающихся по профилю подготовки «Метрология и расходометрия», направления 27.04.01 «Стандартизация и метрология», 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника». Пособие освещает широкий круг вопросов по инструментальным методам и способам учета нефти и попутного (свободного) нефтяного газа, оптимальному выбору средств измерений для применения в тех или иных условиях эксплуатации. За основу теоретического обзора существующих типов расходомеров были взяты труды П.П. Кремлевского. Отдельное внимание уделено актуальной нормативной базе в данной области. Пособие может быть полезно для обучающихся курсов переподготовки и повышения квалификации, а также для широкого круга читателей, интересующихся указанными проблемами.

УДК 53.082:681.121:53.089.6

ББК 30.10:34.96

ISBN 978-5-00130-485-2



© Издательство Казанского университета, 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ	3
ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1 ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	7
1.1 Понятие СИКГ	7
1.2 Понятие СИКН	15
ГЛАВА 2 ОБЗОР НОРМАТИВНОЙ БАЗЫ	26
2.1 ГОСТ Р 8.615-2005 и ПНСТ 360-2019.....	26
2.2 ГОСТ Р 8.733-2011	33
2.3 РМГ 99-2010.....	44
2.4 Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости.....	49
2.5 ГОСТ 8.637-2013	53
2.6 ГОСТ Р 8.618-2014	55
2.7 ГОСТ 8.324-2002	57
ГЛАВА 3 ТИПЫ РАСХОДОМЕРОВ.....	59
3.1 Ультразвуковые расходомеры	60
3.2 Оптические расходомеры	74
3.3 Термально-массовые (тепловые) расходомеры	82
3.4 Меточные расходомеры.....	89
3.5 Ядерно-магнитные расходомеры.....	92
3.6 Электромагнитные расходомеры.....	99
3.7 Расходомеры, основанные на гидродинамических методах	105
3.8 Расходомеры с непрерывно движущимся телом	139
ГЛАВА 4 ОПЫТ ОРГАНИЗАЦИИ УЧЕТА СНГ	162
4.1 Этапы организации учета СНГ	163
4.2 Обследование объектов нефтегазодобычи с целью определения фактических расходов	170
4.3 Изготовление оптимизированного СИКГ на базе ИВК СНГ	192

4.4 Варианты реализации СИКГ	198
4.5 Факторы, влияющие на достоверность	200
4.6 Повышение надежности и достоверности учета.....	204
ГЛАВА 5 МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ	206
5.1 Поверочные установки газовые	206
5.2 Поверочные установки жидкостные	234
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	251

ВВЕДЕНИЕ

Учебное пособие предназначено для обучающихся, осваивающих дисциплины по метрологии, по методам измерения и учета природных ресурсов, по разработке, организации и эксплуатации автоматизированных систем учета, а также их метрологического сопровождения.

Пособие освещает широкий круг вопросов по инструментальным методам и способам учета нефти и попутного (свободного) нефтяного газа, оптимальному выбору средств измерений для применения в тех или иных условиях эксплуатации. Отдельное внимание уделено актуальной нормативной базе в данной области.

При подготовке пособия использован 15-летний опыт членов авторского коллектива по организации учета газа на промышленных объектах нефтегазовой отрасли Российской Федерации, а также их метрологического аудита, анализа и разработки рекомендаций по повышению достоверности учета. Таким образом, в данном пособии акцентировано внимание на учете газовой составляющей при добыче углеводородов.

Материалы по учету нефти, и жидких углеводородов, а также широкий обзор по существующим видам расходомеров приведены из различных источников для обеспечения наиболее полного охвата информации в освещаемой тематике. Стоит отметить наиболее полный справочник «Расходомеры и счетчики количества веществ» в двух томах под авторством Кремлевского П.П., имеющий в настоящее время 5 изданий [1, 2], и являющийся настольной книгой каждого специалиста в измерения и учета природных ресурсов.

Отдельно рассмотрены вопросы обеспечения единства измерений, приведены примеры существующих поверочных установок.

Выпускники, владеющие актуальными национальными и международными стандартами, нормативными документами и терминологией, практическими навыками в области учета нефти и газа будут востребованы в современном производственном процессе, а в целом расширят возможности интеграции

российской промышленности в мировое экономическое пространство и будут способствовать внедрению конкурентоспособных результатов отечественной интеллектуальной деятельности на мировой рынок средств измерений.

Учебное пособие подготовлено в рамках проекта разрабатываемой в КФУ магистерской программы «Метрология и расходометрия» при поддержке Благотворительного фонда Владимира Потанина (Договор № ГСГК 17/20 от 22.04.2020) и предназначено для магистрантов направления 27.04.01 «Стандартизация и метрология».

Материал учебного пособия будет использован магистрами для успешного освоения таких дисциплин, как «Теория и проектирование СИКГ и СИКН» и «Эксплуатация СИКГ и СИКН».

Пособие может быть полезно для будущих метрологов и других специалистов, которые будут заниматься вопросами учёта нефти и нефтепродуктов, природного и свободного нефтяного газа, проектированием, строительством, наладкой, техническим обслуживанием, калибровкой и поверкой средств измерений и установок для учёта нефти и газа.

ГЛАВА 1 ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

1.1 Понятие СИКГ

Согласно **ГОСТ Р 8.615-2005 СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ СВОБОДНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА (СИКГ)** – совокупность функционально объединенных средств измерений, систем обработки информации и технологического оборудования, предназначенная для:

- измерений объема свободного нефтяного газа;
- измерений параметров свободного нефтяного газа;
- вычисления объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений [3].

В **ПНСТ 360-2019** вводится несколько иное определение: **ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА (ИЗМЕРЕНИЙ) КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ СВОБОДНОГО ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА** – совокупность функционально объединенных средств измерений, систем обработки информации и технологического оборудования, предназначенная:

- для косвенных измерений объема свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений [4].

СИКГ представляет собой комплекс средств измерений, предназначенный для автоматизированного оперативного и коммерческого учета, определения параметров состояния и компонентного состава свободного нефтяного газа при хранении, транспортировке, переработке, а также при проведении расчетно-учетных операций (Рисунок 1.1).



Рис. 1.1. Общий вид типовой СИКГ

Основные функции СИКГ:

- измерение и вычисление объема и расхода свободного нефтяного газа, приведённого к стандартным условиям;
- измерение технологических и качественных параметров свободного нефтяного газа (давление, температура и плотность);
- определение физико-химического состава газа (хроматография, определение точки росы по воде и углеводородам);
- индикация текущих и накопленных значений, измеренных и вычисленных параметров;
- архивирование и вывод на печать карты параметров, суточных значений количества и среднесуточных значений измеренных параметров.

Типовой состав СИКГ:

- технологическая часть;
- измерительный комплекс (ИК);
- система сбора, обработки информации (СОИ);
- система промышленности безопасности.

Технологическая часть

Технологическая часть СИКГ состоит из:

- блок измерительных линий (БИЛ), включает в себя входной и выходной коллекторы между которыми расположены измерительные линии (ИЛ) и пробоотборная линия с пробоотборным устройством. Каждая ИЛ имеет прямолинейные участки непосредственно до и после преобразователя расхода (ПР), устройства подготовки потока (УПП) или струевыпрямители в зависимости от типа ПР. На входе и на выходе ИЛ установлена запорная арматура, для включения и отключения. Для контроля метрологических характеристик ПР в состав СИКГ должен входить контрольный ПР на отдельной ИЛ;
- блок фильтров (БФ), в зависимости от типа ПР может включать в себя фильтры, фильтры-сепараторы для очистки газа от механических примесей, каплеотбойник для очистки газа от капельной жидкости, конденсатосборник и дренажные трубопроводы для сбора конденсата;
- устройства гашения пульсаций потока и шумопоглотители используются для снижения уровня акустических пульсаций в газовом потоке и устанавливаются между ПР и регулятором давления;
- регулятор давления.

Измерительный комплекс

Измерительный комплекс состоит из:

- преобразователь расхода (ПР). В зависимости от категории и класса в СИКГ могут применяться различные типы ПР: вихревые, турбинные, ультразвуковые, кориолисовые, термоанемометрические, электромагнитные, оптические, а также расходомеры на основе стандартных сужающих устройств;
- СИ давления (рекомендуется использование датчиков абсолютного давления);
- СИ температуры;
- плотномер (если плотность газа определяют непосредственно в СИКГ);
- СИ перепада давления (только при использовании сужающих устройств);

– поточный хроматограф для определения содержания в газе кислорода, азота, диоксида углерода, метана, этана, пропана, изобутана, н-бутана, изопентана, н-пентана, гексанов, сероводорода, для определения плотности, высшей и низшей удельной теплоты сгорания, числа Воббе (высшее) газа;

– анализатор точки росы по воде и углеводородам.

При необходимости проведения контроля метрологических характеристик ПР в состав СИКГ должен входить контрольный ПР.

Система сбора, обработки информации

Система сбора, обработки информации состоит из:

– вычислитель для автоматического определения объемного расхода и/или объема газа, приведенного к стандартным условиям, формирования архивов среднечасовых и среднесуточных значений температуры, давления и объема газа;

– компьютер или промышленный сервер;

– шина сбора данных и управления, преобразователи интерфейсов и т.д.;

– принтер тревог и отчетов;

– дисплей для отображения абсолютного давления, температуры, текущего расхода и накопленного объема газа, прочей технологической информации;

– автоматизированное рабочее место оператора;

– контроллеры;

– система передачи данных на верхний уровень;

– источник бесперебойного электропитания.

Система промышленности безопасности

Система промышленности безопасности состоит из:

– система пожаротушения и пожарной сигнализации;

– система контроля загазованности;

– система электроснабжения и заземления.

Для защиты от воздействия низких температур применяются утепленные блок-боксы, оборудованные вытяжной вентиляцией, системой обогрева, систе-

мами контроля загазованности и пожарной сигнализации, обогреваемые шкафы контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА) и чехлы.

Свободный нефтяной газ (СНГ) должен находиться в однофазном газообразном состоянии и быть однородным по физическим свойствам. Для этого СИКГ обычно расположена после объектов подготовки и осушки газа.

Особенности определения количества СНГ

Учет сухого природного газа в мировой практике налажен сравнительно давно, существуют апробированные на практике наборы средств измерений (СИ) и методы учета: промышленно выпускаемые расходомеры, основанные на разных физических принципах, а также вычислители с необходимыми математическими аппаратами и системами архивирования параметров газа.

Свободный нефтяной газ (СНГ) – смесь углеводородных газов, выделившихся из сырой нефти в процессе ее добычи, транспортирования, подготовки и находящихся в свободном состоянии [5].

Компонентный состав СНГ существенно отличается от компонентного состава природного газа (Рис. 1.2). Плотность природного газа колеблется в пределах от 0.65 до 0.7 кг/м³. Плотность же СНГ сильно зависит от компонентного состава и может изменяться в диапазоне от 0.7 до 1.5 кг/м³.

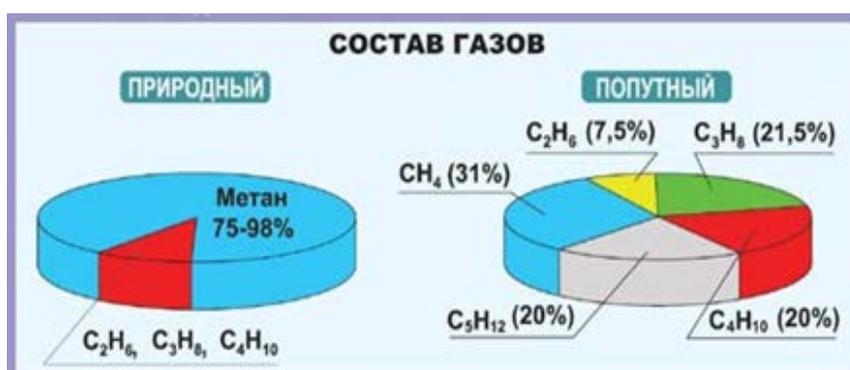


Рис. 1.2. Различия в составе природного газа и СНГ

Сложность организации достоверного учета СНГ складывается из двух особенностей СНГ: математический аппарат расчета свойств газа (плотности) и определения непосредственно расхода (объема) СНГ в тех или иных условиях.

Алгоритм расчета свойств СНГ заложен в вычислителе СИКГ. Применение на СНГ вычислителей, предназначенных для учета сухого природного газа (в которых ограничен компонентный состав и плотность измеряемой среды зачастую ограничена 1 кг/м^3) вносит дополнительную погрешность при определении стандартного объема. И чем выше давление СНГ, тем больше погрешность.

Существуют два принципиально различных метода определения расхода (объема) газа:

- массовый (полученная таким образом величина в тех или иных единицах измерения принимается критерием оценки расхода (объема));
- объемный (полученное значение расхода (объема) в рабочих (текущих) условиях подлежит переводу (приведению) к стандартным условиям).

К расходомерам (счетчикам газа) первой группы относятся термально-массовые и кориолисовые расходомеры. К расходомерам второй группы – турбинные, ротационные, ультразвуковые, вихревые и оптические.

Расходомер (преобразователь расхода) определяет расход (объем) газа в рабочих условиях (при текущей температуре газа и текущем давлении). Реальным показателем объема является объем при стандартных условиях (температура $T_C = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ и давление $P_C = 0.101325 \text{ МПа}$).

Стандартный объем вычисляется по формуле:

$$V_C = V_p \left(\frac{\rho}{\rho_C} \right), \quad (1.1)$$

где V_p – объем СНГ при рабочих условиях, ρ – плотность СНГ при рабочих условиях, ρ_C – плотность среды при стандартных условиях.

Плотность в рабочих условиях можно определить двумя способами: с помощью поточного анализатора (плотномера, хроматографа (по компонентному составу), прочих датчиков), либо вычислить по формуле:

$$\rho = \frac{\rho_C P T_C}{P_C T K}, \quad (1.2)$$

где ρ_C – плотность среды при стандартных условиях, P – текущее давление,

T_C – стандартная температура (20 °С), P_C – стандартное давление (0.101325 МПа), T – текущая температура, K – коэффициент сжимаемости.

Применение поточных анализаторов экономически целесообразно на коммерческих узлах учета с большими расходами СНГ.

При расчете текущей плотности, исходя из (1.2), становится понятным, что СИКГ должна быть укомплектована датчиками давления и температуры, а также вычислителем с соответствующим алгоритмом расчета физических свойств СНГ по исходным данным о расходе в рабочих условиях, текущем давлении и температуре, компонентном составе газа и его плотности при стандартных условиях. Таким алгоритмом для СНГ является ГСССД МР 113 [6].

Состав такой СИКГ представлен на Рисунке 1.3.

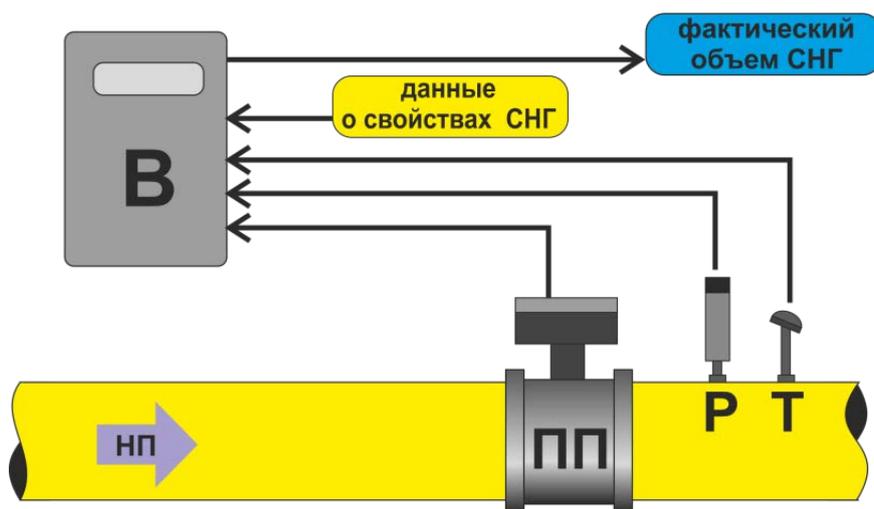


Рис. 1.3. Состав СИКГ

Второй особенностью является физическое поведение СНГ из-за его сложного компонентного состава в измеряемом трубопроводе при разных условиях. Наглядно это показано на Рисунке 1.4:



Рис. 1.4. Неидеальность СНГ

Учёт такого газа осложняется тем, что капли углеводородов и воды, летящие в трубопроводе, осаждаются на чувствительных элементах расходомеров, скапливаются в трубопроводе и измеряемая среда становится неоднородной, в результате чего показания счётчиков недостоверны.

В главе 4 приведены результаты полевых испытаний различных средств измерения расхода, проведенных на реальных объектах нефтегазодобычи и выводы по их применению при учете СНГ.

Общие наблюдения: наличие примесей в потоке СНГ при температурах выше точки росы в принципе сложностей для работы большинства расходомеров не создает (речь идет о самом физическом принципе определения расхода, заложенного в конструкцию расходомера и достоверности выходного сигнала). Исключением может быть присутствие в потоке СНГ твердых частиц (например, серы), которые могут нарушить работоспособность чувствительных элементов некоторых моделей расходомеров, а также привести к выходу из строя прибора. Но если температура измеряемой среды опускается ниже точки росы, углеводороды начинают конденсироваться и в самом потоке (вплоть до возникновения второй фазы) и на элементах СИ СИКГ. При еще более низких температурах жидкие фракции кристаллизуются и осаждаются твердой коркой на трубопроводе и элементах СИ СИКГ. Кроме искажения результатов замеров все это приводит еще и к выходу из строя некоторых моделей расходомеров, а в исключительных случаях – к полному перекрытию потока СНГ из-за образующейся шубы.

Типы расходомеров, которые наиболее подходят для учета СНГ рассмотрены в Главе 3.

1.2 Понятие СИКН

Согласно **ГОСТ 34396-2018 СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ (СИКН) И НЕФТЕПРОДУКТОВ (СИКНП)** – Совокупность функционально объединенных средств измерений, системы сбора и обработки информации, технологического и иного оборудования, предназначенная для прямых или косвенных динамических измерений массы и показателей качества нефти (нефтепродуктов) [7].

Согласно **ГОСТ Р 8.615-2005 СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ СЫРОЙ (СИКНС)** – Совокупность функционально объединенных средств измерений, систем обработки информации и технологического оборудования, предназначенная для:

- измерений массы сырой нефти методом прямых или косвенных измерений;
- определения массы нетто сырой нефти;
- измерений параметров сырой нефти;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений [3].

Согласно **ПНСТ 360-2019 ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА (ИЗМЕРЕНИЙ) КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТЕГАЗОВОДЯНОЙ СМЕСИ** – Совокупность функционально объединенных средств измерений, систем обработки информации и технологического оборудования, предназначенная:

- для прямых или косвенных измерений количества скважинной жидкости;
- косвенных измерений массы нетто нефти;
- измерений параметров измеряемой среды;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений [4].

СИКН(П) предназначены для оперативного и коммерческого учета нефти (нефтепродуктов), а именно автоматизированных измерений объемов, массы, измерения давления, температуры и показателей качества в соответствии с требованиями действующего законодательства и нормативной документации (Рис. 1.5).



Рис. 1.5. Общий вид типовой СИКН

Основные функции СИКН (СИКНП):

- измерение массы брутто и массы нетто нефти (нефтепродуктов);
- измерение технологических параметров, регистрация результатов измерений, их хранение;
- измерение показателей качества нефти (нефтепродуктов);
- мониторинг результатов измерений;
- передача данных на верхний уровень.

Типовой состав СИКН (СИКНП).

- блок фильтров (БФ);
- блок измерительных линий (БИЛ);
- блок измерений показателей качества нефти и нефтепродуктов (БИК);
- пробозаборное устройство (ПЗУ);
- поверочная установка (ПУ);
- система сбора, обработки информации (СОИ);
- узел регулирования расхода и давления (УРРД).

Технологическая схема СИКН(П)/(С) разрабатывается с учетом особенностей измеряемого продукта и объекта, к которому привязывается

СИКН(П)/(С). Тип ПР (счетчиков) выбирают с учетом вида, физических свойств продукта и режима работы СИКН(П)/(С).

Блок фильтров

Блок фильтров предназначен для очистки нефти от грубых механических примесей для исключения засорения и поломки ПР. Фильтры постепенно засоряются и нуждаются в периодической очистке. Для очистки фильтры должны укомплектовываться быстросъемными крышками или самоочищающимися фильтрующими элементами. Для очистки фильтров без остановки СИКН БФ включает в себя не менее двух параллельных фильтров (рабочие и резервные). Количество фильтров (рабочие и резервные) БФ рассчитывается исходя из производительности СИКН при максимальном расходе. Контроль за состоянием фильтров производится по разности давлений между входным и выходным коллекторами БФ, которая измеряется при помощи дифференциального манометра или при дистанционном контроле – при помощи преобразователя разности давлений.

Применение отдельного БФ позволяет уменьшить габариты и массу БИЛ, сократить количество фильтров и время их на очистку.

Блок измерительных линий

БИЛ включает в себя входной и выходной коллекторы, между которыми расположены измерительные линии, а также коллектор поверочной установки (ПУ). На коллекторах устанавливаются манометр и преобразователь давления. Измерительные линии делятся на рабочие, резервные, контрольно-резервные, и эталонные. Каждая измерительная линия оснащается ПР и при необходимости прямыми участками и струевыпрямителями в зависимости от типа ПР. Перед входом, на выходе ИЛ и на отводах от ИЛ к коллектору ПУ устанавливается запорная арматура. После прямолинейного участка за ПР устанавливаются: преобразователь давления, манометр, преобразователь температуры и термометр с термокарманом. Также в нижних точках ИЛ устанавливаются дренажные краны, а в верхних – шаровые краны.

Количество ИЛ, рассчитывается в соответствии с Приложением Г ГОСТ 34396-2018 и определяется исходя из выбранного ПР и максимального значения расхода в трубопроводе.

Резервная ИЛ включается в работу параллельно с рабочими ИЛ.

Контрольно-резервная ИЛ может включаться в работу последовательно с рабочими ИЛ (для работы в контрольном режиме (для контроля метрологических характеристик ПР) и параллельно для работы в резервном режиме (при проведении измерений).

Эталонная ИЛ включается в работу последовательно с рабочими, резервными, контрольно-резервными ИЛ.

Блок измерений показателей качества нефти и нефтепродуктов

БИК представляет собой часть СИКН, выполняемую в виде утепленного помещения (блок-бокса или шкафа), в котором размещаются средства измерений показателей качества нефти/нефтепродуктов, пробоотборник и другие устройства. БИК устанавливается на байпасе основного трубопровода (коллектора) СИКН и через него проходит только часть потока нефти/нефтепродуктов.

Состав и схема БИК зависят от типа применяемых ПР и перечня параметров качества нефти/нефтепродуктов, которые необходимо измерять. В состав БИК могут входить:

- рабочий и резервный фильтры;
- циркуляционные насосы (рабочий и резервный) с частотно-регулируемыми приводами, обеспечивающими автоматическое регулирование расхода нефти/нефтепродуктов через БИК
- преобразователь давления;
- манометр;
- преобразователь температуры;
- термометр с термокарманом;

- поточные СИ плотности нефти/нефтепродуктов (рабочий и резервный), установленные по схеме, обеспечивающей возможность извлечения каждого из них без остановки БИК;
- места для подключения пикнометров или эталонных поточных СИ плотности нефти/нефтепродуктов, эталонных поточных СИ вязкости нефти/нефтепродуктов (для мазута) с измерительной камерой и устройства определения свободного газа в нефти;
- поточные СИ объемной доли воды в нефти (рабочий и резервный), установленные по схеме, обеспечивающей возможность извлечения каждого из них без остановки БИК;
- поточные СИ вязкости нефти/нефтепродуктов (для мазута) (рабочий и резервный), установленные по схеме, обеспечивающей возможность извлечения каждого из них без остановки БИК;
- автоматические пробоотборники (рабочий и резервный) с герметичными контейнерами, установленные по схеме, обеспечивающей возможность извлечения каждого из них без остановки БИК, обеспечивающие отбор проб по заданной программе и в соответствии с ГОСТ 2517-2012 [8];
- устройство для ручного отбора точечных проб в соответствии с ГОСТ 2517-2012;
- поточное СИ массовой доли серы в нефти;
- система промывки СИ показателей качества нефти;
- устройство контроля протечек на дренажном коллекторе;
- запорная арматура с электроприводом на входе и выходе БИК для аварийного отключения БИК (снаружи блок-бокса, шкафа);
- место для измерений плотности нефти/нефтепродуктов ареометром с термостатирующим цилиндром.

Кроме того, на узлах учета нефти в состав БИК могут входить такие анализаторы качества, как поточные влагомер, солемер, прибор для измерения объема свободного газа в нефти.

Пробозаборное устройство

ПЗУ используется для отбора нефти/нефтепродуктов в БИК и выполняется в соответствии с ГОСТ 2517-2012. Трубопровод от ПЗУ до БИК и от БИК до точки врезки возвратного трубопровода имеет теплоизоляцию (за исключением случаев, когда ПЗУ и БИК находятся в одном или смежных отапливаемых помещениях). ПЗУ устанавливается с лубрикаторм для СИКН, СИКНП с непрерывным режимом работы для обеспечения возможности извлечения ПЗУ без остановки работы нефтепровода/нефтепродуктопровода.

Поверочная установка

Поверочная установка должна позволять проводить поверку ПР и контроль метрологических характеристик на месте эксплуатации без нарушения процесса измерения. СИКН может быть оснащен стационарной ПУ или обслуживаться передвижной. В случае передвижной ПУ СИКН должен иметь подъездные пути, площадку для передвижной ПУ и позволять подключать и отключать ее.

В качестве ПУ могут использоваться трубопоршневые поверочные установки (ТПУ), компакт-пруверы и установки с СИ расхода в соответствии с действующими нормативными документами по поверке.

Система сбора, обработки информации

СОИ представляет собой комплекс средств обработки информации, устройств ввода и вывода информации, устройств сопряжения, индикации и регистрации результатов, блоков питания и искрозащиты, вторичных приборов и вспомогательных устройств.

Тип вычислительного устройства и конкретный состав СОИ определяются в зависимости от выполняемых ими функций и типа используемых ПР и СИ, входящих в СИКН. СОИ в общем случае выполняет следующие функции:

- прием и обработку сигналов датчиков с БИЛ, БФ, БИК, вычисление и накопление результатов измерений:
 - массы нефти/нефтепродуктов;

- объема нефти/нефтепродуктов при рабочих условиях и приведение к стандартным условиям;
- текущего значения плотности нефти/нефтепродуктов при температуре и давлении в БИК и приведение текущего значения плотности нефти/нефтепродуктов к стандартным условиям;
- средневзвешенного значения плотности нефти/нефтепродуктов при условиях измерений объема за отчетный период и приведение к стандартным условиям;
- средневзвешенных значений температуры и давления за отчетный период;
- ввод (изменение) предельных значений параметров, указанных в технической документации или в свидетельстве о поверке СИ (расхода нефти/нефтепродуктов через БИЛ, температуры, давления в БИЛ и БИК, разности давлений на БФ, расхода через БИК, плотности и вязкости);
- автоматическое вычисление коэффициента преобразования СИ расхода в зависимости от изменений расхода нефти/нефтепродуктов или расхода и вязкости нефти и нефтепродуктов (для мазута) при измерении объема/массы нефти/нефтепродуктов;
- автоматизированное выполнение поверки рабочих, резервных, контрольно-резервных, эталонных СИ расхода без нарушения процесса измерений количества и показателей качества нефти/нефтепродуктов;
- автоматизированное выполнение контроля метрологических характеристик рабочих и резервных СИ расхода (по ПУ, эталонному или контрольно-резервному СИ расхода), поточных СИ плотности и вязкости;
- автоматический контроль, индикация, сигнализация и регистрация предельных значений параметров нефти/нефтепродуктов;
- управление отбором проб;
- вычисление массы нетто нефти при автоматическом или ручном вводе с клавиатуры АРМ оператора значений содержания воды, хлористых солей и механических примесей;

- индикация и автоматическое обновление на экране монитора текущих значений технологических параметров СИКН и показателей качества нефти/нефтепродуктов;
- защита констант и конфигураций, участвующих в вычислении массы нефти/нефтепродуктов;
- формирование аварийных сигналов и журнала аварийных событий;
- формирование текущих отчетов;
- формирование протоколов поверки ПУ, СИ расхода; протоколов контроля метрологических характеристик СИ расхода, поточных СИ плотности, поточных СИ вязкости;
- информационный обмен с верхним уровнем системы автоматизации;
- управление запорной арматурой;
- регулирование расхода и давления.

Узел регулирования расхода и давления

УРРД проектируется при необходимости поддержания определенных значений давления и расхода продукта через СИКН и устанавливается на выходе СИКН.

Средства измерений, используемые в СИКН

Для обеспечения всех необходимых измерений на СИКН применяются различные средства измерений. Выбор конкретного типа СИ определяется двумя факторами: качеством и точностью получаемых результатов, и стоимостью.

Плотномеры (датчики плотности)

В СИКН плотность нефти/нефтепродуктов измеряется динамически с помощью плотномеров. Наиболее распространены вибрационные плотномеры, принцип работы которых основан на зависимости между параметрами упругих колебаний трубки, заполненной жидкостью, или помещенного в нее тела, и плотностью жидкости. Наибольшую точность и надежность имеют вибрационные частотные плотномеры, в которых измеряют функционально связанную

с плотностью жидкости частоту собственных колебаний резонатора, представляющего собой вместе с системой возбуждения и обратной связи, электромеханический генератор. Частота колебаний такого генератора зависит только от параметров резонатора (формы, размеров, жесткости, массы) [9].

Вискозиметры

В СИКН вязкость нефти/нефтепродуктов измеряется с помощью вискозиметров. Вязкость влияет на показания почти всех расходомеров (счётчиков).

Вязкость характеризует свойство жидкости оказывать сопротивление сдвигу при перемещении частей жидкости относительно друг друга.

Для чистых нефтей и нефтепродуктов справедливо уравнение Ньютона:

$$\tau = \mu \frac{\partial V}{\partial n}, \quad (1.3)$$

где τ – вязкость или напряжение сдвига, μ – коэффициент внутреннего трения или коэффициент динамической вязкости, $\frac{\partial V}{\partial n}$ – градиент скорости между слоями жидкости на расстоянии n . Единицей динамической вязкости в системе СИ является паскаль-секунда (Па·с).

Отношение коэффициента динамической вязкости к плотности (ρ) называется кинематической вязкостью (ν) и измеряется в [м²/с]:

$$\nu = \frac{\eta}{\rho}. \quad (1.4)$$

В промышленности в качестве внесистемной единицы кинематической вязкости без ограничения срока допущена к использованию единица сантистокс (1 сСт = 1·10⁻⁶ м²/с).

Для измерения вязкости жидкостей в потоке в основном используются вибрационные вискозиметры и вискозиметры с падающим шариком [9].

Поточные влагомеры

В СИКН содержание воды в товарной или сырой нефти измеряется с помощью влагомеров. Содержание воды обычно выражается в объёмных или массо-

вых процентах от общего объёма или массы нефти. Среди различных методов измерения содержания воды наибольшее распространение получил диэлькометрический метод, основанный на зависимости диэлектрической проницаемости нефти от содержания в ней воды [9].

Измерительного преобразователь поточного влагомера представляет собой емкостной преобразователь, в котором между двумя электродами протекает нефть и емкость которого зависит от содержания воды. Обычно используются коаксиальные емкостные преобразователи, в которых потенциальный электрод выполнен в виде стержня, а нулевым электродом служит трубопровод (корпус). Стержень покрывается изоляционным материалом (например, фторопластом), который одновременно предотвращает отложение парафина и других осадков [9].

Расходомеры

Расходомер – прибор или устройство из нескольких частей, измеряющий расход вещества (жидкости, газа или пара).

Счетчик количества (счетчик) – прибор или устройство из нескольких частей, измеряющих массу или объем вещества (жидкости, газа или пара).

Расходомер со счетчиком – прибор или устройство, измеряющее расход и количество жидкости, газа или пара.

Преобразователь расхода — устройство, непосредственно воспринимающее расход (например, диафрагма, сопло, напорная трубка) и преобразующая его в другую величину (например, в перепад давления), удобную для измерения [1].

Как и в случае с измерением количества газа, жидкостные расходомеры разделяются два типа: объемные и массовые. Среди расходомеров первого типа турбинные счетчики являются самыми распространенными, используемыми на СИКН для измерения объема нефти/нефтепродуктов. Чувствительным элементом турбинного счетчика является аксиальная (осевая) турбина с лопастями, расположенными под углом к направлению потока жидкости, и свободно вращающаяся на подшипниках. Скорость вращения турбины прямо пропорци-

ональна скорости потока и, следовательно, расходу проходящей жидкости, а количество оборотов ее за определенный период – объему жидкости, прошедшей за этот период.

Для измерения объема жидких продуктов при малых скоростях движения, в том числе высоковязких продуктов (до $3 \cdot 10^{-3}$ м²/с), в том числе нефти/нефтепродуктов наибольшее распространение получили два типа объемных счетчиков: лопастные (камерные) и с овальными шестернями.

Массовые расходомеры предназначены для прямого измерения массы продуктов в динамике. Преимущества массовых расходомеров – это прямое измерение массы, высокая точность измерения, отсутствие влияния вязкости и плотности жидкости, отсутствие движущихся частей и малые затраты на обслуживание. Наибольшее распространение получили кориолисовые расходомеры, действие которых основано на эффекте Кориолиса.

Общие наблюдения по применению различных типов счетчиков [9]:

1. Турбинные счетчики малогабаритны, удобны в обслуживании, дешевы, но на их показания оказывают большое влияние вид продукта, расход и вязкость. Рекомендуются применять их в основном для учета однородных продуктов, вязкость которых в процессе эксплуатации может изменяться только в пределах, допустимых для данного типа счетчика. Если вязкость продукта изменяется в больших пределах, то турбинные счетчики можно применять с коррекцией градуировочной характеристики по расходу и вязкости.

2. Объемные счетчики (ротационные, шестереночные и др.) можно применять для широкой номенклатуры продуктов. Их достоинством является стабильность метрологических характеристик, меньшая зависимость от вида продукта и вязкости. Недостатками являются их громоздкость, сложная конструкция и высокая стоимость.

3. Массовые счетчики, в основном кориолисового типа, являются наиболее универсальными и могут применяться для учета всех видов продуктов.

ГЛАВА 2 ОБЗОР НОРМАТИВНОЙ БАЗЫ

2.1 ГОСТ Р 8.615-2005 и ПНСТ 360-2019

ГОСТ Р 8.615-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.

Настоящий Стандарт отменен с 8 февраля 2021 г. и информация о нем приводится в ознакомительных целях.

Стандарт разработан Открытым акционерным обществом «Тюменский нефтяной научно-технологический центр» (ОАО «ТНЦ») и Государственным предприятием Ханты-Мансийского автономного округа ЮГРА «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана» (ГП «НАЦРН им. В.И. Шпильмана»).

Стандарт устанавливает общие метрологические и технические требования к измерениям количества (массы, объема) и других параметров извлекаемых из недр сырой нефти и свободного нефтяного газа на этапах добычи, сбора, транспортировки сырой нефти и свободного нефтяного газа и подготовки товарной продукции на территории Российской Федерации.

Стандарт применяют в качестве основы для разработки методик выполнения измерений, а также нормативных и других документов, результаты использования которых являются основанием для расчета количества сырой нефти, сырой нефти обезвоженной, нетто сырой нефти и свободного нефтяного газа, извлеченных из недр, расчета фактических потерь и проведения отдельного учета по скважинам, месторождениям и лицензионным участкам.

В стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

– **масса балласта:** Общая масса воды, хлористых солей и механических примесей, содержащихся в сырой нефти.

– **дебит скважины:** Количество продукции нефтяной скважины, полученное в течение суток.

– **измерительная установка:** Совокупность функционально объединенных измерительных приборов, измерительных преобразователей и других устройств, предназначенных для измерений одной или нескольких величин и размещенных в одной пространственно обособленной зоне.

– **лицензионный участок:** Геометризованный участок недр, на котором юридическому лицу предоставлено исключительное право на проведение лицензионных работ и пространственные границы которого определены в порядке, установленном Федеральным законом «О лицензировании отдельных видов деятельности» (от 08 августа 2001 г. № 128-ФЗ).

– **масса нетто сырой нефти:** Разность массы сырой нефти и массы балласта.

– **нефтяной газ (попутный):** Смесь углеводородных и неуглеводородных газов и паров, находящихся как в свободном, так и в растворенном состоянии, выделяющихся из сырой нефти в процессе ее добычи.

– **растворенный газ:** Легкие углеводороды, в стандартных условиях находящиеся в газообразном состоянии и выделяемые из сырой нефти при технологических операциях подготовки сырой нефти.

– **стандартные условия:** Условия, соответствующие температуре, равной 20 °С, и избыточному давлению, равному нулю.

– **система измерений количества и параметров нефти сырой; СИКНС:** Совокупность функционально объединенных средств измерений, систем обработки информации и технологического оборудования, предназначенная для:

- измерений массы сырой нефти методом прямых или косвенных измерений;
- определения массы нетто сырой нефти;
- измерений параметров сырой нефти;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений.

– **нефть сырая необработанная (далее - сырая нефть):** Жидкое минеральное сырье, состоящее из смеси углеводородов широкого физико-химического состава, которое содержит растворенный газ, воду, минеральные соли, механические примеси и другие химические соединения.

– **система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа; СИКГ:** Совокупность функционально объединенных средств измерений, систем обработки информации и технологического оборудования, предназначенная для:

- измерений объема свободного нефтяного газа;
- измерений параметров свободного нефтяного газа;
- вычисления объема свободного нефтяного газа, приведенного к нормальным условиям;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений.
- **периодический режим измерений:** Режим измерений, характеризующийся поочередным выполнением для каждой скважины единичных измерений, периодичность, количество или длительность которых регламентируются в МВИ.
- **свободный нефтяной газ:** Смесь углеводородных газов, выделившихся из сырой нефти в процессе ее добычи, транспортировки, подготовки и находящихся в свободном состоянии.
- **параметры свободного нефтяного газа:** Физические величины: температура, плотность и давление.
- **параметры сырой нефти:** Физические величины: температура, плотность, давление, масса балласта, объем растворенного нефтяного газа.

В настоящее время на территории Российской Федерации в действии:

ПНСТ 360-2019 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.

Предварительный стандарт разработан Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии» (ФГУП «ВНИИР»).

Утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 13 сентября 2019 г. № 30-пнст.

Стандарт содержит общие метрологические и технические рекомендации к измерениям количества (массы, объема) и других параметров, извлеченных из недр нефти (кроме извлеченной шахтным способом) и попутного нефтяного газа на территории Российской Федерации.

Стандарт применяют при разработке методик (методов) измерений, а также документов, результаты использования которых являются основанием для расчета извлеченных из недр массы нефти и объема свободного попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси.

В стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

– **измерительная установка:** Совокупность функционально объединенных средств измерений и вспомогательных устройств, размещенная в одной пространственно обособленной зоне и предназначенная:

- для прямых или косвенных измерений количества скважинной жидкости;
- косвенных измерений количества попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям;
- косвенных измерений массы скважинной жидкости без учета воды и попутного нефтяного газа или массы нетто нефти;
- измерений параметров измеряемой среды;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений.

Измерительные установки подразделяются на индивидуальные измерительные установки, обслуживающие отдельную скважину, и групповые измерительные установки, обслуживающие несколько скважин поочередно.

– **косвенное измерение:** Измерение, при котором искомое значение величины определяют на основании результатов прямых измерений других величин, функционально связанных с искомой величиной [10].

– **лицензионный участок недр:** Геометризованный участок недр, на котором юридическому лицу в соответствии с лицензией предоставлено исключительное право на проведение работ и пространственные границы которого

определены в порядке, установленном действующим законодательством Российской Федерации.

– **масса нетто нефти**: Величина, полученная в результате вычета масс отдельных воды, попутного нефтяного газа и примесей, а также содержащихся в нефти во взвешенном состоянии воды, хлористых солей и механических примесей, определенных с применением средств измерений и результатов лабораторных испытаний, из массы скважинной жидкости.

– **многофазный поток**: Поток, состоящий из двух или более фаз, одновременно протекающих в канале замкнутого поперечного сечения.

– **многофазный расходомер**: Средство измерений, предназначенное для динамических измерений расходов многофазного потока и его отдельных компонентов без предварительной сепарации.

– **нефтегазоводяная смесь или скважинная жидкость**: Смесь, извлеченная из недр, содержащая углеводороды широкого физико-химического состава, попутный нефтяной газ, воду, минеральные соли, механические примеси и другие химические соединения.

– **параметры свободного попутного нефтяного газа**: Физические величины: температура, плотность и давление, компонентный состав.

– **периодический режим измерений**: Режим измерений, характеризующийся поочередным выполнением измерений для каждой скважины.

– **попутный нефтяной газ**: Смесь углеводородных и неуглеводородных газов и водяных паров, находящихся как в свободном, так и в растворенном состоянии в нефтегазоводяной смеси.

– **прямое измерение**: Измерение, при котором искомое значение величины получают непосредственно от средства измерений [10].

– **растворенный попутный нефтяной газ**: Часть попутного нефтяного газа, не выделившаяся в свободное состояние и растворенная в скважинной жидкости.

– **свободный попутный нефтяной газ**: Часть попутного нефтяного газа, выделившаяся из нефтегазоводяной смеси в процессе ее добычи, транспортировки и подготовки, находящаяся в свободном состоянии.

– **измерительная система (измерений) количества и параметров нефтегазоводяной смеси:** Совокупность функционально объединенных средств измерений, систем обработки информации и технологического оборудования, предназначенная:

- для прямых или косвенных измерений количества скважинной жидкости;
- косвенных измерений массы нетто нефти;
- измерений параметров измеряемой среды;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений.

– **измерительная система (измерений) количества и параметров свободного попутного нефтяного газа:** Совокупность функционально объединенных средств измерений, систем обработки информации и технологического оборудования, предназначенная:

– для косвенных измерений объема свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям;

– отображения (индикации) и регистрации результатов измерений.

– **стандартные условия:** Абсолютное давление, равное 0.101325 МПа, и температура, равная 20 °С (293.15 К) или 15 °С (288.15 К) для нефти и 20 °С (293.15 К) для свободного попутного нефтяного газа.

– **содержание объемной доли воды в скважинной жидкости:** Величина, численно характеризующая отношение объема воды, содержащейся в скважинной жидкости, к объему скважинной жидкости, выраженная в долях единицы или процентах.

В стандарте использованы следующие сокращения:

ИУ – измерительная установка;

МИ – методика (метод) измерений;

МФР – многофазный расходомер;

СИ – средство измерений;

СОИ – система обработки информации;

СИКГ – система измерений количества и параметров свободного попутного нефтяного газа;

СИКНС – система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси.

Проект технической документации на ИУ, МФР, СИКНС, СИКГ или иные СИ должен проходить метрологическую экспертизу и соответствовать обязательным требованиям действующего законодательства и требованиям настоящего стандарта.

Технические и метрологические характеристики СИ и оборудования, входящих в состав ИУ, МФР, СИКНС, СИКГ, или иных СИ должны соответствовать проектам, разработанным по техническим заданиям на проектирование, прошедшим метрологическую экспертизу, обязательным требованиям законодательства и требованиям настоящего стандарта.

СИ, применяемые на объектах, поднадзорных Ростехнадзору, должны иметь сертификат соответствия Техническому регламенту Таможенного союза (ТР ТС). СИ, введенные в эксплуатацию до принятия настоящего стандарта и применяемые на объектах, поднадзорных Ростехнадзору, должны иметь разрешение на применение, выданное этой службой.

СИ, применяемые для прямых или косвенных измерений количества скважинной жидкости, нефти и свободного попутного нефтяного газа, должны быть утвержденных типов.

Результаты измерений массы нефти по ГОСТ 8.587-2019 [11] являются основанием для уточнения результатов измерений с применением систем измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси, измерительных установок и средств измерений по лицензионным участкам, отдельным скважинам или группам скважин.

Измерения количества скважинной жидкости, нефти и свободного попутного нефтяного газа выполняют в соответствии с МИ, аттестованными и утвержденными в установленном законодательством Российской Федерации порядке.

2.2 ГОСТ Р 8.733-2011

ГОСТ Р 8.733-2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.

Разработан Открытым акционерным обществом «Нефтяная компания Роснефть» (ОАО «НК Роснефть»), Обществом с ограниченной ответственностью «Метрологический центр Контрольно-измерительные технологии» (ООО «МЦ КИТ»), Обществом с ограниченной ответственностью «СТП» (ООО «СТП»).

Утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 14 июля 2011 г. № 182-ст.

Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации».

Стандарт разработан с учетом тенденции развития измерительной техники и требований метрологических правил и норм, регламентируемых законодательством Российской Федерации и нормативными документами в области обеспечения единства измерений.

Стандарт разработан в целях установления и унификации требований, предъявляемых к (СИКГ).

Основные задачи настоящего стандарта:

- классификация СИКГ, исходя из особенностей их применения;
- установление требований к:
 - составу, структуре и функциям СИКГ в зависимости от назначения;
 - методам и средствам измерений, применяемым в СИКГ, и их метрологическому обеспечению;
 - вспомогательным средствам измерений и технологическому оборудованию СИКГ;
 - выбору первичных преобразователей расхода с учетом физико-химических свойств свободного нефтяного газа;

- осуществлению метрологического обеспечения СИКГ;
- достижению и применению условий обеспечения однофазности потока свободного нефтяного газа;
- унификации решений при проектировании СИКГ.

Стандарт распространяется на СИКГ, применяемые в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, и устанавливает основные метрологические и технические требования к ним.

Стандарт применяют при проектировании, изготовлении, монтаже и эксплуатации систем измерений объема свободного нефтяного газа.

В стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

– **измерительная линия (измерительный трубопровод)**: Участок трубопровода, границы и геометрические характеристики которого, а также размещение на нем средств измерений и вспомогательных устройств определяются нормативными и техническими документами, устанавливающими требования к процессам выполнения измерений расхода и объема газа.

Рабочая измерительная линия – измерительная линия, находящаяся в работе при нормальном режиме эксплуатации системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа.

Резервная измерительная линия – измерительная линия, включающаяся в работу при отказе или ремонте рабочей измерительной линии.

Контрольная измерительная линия – измерительная линия с размещенным на ней контрольным преобразователем расхода, применяемым для контроля метрологических характеристик рабочих преобразователей расхода и счетчиков в период между поверками.

– **измерительный комплекс**: Функционально объединенная совокупность средств измерений и вспомогательных устройств, предназначенная для косвенных измерений объема газа при стандартных условиях.

Для измерительного комплекса в нормативных документах указывают пределы допускаемой погрешности измерительных каналов и пределы допус-

каемой погрешности измерительного комплекса по объемному расходу, приведенному к стандартным условиям.

– **показатели качества свободного нефтяного газа (показатели качества газа):** Количественные физико-химические показатели свободного нефтяного газа, устанавливаемые нормативными документами, а также условиями договоров и контрактов на поставку газа.

– **потери давления газа:** Уменьшение статического давления на величину, затрачиваемую на преодоление сил гидравлического сопротивления при прохождении газа через преобразователь расхода.

– **пробоотборная линия:** Линия (газопровод), предназначенная для передачи пробы газа от пробоотборного устройства на вход измерительного прибора или в контейнер.

– **пробоотборное устройство:** Устройство, устанавливаемое в трубопроводе, из которого отбирают пробу и к которому подсоединяют пробоотборную линию.

В зависимости от расположения и условий эксплуатации пробоотборное устройство может быть стационарным или съемным.

– **система сбора и обработки информации:** Элемент системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа, предназначенный для автоматизированного выполнения функций сбора, обработки, отображения, регистрации и хранения информации по результатам измерений и управления режимами работы системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа.

– **среднее значение величины:** Средневзвешенное значение величины за определенный период времени (час, сутки).

– **стандартные условия:** Условия, соответствующие температуре 20 °С и абсолютному давлению 0.101325 МПа.

– **температура точки росы по воде:** Температура при данном давлении, при которой начинается конденсация паров воды.

– **температура точки росы по углеводородам:** Температура при данном давлении, при которой начинается конденсация паров углеводородов.

– **условно-постоянная величина**: Величина, принятая постоянной за определенный период времени (например, час, сутки, месяц).

– **корректор**: Средство измерительной техники, которое преобразовывает выходные сигналы счетчика газа, измерительных преобразователей температуры и/или давления и вычисляет объем газа, приведенный к стандартным условиям.

Для корректора объема газа нормируют пределы допускаемой погрешности преобразования входных сигналов и погрешность вычислений.

– **вычислитель**: Средство измерительной техники, которое преобразовывает выходные сигналы средств измерений объема и расхода газа, измерительных преобразователей параметров потока и среды и вычисляет объем газа, приведенный к стандартным условиям.

Для вычислителя нормируют предел допускаемой погрешности преобразования входных сигналов и погрешность вычислений.

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

ИК – измерительный комплекс;

ИЛ – измерительная линия;

ПР – преобразователь расхода;

СИКГ – система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа;

СИ – средство измерений;

СОИ – система сбора и обработки информации;

СУ – стандартное сужающее устройство;

ТЗ – техническое задание;

ТТ – технические требования;

УПП – устройство подготовки потока.

Классификация систем измерений количества и параметров свободного нефтяного газа

СИКГ классифицируют на категории и классы, исходя из их производительности и места размещения, с целью установления оптимальных технических и метрологических требований.

В зависимости от значения объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, СИКГ подразделяют на категории:

- **I (большой производительности)** – от 10^5 м³/ч включительно;
- **II (средней производительности)** – от $2 \cdot 10^4$ до 10^5 м³/ч включительно;
- **III (малой производительности)** – более 10^3 до $2 \cdot 10^4$ м³/ч;
- **IV (минимальной производительности)** – не более 10^3 м³/ч.

По назначению СИКГ подразделяют на следующие классы:

- **A** – СИКГ, предназначенные для выполнения измерений в целях проведения взаимных расчетов;
- **B** – СИКГ, предназначенные для выполнения измерений объемов газа, потребляемого на собственные технологические и инфраструктурные нужды (выработка электроэнергии, котельные, печи подогрева нефти, печи УПСВ, путевые подогреватели и т.п.);
- **B** – СИКГ, предназначенные для выполнения измерений объемов газа, сбрасываемых в атмосферу и сжигаемых на факелах (установки сброса газа на свечу, факельные установки и т.п.).

Требования к погрешности измерений СИКГ

Для СИКГ нормируют пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям. Значения приведены в Таблице 1.

При отсутствии технических решений, обеспечивающих однофазность потока по измерительной линии, для всех категорий и классов СИКГ пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема свободного

нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, составляют не более $\pm 5\%$.

Таблица 2.1.

Пределы погрешности СИКГ

Категория СИКГ	Пределы допускаемой относительной погрешности, %		
	А	Б	В
I	$\pm 1,5$	$\pm 2,5$	$\pm 5,0$
II	$\pm 2,0$	$\pm 2,5$	$\pm 5,0$
III	$\pm 2,5$	$\pm 3,0$	$\pm 5,0$
IV	$\pm 3,0$	$\pm 4,0$	$\pm 5,0$

В документе также приведены формулы расчета погрешности измерений, оценивание погрешности измерений, требования к функциям систем измерений количества и параметров свободного нефтяного газа в зависимости от класса и категорий, прописаны состав и оснащение систем измерений количества и параметров свободного нефтяного газа.

Области применения и выбор преобразователей

Выбор типа ПР для измерений газа выполняют с учетом рекомендуемых областей их применения, приведенных в таблице 2.

Применение кориолисовых массовых расходомеров для измерений расхода газа на факельных установках недопустимо.

Термоанемометрические расходомеры следует использовать только для измерений осушенного газа, прошедшего через специально предназначенные установки для очистки и осушки газа. Степень сухости газа должна соответствовать требованиям эксплуатационной документации на расходомер и обеспечивать полное отсутствие конденсированной влаги.

При оценке пределов допускаемой погрешности измерений термоанемометрических расходомеров должно быть учтено влияние термодинамических

свойств (вязкость, теплопроводность, теплоемкость) газа на результат измерений (во всем диапазоне изменений давления, температуры и компонентного состава газа).

Таблица 2.2.

Рекомендованные области применения ПР

Метод измерений, тип ПР или счетчика	Внутренний диаметр трубопровода, мм	Избыточное давление газа, МПа	Динамический диапазон измерений	Категория СИКГ
Ультразвуковой корпусной	от 50 до 1400	от 0*	от 1:50 до 1:130	I-IV
Ультразвуковой врезной (лубрикаторного типа)	от 80 до 1700*	от 0,005 до 0,7*	1:200*	I-IV
Вихревой корпусной	от 15 до 300	от 0,05 до 25	от 1:7 до 1:80	I-IV
Вихревой врезной (лубрикаторного типа)	от 100 до 1000	от 0,05 до 0,8	от 1:10 до 1:40	II-IV
Метод переменного перепада давления на СУ	от 50 до 1200	св. 0,10	1:5	I-IV
Осредняющая напорная трубка	от 50 до 1000	от 0,10 до 1,6	1:8	I-IV
Термоанемометрический	от 15 до 1500	от 0,005 до 7	1:100	I-IV**
Кориолисовый	от 1 до 250	св. 0,6*	от 1:10 до 1:1000*	III-IV
	от 50 до 500	св. 0,10	от 1:5 до 1:20	III
Турбинный				III-IV
	от 50 до 100	От 0 до 10,3	1:100	II-IV
Оптический	от 100 до 600	От 0 до 0,7		

* Следует уточнять для конкретной модели ПР.

** Только для СИКГ класса В.

В документе приведены прочие рекомендации по выбору ПР, требования к вычислителям, требования к структуре и функциям систем сбора и обработки информации, требования к средствам измерений физико-химических показателей газа, требования к средствам измерений давления и температуры, требова-

ния к технологическому оборудованию, требования к условиям измерений, требования к обработке результатов измерений.

Метрологическое обеспечение

Общие положения

В составе СИКГ применяют СИ, внесенные в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и имеющие свидетельства (или сертификаты) об утверждении типа.

СИ, применяемые на объектах, находящихся в компетенции Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору, должны иметь действующее разрешение на применение, выданное этой службой.

Проверку состояния, монтажа и условий применения СИ проводят в соответствии с их эксплуатационной документацией.

При проведении поверки СИ СИКГ применяют рабочие эталоны, для которых обеспечена прослеживаемость передачи размера единицы величины от государственного первичного эталона либо от установки высшей точности или национального эталона единицы величины другой страны, в случае отсутствия соответствующих государственных эталонов единиц величин.

Поверку СИ проводят в соответствии с методиками поверки, приведенными в свидетельстве об утверждении типа СИ или в описании типа СИ.

Рабочие эталоны и оборудование, используемое для проведения поверки (калибровки) СИ, должно соответствовать требованиям методик поверки.

Поверочное оборудование применяют в соответствии с эксплуатационной документацией на данное оборудование. Все эталонные СИ, применяемые при поверке должны иметь действующий срок поверки, а оборудование, аттестовано в установленном порядке, если аттестация предусмотрена для данного оборудования.

Измерения свободного нефтяного газа на СИКГ следует выполнять по методикам измерений, аттестованным и утвержденным в порядке, установленном ГОСТ Р 8.563. В случае отсутствия (или частичной реализации) техни-

ческих решений по 5.5.10.6 аттестация методики измерений выполняется только по результатам экспериментальных исследований.

Комплект документации на СИКГ и содержание паспорта СИКГ

Комплект документации СИКГ должен включать в себя:

- паспорт СИКГ;
- копию акта ввода СИКГ в промышленную эксплуатацию;
- заключение метрологической экспертизы технического задания на СИКГ;
- заключение метрологической экспертизы проекта СИКГ;
- заключение экспертизы промышленной безопасности проекта СИКГ;
- методику измерений и свидетельство об аттестации методики измерений;
- инструкцию по эксплуатации СИКГ;
- паспорта и техническую документацию СИ и оборудования, входящих в состав СИКГ;
- график проведения поверки СИ;
- свидетельства о поверке СИ;
- график проведения контроля метрологических характеристик СИ;
- график проведения технического обслуживания;
- протоколы контроля метрологических характеристик СИ;
- акты проверок герметичности запорной арматуры, соединительных линий СИКГ;
- акт измерений внутренних диаметров ИЛ;
- акт установки ПР;
- ТТ, ТЗ и проект на СИКГ;
- отчет о проведении работ по техническому обслуживанию;
- журнал проведения работ на СИКГ;
- журнал регистрации показаний СИ.

Паспорт СИКГ должен включать следующие разделы:

- общие сведения;
- состав СИКГ;
- схема СИКГ;

- параметры потока и среды.

В разделе «Общие сведения» паспорта СИКГ указывают:

- наименование СИКГ;
- объект, на котором размещен СИКГ;
- категорию и класс СИКГ;
- дату ввода в эксплуатацию;
- организации-контрагенты.

Раздел «Состав СИКГ» паспорта СИКГ оформляют в соответствии с ГОСТ Р 8.563. В разделе дополнительно указывают места и дату установки СИ и вспомогательного оборудования.

В разделе «Схема СИКГ» паспорта СИКГ приводят аксонометрическую схему СИКГ. На схеме указывают места размещения ПР, струевыпрямителей или УПП (при их наличии), местных сопротивлений, места измерений температуры, давления и отбора проб.

На схеме указывают типы местных сопротивлений, их условные проходы, внутренние диаметры и длины участков ИЛ, геометрические параметры которых регламентированы применяемой на СИКГ методикой измерений.

В разделе «Параметры потока и среды» паспорта СИКГ приводят:

- среднее, максимальное и минимальное значения объемного расхода газа при рабочих условиях (для каждой ИЛ отдельно);
- среднее, максимальное и минимальное значения объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям (для каждой ИЛ отдельно);
- среднее, максимальное и минимальное значения температуры, давления и перепада давления (для метода переменного перепада давления);
- усредненный компонентный состав газа и возможные отклонения содержания каждого компонента от его среднего значения;
- среднее, максимальное и минимальное значения плотности газа при стандартных условиях;
- перечень параметров, принятых условно-постоянными, отклонение от их средних значений и период их корректировки;

– пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям.

Паспорт СИКГ должен быть подписан главным инженером владельца СИКГ и заверен печатью.

2.3 РМГ 99-2010

РМГ 99-2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок метрологического и технического обеспечения промышленной эксплуатации систем измерений количества и показателей качества нефти, трубопоршневых поверочных установок и средств измерений в их составе.

Разработаны Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»).

Внесены Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии.

Приняты Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 10 июня 2010 г. № 37).

Рекомендации устанавливают структуру и общие принципы организации метрологического и технического обеспечения эксплуатации систем измерений количества и показателей качества нефти, входящих в их состав трубопоршневых и других поверочных установок и средств измерений (далее – СИКН).

Рекомендации распространяются на введенные в промышленную эксплуатацию СИКН.

Рекомендации предназначены для предприятий любых организационно-правовых форм и форм собственности, применяющих для ведения товарно-коммерческих операций СИКН, а также предприятий-подрядчиков, осуществляющих метрологическое и техническое обслуживание СИКН.

В рекомендациях применены следующие термины с соответствующими определениями:

– **эксплуатация:** Комплекс мероприятий по подготовке СИКН к применению и использование их по назначению.

– **метрологическое обеспечение эксплуатации:** Комплекс мероприятий по установлению и применению организационных основ, технических средств,

правил и норм, необходимых для достижения единства и требуемых точности, полноты, своевременности и оперативности измерений, выполняемых СИКН.

– **метрологическое обслуживание:** Совокупность операций по определению метрологических характеристик СИКН (средств измерений в их составе), выполняемых с целью установления или подтверждения их пригодности к использованию по назначению.

– **метрологическая надежность:** Надежность средств измерений в части сохранения метрологической исправности, т.е. такого состояния, в котором все метрологические характеристики средств измерений соответствуют установленным нормам.

– **техническое обеспечение эксплуатации:** Комплекс организационных и технических мероприятий, целью которых является обеспечение возможности подготовки СИКН к применению и использования по назначению в соответствии с требованиями нормативной и технической документации.

– **техническое обслуживание:** Комплекс операций по поддержанию работоспособности СИКН.

– **техническое состояние:** Совокупность подверженных изменению в процессе эксплуатации свойств СИКН (его составных частей, средств измерений и оборудования), характеризующаяся в определенный момент времени признаками, установленными нормативными, техническими и эксплуатационными документами.

– **контроль технического состояния:** Проверка соответствия значений параметров и характеристик СИКН (его составных частей, средств измерений и оборудования) требованиям технической документации и определение на этой основе одного из заданных видов технического состояния в данный момент времени.

– **работоспособность:** Состояние СИКН (его составных частей, средств измерений и оборудования), при котором значения всех параметров и характеристик, определяющих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативной, технической и эксплуатационной документации.

Цели и задачи метрологического и технического обеспечения

Метрологическое и техническое обеспечение промышленной эксплуатации СИКН – комплекс организационных и технических мероприятий, выполняемых владельцем СИКН (подрядными организациями), обеспечивающий поддержание постоянной работоспособности СИКН в период ее срока службы при приемлемом для пользователя уровне эксплуатационных затрат.

Метрологическое и техническое обеспечение СИКН предусматривает решение следующих задач:

- техническая и метрологическая подготовка персонала;
- обеспечение нормативной и технической документацией;
- оснащение запасными частями, инструментами и принадлежностями (ЗИП) и обменным фондом средств измерений и оборудования;
- метрологическое и техническое обслуживание СИКН.

При модернизации СИКН или внесении в ее конструкцию изменений, влияющих на метрологические характеристики, СИКН подвергают испытаниям для целей утверждения типа (на соответствие утвержденному типу) в соответствии с действующими правилами проведения испытаний и утверждения типа средств измерений. В случае замены средств измерений СИКН на аналогичные или превосходящие по своим метрологическим характеристикам средства измерений разрешается не подвергать СИКН указанным испытаниям, если это допускается действующими нормативными документами.

Организация метрологического и технического обеспечения

Общее руководство метрологическим и техническим обеспечением эксплуатации СИКН на предприятии должен осуществлять его технический руководитель.

Ответственность за организацию метрологического и технического обеспечения СИКН должна быть возложена на руководителя метрологической службы предприятия (или службы, выполняющей ее функции) и руководителя подразделения, эксплуатирующего СИКН. Конкретные обязанности должност-

ных лиц и возлагаемые на них задачи должны быть определены в должностных инструкциях, утверждаемых руководителем предприятия.

Организация метрологического и технического обеспечения эксплуатации СИКН предусматривает установление и детальную конкретизацию:

- состава, содержания и периодичности выполняемых работ;
- ответственных за выполнение работ, состава исполнителей, границ раздела ответственности;
- средств измерений и оборудования;
- квалификационных требований к исполнителям;
- порядка учета выполненных работ.

Состав выполняемых работ (пооперационно), их периодичность, персонал и планируемые трудозатраты устанавливаются в технологических картах, разрабатываемых исполнителем работ на каждый вид (тип) оборудования и средства измерений.

При установлении периодичности (сроков) обслуживания следует учитывать:

- рекомендации, изложенные в эксплуатационной документации на средства измерений и оборудование СИКН;
- оснащенность СИКН встроенными средствами контроля и диагностирования технического состояния;
- значения качественных показателей нефти и других факторов, влияющих на техническое состояние средств измерений и оборудования и их эксплуатационные свойства;
- необходимость проведения работ сезонного характера или обусловленных климатическими условиями.

Трудозатраты по метрологическому и техническому обслуживанию СИКН определяют в соответствии с нормативами, разработанными на предприятии-исполнителе работ и утвержденными его руководителем.

Нормы времени и численность обслуживающего персонала следует рассчитывать с учетом:

- установленного состава работ по метрологическому и техническому обслуживанию, изложенного в технологических картах работ;
- оснащения исполнителей работ необходимыми инструментом, средствами измерений, оборудованием и ЗИП, нормативной, технической и эксплуатационной документацией;
- выполнения работ персоналом необходимой квалификации;
- выполнения правил безопасности труда и промышленной безопасности.

В целях повышения эффективности эксплуатации СИКН состав и периодичность работ по техническому обслуживанию следует корректировать.

Источником информации для этого являются базы данных планового контроля технического состояния средств измерений и оборудования СИКН, анализа их отказов и оценки эксплуатационной надежности.

Документ также содержит разделы о требованиях безопасности, о подготовке персонала, об обеспечении нормативной и технической документацией, об обеспечении ЗИП и обменном фонде.

Раздел «Метрологическое и техническое обслуживание» содержит подразделы:

- состав и принципы организации системы метрологического и технического обслуживания СИКН;
- контроль технического состояния СИКН;
- метрологическое обслуживание СИКН;
- организация и порядок проведения поверки средств измерений СИКН;
- контроль метрологических характеристик средств измерений.

В документе приведена информация о видах технического обслуживания и ремонта.

2.4 Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости

Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости утверждена приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 февраля 2018 г. № 256.

Настоящий документ распространяется на Государственный первичный специальный эталон единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2017, Государственный первичный эталон единицы объема жидкости ГЭТ 216-2018 и Государственную поверочную схему для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости и устанавливает назначение Государственного первичного специального эталона единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2017, Государственного первичного эталона единицы объема жидкости ГЭТ 216-2018, комплекса основных средств измерений и технических средств, входящих в их состав, основные метрологические характеристики эталонов и порядок передачи единиц массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости от государственных первичных эталонов, а также эталонов и средств измерений, заимствованных из других поверочных схем, при помощи вторичных и рабочих эталонов средствам измерений с указанием погрешностей и основных методов поверки.

В документе приведено описание Государственного первичного специального эталона единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2017, Государственного первичного эталона единицы объема жидкости ГЭТ 216-2018, вторичных эталонов (рабочие эталоны 1-го, 2-го и 3-го разрядов) и их позиции на Государственной поверочной схеме, а также приведены средства измерения, используемые на эталонах.

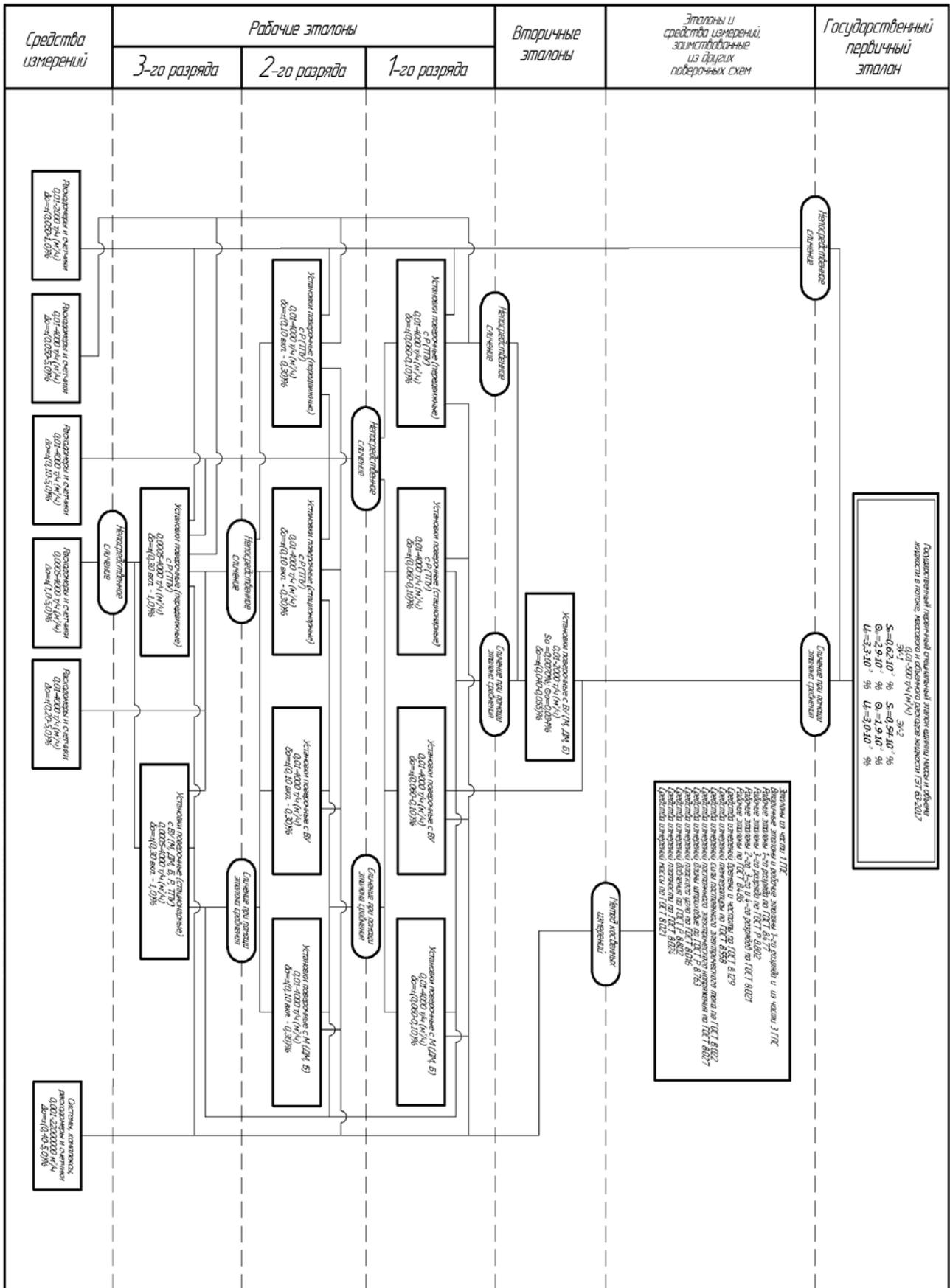


Рис. 2.1. Государственная поверочная схема для средств измерений, поверка которых осуществляется на воде

2.5 ГОСТ 8.637-2013

ГОСТ 8.637-2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков.

Разработан Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии» (ФГУП «ВНИИР»).

Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации по переписке (от 27 декабря 2013 г. протокол № 63-П).

Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 11 июня 2014 г. № 530-ст ГОСТ 8.637-2013 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 июля 2015 г.

Стандарт распространяется на государственную поверочную схему для средств измерений массового расхода многофазных потоков (Рис. 2.4) и устанавливает назначение государственного первичного специального эталона единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011, его метрологические характеристики и состав, основные метрологические характеристики рабочих эталонов и порядок передачи единицы массового расхода многофазных потоков, от первичного эталона рабочим эталонам и рабочим средствам измерений, с указанием основных методов передачи.

В стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

– **многофазный расходомер**: Средство измерений, предназначенное для динамических измерений расходов многофазного потока и его отдельных компонентов без предварительной сепарации.

– **газожидкостная смесь**: Трехкомпонентная смесь, с различными долевыми соотношениями жидких и газообразных компонентов.

В документе приведено описание Государственного первичного специального эталона, рабочих эталонов 1-го и 2-го разрядов, описание средств измерений эталонов.

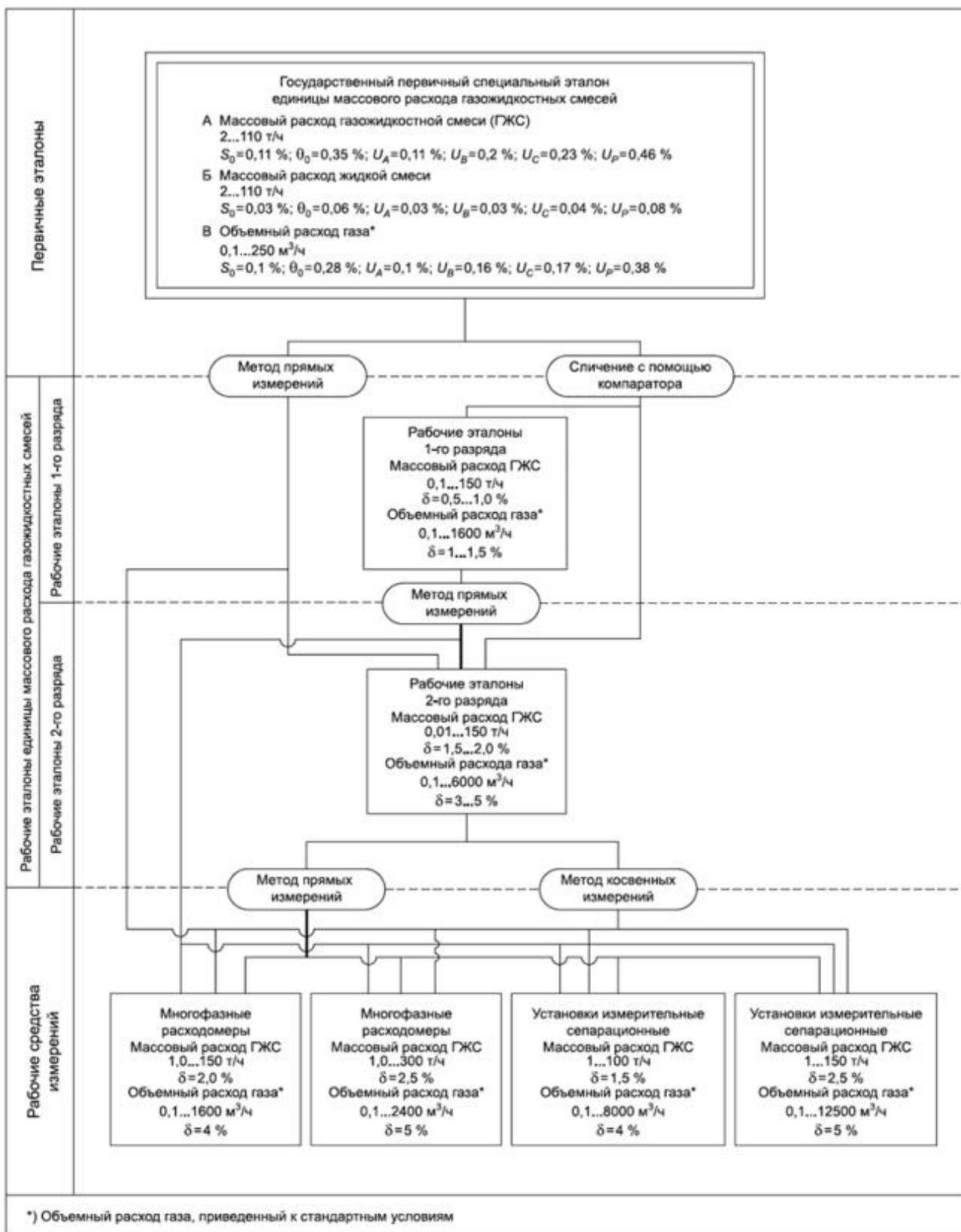


Рис. 2.4. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков

2.6 ГОСТ Р 8.618-2014

ГОСТ Р 8.618-2014 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного и массового расходов газа.

Разработан Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии» (ФГУП «ВНИИР»).

Утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 сентября 2014 г. № 1170-ст.

Стандарт распространяется на государственную поверочную схему для средств измерений объемного и массового расходов газа (Рис. 2.5) и устанавливает назначение государственного первичного эталона единиц объемного и массового расходов газа - кубического метра в час ($\text{м}^3/\text{ч}$) и килограмма в час ($\text{кг}/\text{ч}$), его метрологические характеристики и состав, основные метрологические характеристики рабочих эталонов и порядок передачи единиц расходов газа от государственного первичного эталона с помощью рабочих эталонов рабочим средствам измерений.

Государственный первичный эталон предназначен для воспроизведения и хранения единиц объемного и массового расходов газа и передачи их с помощью рабочих эталонов рабочим средствам измерений в целях обеспечения единства измерений объемного и массового расходов газа.

В документе приведено описание Государственного первичного эталона и рабочих эталонов, средств измерений эталонов, а также Государственная поверочная схема для средств измерений объемного и массового расходов газа.

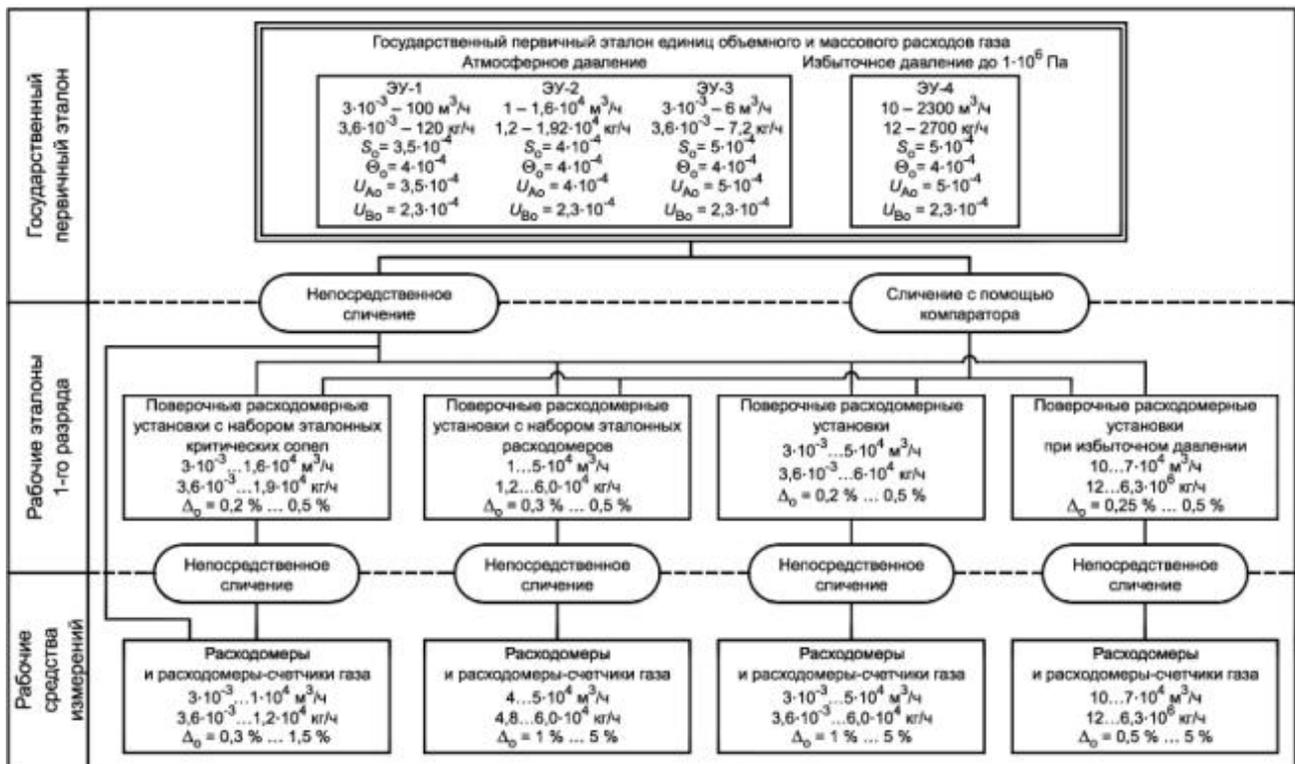


Рис. 2.5. Государственная поверочная схема для средств измерений
объемного и массового расходов газа

2.7 ГОСТ 8.324-2002

ГОСТ 8.324-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Счетчики газа. Методика поверки.

Разработан Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийским научно-исследовательским институтом расходомерии» (ФГУП «ВНИИР»).

Принят Евразийским советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол № 22 от 6 ноября 2002 г.)

Постановлением Государственного комитета Российской Федерации по стандартизации и метрологии от 17 июня 2003 г. № 195-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 8.324-2002 введен в действие непосредственно в качестве государственного стандарта Российской Федерации с 1 января 2004 г.

стандарт распространяется на счетчики и расходомеры-счетчики газа (далее – счетчики) объемного типа, методика поверки которых допускает использование воздуха в качестве поверочной среды, и устанавливает методику их периодической поверки.

Счетчики, снабженные устройствами пересчета результатов измерений объема газа при рабочих условиях к результатам соответствующих измерений при стандартных условиях (корректорами), поверяют поэлементно или поканально по методике, изложенной в руководстве по эксплуатации (РЭ). Поверку по каналу измерений объемного расхода и объема этих счетчиков проводят в соответствии с настоящим стандартом.

Первичную поверку счетчиков проводят по методике, которая должна быть изложена в РЭ на счетчик конкретного типа.

В документе описаны: операции поверки, средства поверки, требования безопасности, требования к квалификации поверителей, условия поверки и подготовка к ней, проведение поверки (внешний осмотр, опробование, определение метрологических характеристик), оформление результатов поверки.

Приложение А (справочное).

Требования к поверочным установкам.

Поверочные установки (далее – установка), схемы которых приведены ниже, состоящие из эталонного средства измерений и вспомогательных устройств, должны обеспечивать поверку счетчиков и удовлетворять следующим требованиям:

- диапазон работы поверочной установки должен быть не менее диапазона работы счетчика;
- предел допускаемой основной относительной погрешности установки не должен превышать ГОСТ 8.324-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Счетчики газа. Методика поверки предела допускаемой основной относительной погрешности счетчика;
- избыточное давление (или разрежение), создаваемое установкой, должно превышать потери давления в средствах поверки, счетчике и соединительной арматуре;
- в качестве рабочей среды следует использовать воздух;
- должны быть обеспечены простота и надежность (герметичность) подсоединения счетчика.

Установка должна быть укомплектована средствами измерений давления (разрежения), температуры, потери давления, а при необходимости также средствами измерений времени, атмосферного давления, влажности воздуха. Класс точности применяемых приборов должен быть таким, чтобы вносимая ими дополнительная погрешность обеспечивала суммарную погрешность установки не более предела допускаемой основной относительной погрешности.

ГЛАВА 3 ТИПЫ РАСХОДОМЕРОВ

В данной главе произведен обзор по существующим типам расходомеров, находящим применение в нефтяной и газовой промышленности.

Большое разнообразие требований, предъявляемых к расходомерам и счетчикам, явилось причиной разработки и создания значительного числа разновидностей этих приборов. При выборе надо исходить из свойств измеряемого вещества, его параметров, а также обоснованности требований к точности измерения, учитывая при этом как степень важности удовлетворения тем или другим требованиям, так и сложность измерительного устройства и условия его эксплуатации [2].

Условно расходомеры и счетчики можно подразделить на следующие группы:

- Ультразвуковые расходомеры;
- Оптические расходомеры;
- Термально-массовые расходомеры;
- Ядерно-магнитные расходомеры;
- Электромагнитные расходомеры;
- Меточные расходомеры;
- Приборы, основанные на гидродинамических методах:
 - Расходомеры с переменным перепадом давления;
 - Вихревые расходомеры;
 - Расходомеры обтекания;
 - Парциальные расходомеры;
- Расходомеры с непрерывно движущимся телом:
 - Тахометрические расходомеры;
 - Кориолисовы расходомеры.

3.1 Ультразвуковые расходомеры

Ультразвуковые (или акустические) расходомеры – это приборы, основанные на измерении зависящего от скорости потока измеряемой среды (расхода) эффекта, возникающего при прохождении акустических колебаний через поток жидкости или газа. Существующие ультразвуковые расходомеры очень разнообразны как по устройству первичных преобразователей, так и по применяемым измерительным схемам. В наиболее общем виде ультразвуковые расходомеры разделяются на:

- основанные на перемещении акустических колебаний движущейся средой:
- основанные на измерении разности времен прохождения акустических колебаний по потоку и против него:
 - времяимпульсные;
 - частотные;
 - фазовые:
- основанные на измерении степени отклонения колебаний от первоначального направления, направленные перпендикулярно потоку;
- основанные на эффекте Доплера.

Стоит также отметить длинноволновые расходомеры, работающие в звуковом диапазоне частот акустических колебаний, а также корреляционные и основанные на поверхностных волнах Лэмба.

В настоящее время наибольшее распространение получили расходомеры, основанные на измерении разности времен прохождения акустических колебаний по потоку и против него. Значительно реже встречаются ультразвуковые расходомеры других видов.

Ультразвуковые расходомеры относятся к СИ объемного расхода, так как определяют скорость движения потока жидкости или газа. Измерение массового расхода возможно путем добавления преобразователя, реагирующего на плотность измеряемого вещества.

Приведенная погрешность ультразвуковых расходомеров лежит в пределах от 0.1 до 2.5 %, но в среднем может быть оценена цифрами 0.5–1 % [2].

Ультразвуковые расходомеры могут использоваться на трубах любого диаметра, начиная от 10 мм. Для измерения расхода жидких веществ применяются частоты колебаний от 0.1 до 10 МГц. При измерении загрязненных веществ используются частоты от 10 кГц. Для измерения газа также применяют низкие частоты от 10 кГц.

Главным элементом первичных преобразователей (датчиков) являются излучатели и приемники ультразвуковых колебаний. В датчиках в подавляющем большинстве используются приемники/излучатели, основанные на прямом/обратном пьезоэлектрическом эффекте. Пьезоэлектрическим эффектом обладают вещества, относящиеся к сегнетоэлектрикам. В настоящее время известно более 1000 природных и искусственных сегнетоэлектриков [12]. Наиболее эффективными материалами являются пьезокерамические материалы: титанат бария (BaTiO_3) и цирконат титаната свинца (твердый раствор цирконата и титаната, свинца) ($\text{Pb}(\text{Zn}_x\text{Ti}_{1-x})\text{O}_3$), имеющие большой пьезомодуль и высокую диэлектрическую проницаемость. Для возбуждения колебаний поверхность пьезоэлементов покрывают тонким слоем серебра, к которому припаиваются сигнальные провода.

Максимальная эффективность пьезоэлемента достигается на собственной резонансной частоте. Резонансная частота пьезоэлемента зависит от толщины, а форма акустического поля от формы пьезоэлемента.

В зависимости от количества пьезоэлементов ультразвуковые расходомеры разделяются на:

- одноканальные – два пьезоэлемента, каждый по очереди выполняет функции излучения и приема;
- двухканальные – два излучателя и два приемника, образующих два независимых акустических канала, которые располагаются параллельно или перекрещиваются друг с другом;

– многоканальные – имеют больше двух излучателей и приемников и применяются при необходимости измерения расхода деформированных потоков или для достижения повышенной точности.

Преобразователь ультразвукового расходомера представляет собой отрезок трубы, на котором установлены два или четыре пьезоэлемента. В основном применяют дисковые пьезоэлементы, дающие направленное излучение. Обычно используются пьезоэлементы диаметром от 5 до 20 мм. Для частотных и времяимпульсных расходомеров жидкостей используют пьезоэлементы частотой от 5 до 20 МГц. В фазовых расходомерах частота выбирается так, чтобы при максимальном расходе получить наибольшую разность фаз, которая может быть измерена фазометром. Обычно применяется частота от 50 кГц до 2 МГц. В газовых средах частота снижается до сотен и десятков килогерц из-за трудности создания в газах интенсивных акустических колебаний.

При малых диаметрах труб иногда применяют не дисковые, а кольцевые излучатели и приемники, для получения достаточной длины измерительного участка, которая при угловом вводе направленного излучения была бы при малых значениях диаметра очень мала. Получить большую длину можно и с дисковыми преобразователями, если использовать многократное отражение волны от стенки трубы, применить отражатели или волноводы.

При угловом вводе направленных акустических колебаний обычно трубопроводы снабжаются впадинами – карманами, в которых размещаются пьезоэлементы. Для чистых и неагрессивных сред карманы могут быть свободными, однако такая схема может приводить к появлению вихрей и влиять на профиль скоростей. Обычно полости карманов заполнены звукопроводом из металла или органического стекла. При использовании звукопроводов преобразователи могут работать с преломлением звукового луча. Достоинством такого подхода является снижение реверберационной погрешности, то есть предотвращение попадания на приемный элемент отраженных колебаний. Недостатком же является изменение угла преломления при изменении физических свойств измеряемого вещества.

Все шире применяемым является использование накладных датчиков. В этом случае пьезоэлементы расположены снаружи трубопровода. Ввода ультразвуковых колебаний в измеряемую среду осуществляется непосредственно через стенку трубы. Достоинством такого подхода является отсутствие контакта с измеряемым веществом и сохранение целостности трубопровода. Недостатком является увеличение уровня паразитных сигналов и помех, а также уменьшение чувствительности.

В случае углового ввода ультразвуковых колебаний прохождение ультразвука, направленного по потоку и против него, характеризуется значением скорости прохождения требуемого расстояния и временем, затраченным на его прохождение. Разность времен прямо пропорциональна скорости потока.

Существует несколько способов измерения очень малого значения времени: фазовый, при котором измеряется разность фазовых сдвигов акустических колебаний, направляемых по потоку и против него (фазовые расходомеры); времяимпульсный метод, основанный на непосредственном измерении разности времени прохождения коротких импульсов по потоку и против него (времяимпульсные расходомеры); частотный метод, при котором измеряется разность частот повторения коротких импульсов или пакетов акустических колебаний, направляемых по потоку и против него (частотные расходомеры). Большое распространение получил последний метод и его разновидности.

3.1.1 Фазовые ультразвуковые расходомеры

Работа фазовых ультразвуковых расходомеров основана на измерении фазовых сдвигов ультразвуковых колебаний, возникающих от разности времен прохождения этими колебаниями одного и того же расстояния по потоку движущейся жидкости или газа и против него. Разработано большое количество схем фазовых расходомеров. В одноканальных расходомерах большим разнообразием отличаются схемы переключения пьезоэлементов с излучения на прием, в частности, схемы с одновременной посылкой коротких ультразвуковых пакетов и одновременным переключением пьезоэлементов с излучения на при-

ем. Также существуют фазовые одноканальные расходомеры, не требующие переключения. В таких расходомерах оба пьезоэлемента непрерывно излучают ультразвуковые колебания двух разных, но весьма близких частот. Двухканальные фазовые расходомеры имеют более простые электронные схемы.

Фазовые расходомеры раньше были самыми распространенными среди ультразвуковых, но в настоящее время применяются значительно реже, ввиду невысокой точности измерений.

3.1.2 Частотные ультразвуковые расходомеры

Работа частотных ультразвуковых расходомеров основана на измерении разности частот повторения коротких импульсов или пакетов ультразвуковых колебаний, возникающих от разности времен прохождения этими колебаниями одного и того же расстояния по потоку движущейся жидкости или газа и против него.

В зависимости от того, измеряются ли разности частот пакетов ультразвуковых колебаний или коротких импульсов, проходящих через жидкость или газ, расходомеры называются частотно-пакетными или частотно-импульсными.

В частотно-импульсных расходомерах генератор вырабатывает короткие импульсы. Последние поступают к излучающим пьезоэлементам с интервалами, равными времени прохождения ультразвука по и против скорости потока. У них частоты в два раза больше, чем у частотно-пакетных расходомеров.

Незначительная разность частот у частотных расходомеров – существенный недостаток, затрудняющий точное измерение. Предложено несколько способов увеличения разности частот, реализованных в частотных расходомерах, построенных в большинстве случаев по одноканальной схеме. Одним из способов является выделение из частот гармоника и измерение разностной частоты, а также умножение разности перед поступлением в измерительное устройство.

В одноканальных частотно-импульсных расходомерах имеется поочередная коммутация импульсов, направленных по потоку и против него. Это требу-

ет точного измерения и запоминания частот автоциркуляции импульсов по потоку и против него с последующим измерением разности. Кроме того, неодновременное зондирование по потоку и против него может дать погрешность из-за изменения гидродинамических свойств потока.

Этих недостатков лишены одноканальные расходомеры, в которых одновременно автоциркулируют ультразвуковые сигналы по потоку и против него, которые совершенно безынерционны. При этом исключаются большие погрешности, присущие способам запоминания частот автоциркуляций ультразвуковых сигналов по потоку и против него с последующим выделением сигнала разности частот автоциркуляций, выделения сигнала разностной частоты, основанном на подстройке частот генераторов, на реверсивном счете импульсов и др. Кроме того, в расходомерах предусмотрено автоматическое возобновление их действия при нарушении работы схемы вследствие возникновения акустической непрозрачности вещества в трубе (появление газовой фазы, полный или частичный уход жидкости), расходомеры индицируют направление течения потока и измеряют расход в обоих направлениях течения потока.

3.1.3 Времяимпульсные ультразвуковые расходомеры

Работа времяимпульсных ультразвуковых расходомеров основана на измерении разности времен перемещения коротких импульсов по направлению потока и против него на длине пути.

Времяимпульсные расходомеры в большинстве случаев одноканальные и работают на очень коротких импульсах длительностью от 0.1 до 0.2 мкс, посылаемых навстречу друг другу поочередно или одновременно.

3.1.4 Ультразвуковые расходомеры с коррекцией на скорость звука и плотность измеряемого вещества

Как было сказано ранее, ультразвуковые расходомеры измеряют объемный расход. Для измерения массового расхода используется дополнительный пьезоэлемент, возбуждаемый на резонансной частоте. Амплитуда принимаемого сигнала пропорциональна удельному акустическому сопротивлению веще-

ства. Умножая электрический сигнал, создаваемый этим пьезоэлементом, на сигнал, пропорциональный объемному расходу, получается сигнал, пропорциональный массовому расходу.

Для устранения погрешности от изменения скорости ультразвука c в измеряемом веществе в фазовых и времяимпульсных расходомерах применяются схемы коррекции. Для этого на противоположных концах диаметра трубопровода устанавливается дополнительная пара пьезоэлементов. Время прохождения акустических колебаний между ними обратно пропорционально скорости. Соответствующий корректирующий измерительный сигнал пропорционален скорости. Он возводится в квадрат и на него делится основной сигнал расходомера. Результирующий сигнал будет пропорционален скорости и не будет зависеть от скорости ультразвука.

Показания частотных расходомеров не зависят от значения скорости звука и поэтому здесь не требуется коррекции на скорость ультразвука. Но если частотный расходомер измеряет массовый расход, то необходим пьезоэлемент, работающий на резонансной частоте. С его помощью образуется сигнал пропорциональный сопротивлению вещества, из которого надо исключить множитель скорости. Для этого в схему вводят блок сложения частот повторения импульсов или пакетов акустических колебаний по потоку и против него, имея в виду, что сумма частот пропорциональна скорости.

3.1.5 Ультразвуковые расходомеры с колебаниями, перпендикулярными движению

В ультразвуковых расходомерах этого типа ультразвуковой луч направляется перпендикулярно к движению потока и измеряется степень отклонения луча от перпендикулярного направления, зависящая от скорости и измеряемого вещества. Излучает акустические колебания лишь один пьезоэлемент. Воспринимаются эти колебания одним или двумя пьезоэлементами.

При одном приемном элементе количество акустической энергии, поступающей на него, будет уменьшаться с ростом скорости, и выходной сигнал

усилителя будет падать. При двух приемных пьезоэлементах, расположенных симметрично относительно излучателя, выходной сигнал дифференциального усилителя возрастает с ростом скорости. Рассматриваемые расходомеры просты по устройству. Схема с дифференциальным включением пьезоэлементов лучше. Она улучшает стабильность показаний, нарушаемую в схеме с одним приемным пьезоэлементом. изменением коэффициента поглощения под влиянием случайных причин. Тем не менее точность измерения расхода ограничена малой чувствительностью самого метода.

В связи с этим предложены расходомеры с многочисленным отражением акустических колебаний от стенок трубы. Колебания направляются не перпендикулярно к оси трубы, а образуют небольшой угол с ним. При отсутствии движения измеряемого вещества оба приемных пьезоэлемента получают одинаковое количество акустической энергии, и сигнал на выходе дифференциального усилителя отсутствует. Чем больше скорость, тем большее количество энергии получает один приемный пьезоэлемент по сравнению с другим и тем больший сигнал будет на выходе усилителя.

3.1.6 Погрешности расходомеров основанных на перемещении акустических колебаний

Основные источники погрешностей: неправильный учет влияния профиля скоростей; изменение скорости ультразвука в измеряемом веществе; паразитные акустические сигналы; асимметрия электронно-акустических каналов. Кроме этих источников, рассматриваемых далее, имеются еще погрешности, вносимые электронной схемой. Они зависят от характера схемы и должны оцениваться самостоятельно.

Неправильный учет профиля скоростей. Эта погрешность возникает от неравенства средней скорости потока измеряемого вещества средней скорости по пути перемещения акустических колебаний. Это неравенство учитывают поправочным коэффициентом, определить точное значение которого затруднительно. В переходной же области от ламинарного к турбулентному режиму из-

менение поправочный коэффициент еще более значительно. Поэтому, если при градуировке прибора принято постоянное значение поправочного коэффициента, соответствующее среднему или другому значению расхода, то при иных расходах возникает дополнительная погрешность измерения. При деформированных потоках истинное значение поправочного коэффициента особенно трудно определить. В этом случае следует применять преобразователи расхода, в которых акустические колебания направляются по четырем хордам, или же устанавливать сопло или конфузор, выпрямляющие эпюру скоростей.

Изменение скорости ультразвука. Скорость ультразвука в жидкостях и газах зависит от плотности, которая изменяется с изменением температуры, давления и состава или концентрации отдельных компонентов. Для жидкостей скорость практически зависит лишь от температуры и концентрации. Изменение скорости имеет существенное значение для фазовых и времяимпульсных расходомеров. У них погрешность измерения расхода от изменения скорости может легко достичь 2–4 % и более, так как при изменении скорости на 1 % погрешность возрастает на 2 %. У расходомеров с излучением, перпендикулярным к оси трубы, погрешность в два раза меньше. У частотных расходомеров изменение значения скорости очень мало сказывается на результатах измерения.

Устранить влияние изменения скорости на показания фазовых и времяимпульсных расходомеров, а также расходомеров с излучением, перпендикулярным к оси трубы, можно, применяя или соответствующие схемы коррекции, или же переходя на измерение массового расхода.

В преобразователях с преломлением возможна частичная компенсация влияния скорости путем подбора материала звукопровода и угла его расположения. Компенсация происходит потому, что температурное воздействие измерения показателя преломления на разность времен в фазовых и времяимпульсных расходомерах противонаправлено непосредственному воздействию на время изменения скорости. Но при значительных изменениях температуры этот способ малоэффективен из-за нестабильности температурных коэффици-

ентов. Несколько большие возможности данный способ имеет при установке пьезоэлементов снаружи трубы и применении жидкостных звукопроводов.

Паразитные акустические сигналы. Паразитные акустические сигналы могут иметь различное происхождение. При расположении пьезопреобразователей снаружи трубы часть акустической энергии отражается от поверхности раздела труба–жидкость и распространяется в виде акустических колебаний в стенке трубы. При этом образуются как продольные, так и поперечные волны. Последние могут достичь приемного пьезоэлемента раньше акустических колебаний, проходящих через жидкость. Для исключения этого предлагается помещать пьезоэлементы с разных сторон фланцевого соединения, снабженного неметаллической прокладкой. Изменение формы стенки трубы путем создания утолщений, выточек или отражателей также может препятствовать прохождению паразитных сигналов. Другой источник паразитных сигналов – возникновение реверберационной волны в результате отражений ультразвука от границ жидкости с звукопроводами или пьезоэлементами. Основное значение имеет первый паразитный сигнал, приходящий на приемный пьезоэлемент после двукратного отражения сперва от приемного, а потом от излучающего элемента. Амплитуда и фаза реверберационной волны отличаются от амплитуды и фазы основной волны. Приемный пьезоэлемент воспринимает результирующие колебания, имеющие свою амплитуду и фазу. В результате возникает сдвиг фазы особенно неприятный для фазовых расходомеров. В частотных расходомерах реверберационный импульс может исказить фронт основного импульса и преждевременно включить частотную схему. Для исключения этого предложено сдвигать рабочие импульсы по отношению к отраженным с помощью электронной линии задержки. Кроме того, для борьбы с боковыми отражениями в трубах малого диаметра помогает футеровка внутренней поверхности трубы звукопоглощающим материалом (например, фторопластом).

Асимметрия электронно-акустических каналов. В двулучевых расходомерах неизбежна некоторая асимметрия акустических каналов, что может вызвать существенную погрешность измерения разности времен перемещения

по направлению потока и против него. Погрешность по времени складывается из погрешности времени, вызванной различием геометрических размеров каналов, обусловленной различием в них плотности измеряемого вещества.

Погрешность от геометрической асимметрии может быть компенсирована при нулевом расходе. Но при отклонении скоростей, при которых эта компенсация производилась, погрешность вновь возникнет, хотя и в значительно меньшей степени. Для уменьшения погрешности оба акустических канала располагают возможно ближе друг к другу. Наибольшая погрешность может возникнуть в схеме с тремя пьезоэлементами.

Несмотря на все перечисленные меры, устранить полностью погрешность от асимметрии при двухканальных расходомерах нельзя. Это причина преимущественного применения в настоящее время одноканальных схем, особенно при необходимости точного измерения расхода.

Все, что было сказано о погрешностях, относится не только к времяимпульсным, но также и к фазовым и частотным расходомерам, причем в последних вследствие паразитных реверберационных сигналов может возникнуть погрешность от асимметрии фронтов основных импульсов.

3.1.7 Доплеровские ультразвуковые расходомеры

В ультразвуковых расходомерах этого типа измерение основано на зависимости расхода от доплеровской разности частот, возникающей при отражении акустических колебаний неоднородностями потока. Разность частот зависит от скорости частицы, отражающей акустические колебания и скорости распространения этих колебаний. Измеряемая разность частот может служить для измерения скорости частицы отражателя, то есть для измерения местной скорости потока. Это сближает доплеровские ультразвуковые расходомеры с другими расходомерами, основанными на измерении местной скорости. Для их применения нужно знать соотношение между скоростью частицы отражателя и средней скоростью потока.

При небольших диаметрах труб (менее 50–100 мм) встречаются доплеровские расходомеры, у которых длины излучающего и приемного пьезоэлементов равны внутреннему диаметру трубы. Они реагируют не на одну, а на несколько местных скоростей частиц, находящихся в диаметральной плоскости сечения трубы.

В настоящее время в большинстве случаев пьезоэлементы у доплеровских расходомеров помещают снаружи трубы. Это особенно необходимо в случае измерения загрязненных и абразивных веществ, но при этом надо считаться с дополнительными погрешностями, обусловленными, в частности, преломлением луча в стенке трубы.

По сравнению с другими ультразвуковыми расходомерами доплеровские имеют наименьшую точность ввиду того, что выходной сигнал представляет целый спектр частот, возникающих вследствие сдвига исходной частоты не одной частицей – отражателем, а рядом частиц, имеющих различные скорости. Поэтому относительная погрешность измерения расхода обычно не менее 2–3 %.

Доплеровские ультразвуковые расходомеры находят все более широкое распространение. Они применяются главным образом для измерения расхода различных гидросмесей, в том числе пульп, суспензий и эмульсий, содержащих частицы, отличающиеся по плотности от окружающего вещества. Но и естественных неоднородностей (в том числе газовых пузырей), имеющих в различных жидкостях, бывает достаточно для проявления эффекта Доплера. При их отсутствии рекомендуется вдуть в поток воздух или газ через трубку с отверстиями 0.25–0.5 мм на расстоянии перед преобразователем расхода.

3.1.8 Акустические длинноволновые расходомеры

В отличие от всех ранее рассмотренных ультразвуковых расходомеров длинноволновые акустические расходомеры работают на звуковой частоте.

Источник акустических колебаний такого расходомера – громкоговоритель, установленный на входном участке трубы. Этот участок с помощью муфты, предотвращающей передачу вибраций и других помех, соединен с трубой,

на которой на некотором расстоянии два микрофона. Их крепление снабжено прокладками из пористой резины. Приемные диафрагмы микрофонов расположены заподлицо с внутренними стенками трубы. Акустические колебания, создаваемые источником, имеют длину волны, в несколько раз превосходящую диаметр трубопровода, что благоприятно для устранения высокочастотных помех. Эта волна отражается от обоих концов трубы, в результате чего в последней навстречу друг другу движутся две волны. Эти две волны образуют стоячую волну в трубопроводе. Амплитуда последней в узлах не равна нулю, так как амплитуды волн, движущихся навстречу, не равны друг другу. Так, если источник звука установлен до микрофонов, то волна, движущаяся по потоку, образуется из сложения волны, образованной источником, и волны, отраженной от переднего конца трубы, в то время как обратная волна – только отраженная от выходного конца и местных сопротивлений между ним и микрофонами. Следует избегать установки микрофонов вблизи узлов стоячей волны. При скорости потока, равной нулю, фазы синусоидальных сигналов обоих микрофонов совпадают. С появлением скорости возникает сдвиг фаз, возрастающий с увеличением скорости. Расстояние между микрофонами выбирают так, чтобы оно равнялось длине волны или ее половине.

3.1.9 Корреляционные ультразвуковые расходомеры

В ультразвуковых расходомерах этого типа измерение основано на зондировании вихрей, распространяющихся с потоком, двумя парами датчиков, расположенными на поверхности трубы на расстоянии порядка диаметра трубы. Вихри проходят сначала через один ультразвуковой пучок, а затем через другой. В результате происходит модуляция амплитуды и фазы сигналов, прошедших через газ. Стационарные сигналы, обусловленные распространением ультразвука по стенке трубы, на выходе устройства выборки/хранения выделяются в виде постоянной составляющей и удаляются с помощью фильтра. Сигналы подвергаются корреляционной обработке, при этом основной пик функции корреляции оказывается смещенным относительно нулевой задержки на рас-

стояние, обратно пропорциональное скорости потока. По известному расстоянию между парами датчиков и измеренной задержке производится вычисление скорости [13].

3.1.10 Ультразвуковые расходомеры на поверхностных волнах Лэмба

В ультразвуковых расходомерах этого типа измерение основано на изменении времени распространения ультразвуковых колебаний, распространяющегося вверх и вниз по течению. Устройство для измерения расхода газа в трубопроводе состоит из пары накладных ультразвуковых датчиков для возбуждения в трубопроводе и приема волн Лэмба из трубопровода. Накладной ультразвуковой датчик возбуждает в стенке трубы тот или иной тип волны Лэмба (обычно S_0 или A_0) кольцевой структуры с круговой симметрией относительно оси трубы, которая, в свою очередь, излучает продольную волну в газ, которая затем, пройдя через газ, возбуждает аналогичную волну Лэмба с круговой симметрией, которая достигает приемного датчика [14]. Зондирование производится поочередно вверх и вниз по потоку.

Работа расходомера с накладными датчиками имеет отличие. Оно заключается в том, что время распространения волны в газе постоянно и не зависит от скорости газа. От скорости зависит место падения ультразвукового пучка, прошедшего через газ на стенку трубы и, соответственно, время распространения сигнала по стенке [13].

Принятые сигналы представляют собой цуги импульсов, среди которых, находится полезный сигнал, прошедший через газ. Для выделения полезного сигнала используется метод череспериодного вычитания импульсов, в результате которого стационарные сигналы, распространяющиеся по стенке трубы, существенно подавляются, а полезные сигналы, прошедшие через газ, накапливаются и анализируются. При этом измеряются времена распространения сигналов вверх и вниз по потоку с последующим вычислением скорости потока.

3.2 Оптические расходомеры

Оптические расходомеры – это расходомеры, основанные на зависимости от расхода вещества того или иного оптического эффекта в потоке.

Оптические расходомеры разделяются на:

- доплеровские расходомеры (принцип работы основан на измерении разности частот, появляющейся при отражении светового луча движущимися частицами потока);
- расходомеры, основанные на эффекте Физо-Френеля (измеряется сдвиг интерференционных полос или частоты световых колебаний, связанный с зависимостью скорости света в движущемся прозрачном веществе от его скорости);
- особые оптические расходомеры;
- корреляционные оптические расходомеры;
- расходомеры, основанные на измерении времени перемещения на определённом участке пути оптической метки, введённой в поток.

Доплеровские оптические расходомеры являются основными среди рассматриваемых оптических приборов. В основном они применяются для измерения местных скоростей жидкости и газа. Для измерения расхода они применяются реже, в отличие от приборов, основанных на принципе Физо-Френеля, которые предназначены только для измерения расхода. Оптические расходомеры обычно применяют в трубах небольшого диаметра.

3.2.1 Доплеровские расходомеры

Принцип действия расходомеров данного типа основан на измерении разности частот, возникающих при отражении светового луча движущимися частицами потока.

Свет отражается (или рассеивается) от большого числа естественных или искусственных неоднородностей измеряемого вещества. Вследствие чего на приёмник будет поступать сигнал, содержащий случайные составляющие спектра, так как характер сложения амплитуд и фаз элементарных отражений

случайный. Хотя мощность сигнала не велика, но этого достаточно для измерения доплеровского сдвига.

Применяются различные схемы оптических расходомеров. Чаще всего источник излучения и фотоприемник располагаются на противоположных сторонах трубы, несмотря на то, что при этом требуется весьма жесткая опорная конструкция, обеспечивающая неизменность положения оптической системы. При необходимости всю систему можно расположить с одной стороны, но в этом случае потребуются более мощный источник излучения и более чувствительная измерительная схема, так как здесь на фотоприемник поступают отраженные лучи, направленные в сторону, противоположную движению потока, интенсивность которых в сотни и тысячи раз меньше лучей, отражаемых по направлению потока.

Измерение доплеровского сдвига частоты при обычных скоростях основано на измерении частоты биений двух когерентных оптических сигналов, из которых один опорный, а другой рассеиваемый неоднородностями движущегося вещества.

Схема Иэха и Каммингса

Принцип действия этой схемы основан на том, что луч, образованный лазером ОКГ и сфокусированный в точке O линзой $L1$, отражает часть своей энергии, которая собирается линзой $L3$ и направляется зеркалом $З1$ через диафрагму D на фотокатод фотоэлектронного умножителя ФЭУ (Рис. 3.1).

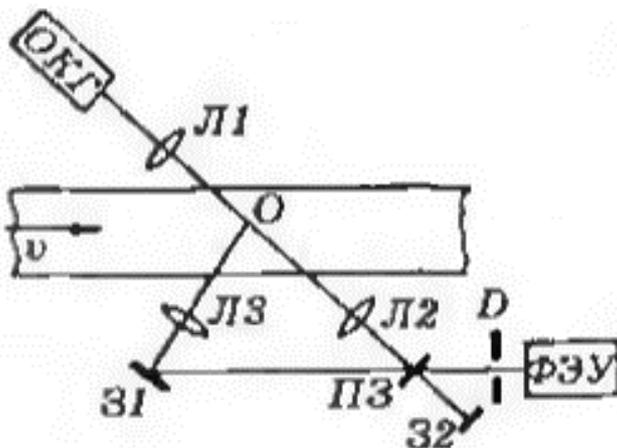


Рис. 3.1. Схема Иэха и Каммингса

Но данная схема обладает существенным недостатком, заключающимся в трудности регулирования положения рабочей точки O .

На Рисунке 3.2 показана схема, лишенная данного недостатка благодаря тому, что разделение луча происходит до входа в поток. Из-за этого можно легко менять положение рабочей точки.

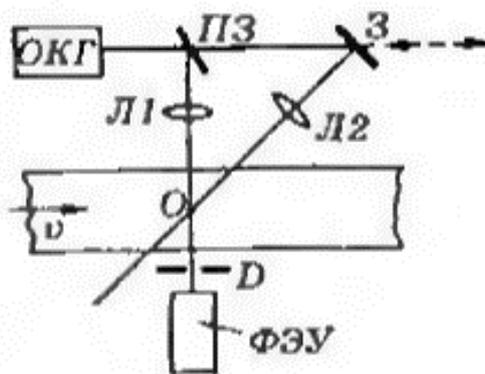


Рис. 3.2. Схема доплеровского расходомера

Излученный лазером ОКГ луч падает на полупрозрачное зеркало ПЗ и частично отражается им, образуя опорный луч, проходящий через линзу Л1, затем через жидкость (перпендикулярно её движению без доплеровского эффекта) и через диафрагму D поступает на фотокатод ФЭУ. Из ОКГ идёт другая часть луча, которая проходит через зеркало ПЗ, фокусируется линзой Л2 в рабочей точке O (частично рассеиваясь) и образует рабочий луч, проходящий через диафрагму D, и поступает на фотокатод ФЭУ. Положение рабочей точки O регулируется передвижением зеркала З.

Схема Крейда и Гольдштейна

В данной схеме (Рис. 3.3) луч после выхода из ОКГ разделяется полупрозрачным зеркалом ПЗ на две части, отражающиеся затем от зеркал З1 и З2 и фокусируемые линзами Л1 и Л2 в рабочей точке O , проходят через поток симметрично относительно его оси. Луч (опорный), прошедший через линзу Л2, не меняя своего направления, собирается линзой Л3, проходит через диафрагму D и поступает к ФЭУ. Луч же, прошедший через линзу Л1, частично

рассеивается в рабочей точке O и с доплеровским сдвигом также поступает через линзу $L3$ и диафрагму D к ФЭУ.

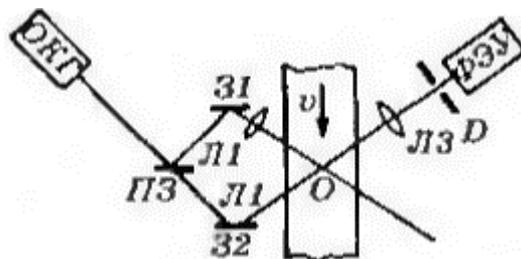


Рис. 3.3. Схема Крейда и Гольдштейна

Как видно из приведенных схем, оптические расходомеры состоят из источника излучения (лазер), оптического устройства, образующего наряду с опорным и рабочий луч с доплеровским сдвигом частот и приемного устройства, измеряющего этот сдвиг.

Для измерения расхода оптическими средствами с помощью эффекта Доплера применяют два метода:

- измерение с помощью оптического расходомера средней скорости потока и умножении результата измерения на площадь потока;
- применение лазерного доплеровского расходомера особой конструкции.

При первом методе измеряется местная скорость (при известном её соотношении со средней скоростью). Скорость измеряют в центре трубы или на расстоянии $0.758 \cdot r$ (где r – внутренний радиус трубы) от оси трубы. Во втором случае измеряется непосредственно средняя скорость, но здесь требуется большая длина прямого участка трубы, чем при измерении скорости в центре. Также затрудняющего измерение средней частоты доплеровского сигнала из-за большого градиента скорости в данной точке, который приводит к нежелательному расширению спектра этого сигнала.

Точка в центре трубы не имеет данного недостатка. Но для измерения скорости в данной точке необходимо знать коэффициент гидравлического трения трубы.

Для снижения погрешности измерения средней скорости и погрешности измерения площади потока в трубе устанавливают сужающее устройство типа

сопла Витошинского, которое формирует равномерное поле скоростей. При этом может быть получена высокая точность измерения расхода, близкая к точности образцовых расходомерных установок.

При втором методе необходимы устройства, позволяющие или одновременно измерять доплеровский сдвиг частот в нескольких точках, расположенных на разных расстояниях от оси трубы, или делать эту операцию последовательно, например, с помощью двигателя, который с постоянной скоростью передвигает фокусирующую линзу и, следовательно, перемещает рабочую точку.

На Рисунке 3.4 показана схема прибора, измеряющего доплеровский сдвиг частот в нескольких точках. На полупрозрачное зеркало 2 падает световой луч от лазера 1. Часть луча, отражённая от зеркала, направляется непосредственно в поток 5, а другая часть поступает на зеркало 3 и затем на расщепитель 4, из которого выходит в виде ряда пучков. Эти пучки интерферируют с прямым пучком в отдельных точках потока. Проходя через линзу 6 и диафрагму 7, они поступают на протяженный фотоприемник 8. Для получения измерительной информации применяется многоканальный быстродействующий анализатор спектра либо многолучевой доплеровский измеритель с частотным сдвигом пучков, в котором осуществляется как пространственное, так и частотное разделение световых пучков с помощью вращающейся дифракционной решетки.

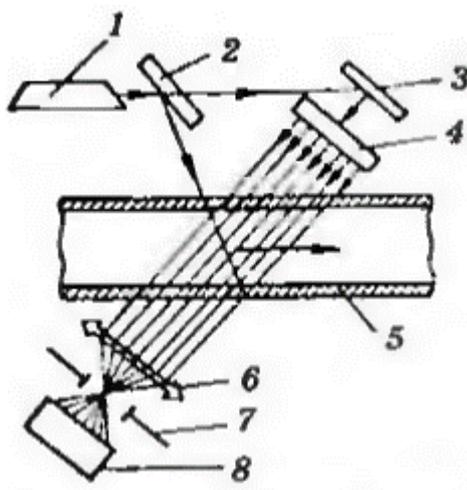


Рис. 3.3. Схема Крейда и Гольдштейна

Обеспечить измерение массового расхода можно дополнив доплеровский оптический расходомер корректором, который учитывает плотность измеряемого вещества.

3.2.2 Расходомеры, основанные на эффекте Физо-Френеля

Скорость света в веществе c_n , движущемся со скоростью v , зависит от величины и направления этой скорости. Скорость c_n определяется уравнением, которое теоретически вывел Френель, а экспериментально подтвердил Физо:

$$c_n = c/n \pm v \cdot (n^2 - 1) \cdot n^{-2}, \quad (3.1)$$

где c/n – скорость света в неподвижном прозрачном веществе, v – скорость движения вещества; n – коэффициент преломления вещества.

Для измерения скорости на определенном участке пути создается замкнутый контур, по которому свет циркулирует в противоположных направлениях (свет надо пропускать по потоку и против него и измерять разность времен прохождения светом данного участка пути). Измеряемое вещество движется лишь на части этого контура. Сдвиг интерференционных полос или сдвиг частоты световых колебаний между обоими потоками измеряются с помощью фотоприёмника, на который поступают оба световых потока после прохода замкнутого контура. Причем как сдвиг интерференционных полос, так и сдвиг частоты световых колебаний пропорциональны скорости измеряемого вещества.

На Рисунке 3.4 приведена схема оптического интерференционного расходомера. Свет от источника 11 проходит через светофильтр 12 и полупрозрачным зеркалом 10 делится на два потока, проходящие через прозрачные вставки 6 и 13, установленные в корпусе 1. После отражения от зеркал 3 и 4 (укрепленных в трубе с помощью струевыпрямителей 2 и 5) один световой луч проходит путь 1 по потоку измеряемого вещества, а другой против него. Затем они вновь отражаются от зеркал 3 и 4 и возвращаются к зеркалу 10, где смешиваются и образуют интерференционную картину. Часть интерференционной полосы проходит через диафрагму 7 и поступает к фотоприемнику 8. Фототок измеряется прибором 9.

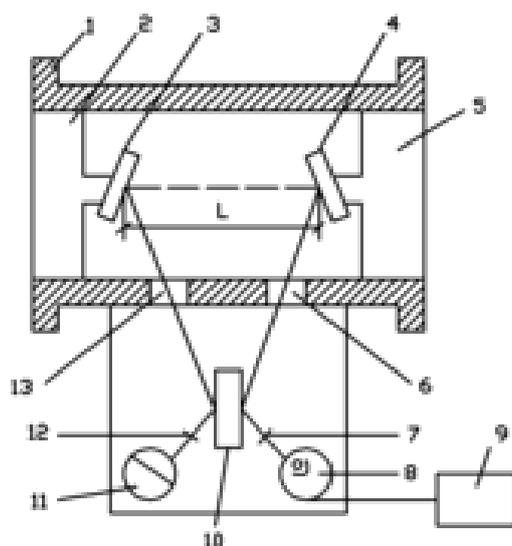


Рис. 3.4. Схема интерференционного расходомера Физо-Френеля

3.2.3 Особые оптические расходомеры

К особым оптическим расходомерам относятся приборы, основанные на зависимости от расхода оптических свойств волоконного световода, который находится в потоке измеряемого вещества.

На Рисунке 3.5 показана схема оптического расходомера с волоконным световодом, расположенным по диаметру трубы.

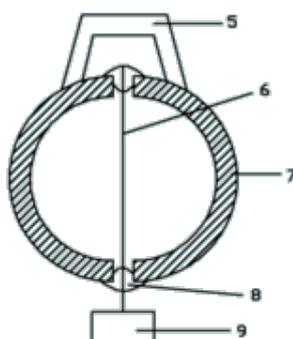


Рис. 3.5. Оптический расходомер с волоконным световодом, расположенным по диаметру трубы

Преобразователь данного расходомера состоит из тонкого стекловолнокистого световода 6, натянутого грузом 9 и расположенного поперек трубопровода 7. Нить укреплена сверху в клеммодержателе 5, проходя через уплотнения 8. Источником света в данном случае является неонов-гелиевый лазер.

При движении измеряемого вещества с обеих сторон нити будут поочередно срываться вихри с частотой, пропорциональной объемному расходу.

Срывы вихрей вызывают вибрацию световода и, как следствие, фазовую модуляцию проходящего через него светового луча, воспринимаемую фотодетектором.

Основными достоинствами оптических расходомеров являются:

- высокая точность;
- отсутствие контакта с измеряемым веществом;
- высокая чувствительность;
- малая инерционность;
- широкий диапазон измерения скоростей (от 0.1 до 100 м/с) и расходов независимо от физических свойств измеряемой среды (как жидкостей, так и газов), за исключением требования прозрачности среды в диапазоне длин волн, излучаемых лазерами.

Расходомеры данного типа применяются для оптически прозрачных жидкостей, к которым относятся вода, керосин, бензин, спирт, растворы серной, азотной кислот и газов. Также лазерные расходомеры используют при измерении расхода агрессивных, высоко- и низкотемпературных (криогенных) жидкостей и газов.

3.3 Термально-массовые (тепловые) расходомеры

Тепловыми называются расходомеры, основанные на измерении зависящего от расхода эффекта теплового воздействия на поток или тело, контактирующее с потоком. Чаще всего их применяют для измерения расхода газа и реже для измерения расхода жидкости [2].

Тепловые расходомеры различаются по:

- способу нагрева;
- расположению нагревателя (снаружи или внутри трубопровода);
- характеру функциональной зависимости между расходом и измеряемым сигналом.

Электрический омический способ нагрева является основным. Также в некоторых случаях возможен нагрев с помощью электромагнитного поля и с помощью жидкостного теплоносителя.

По характеру теплового взаимодействия с потоком тепловые расходомеры подразделяются на:

- калориметрические (при электрическом омическом нагреве нагреватель расположен внутри трубы);
- термоконвективные (нагреватель расположен снаружи трубы);
- термоанемометрические.

У калориметрических и термоконвективных расходомеров измеряется разность температур газа или жидкости (при постоянной мощности нагрева) или же мощность (при постоянной разности температур). У термоанемометров измеряется сопротивление нагреваемого тела (при постоянной силе тока) или же сила тока (при постоянном сопротивлении).

Термоанемометрические приборы для измерения местных скоростей потоков появились раньше остальных. Калориметрические расходомеры с внутренним нагревом, появившиеся позже, не получили заметного применения. Позднее стали разрабатываться термоконвективные расходомеры, которые бла-

годаря наружному расположению нагревателя находят все более широкое применение в промышленности.

Термоконвективные расходомеры делят на квазикалориметрические (измеряется разность температур потока или мощность нагрева) и теплового пограничного слоя (измеряется разность температур пограничного слоя или соответствующая мощность нагрева). Они применяются для измерения расхода главным образом в трубах небольшого диаметра от 0.5–2.0 до 100 мм. Для измерения расхода в трубах большого диаметра находят применение особые разновидности термоконвективных расходомеров:

- парциальные с нагревателем на обводной трубе;
- с тепловым зондом;
- с наружным нагревом ограниченного участка трубы.

Достоинством калориметрических и термоконвективных расходомеров является неизменность теплоёмкости измеряемого вещества при измерении массового расхода. Помимо этого, в термоконвективных расходомерах отсутствует контакт с измеряемым веществом, что также является их существенным достоинством. Недостаток и тех и других расходомеров – большая инерционность. Для улучшения быстродействия применяют корректирующие схемы, а также импульсный нагрев. Термоанемометры в отличие от остальных тепловых расходомеров весьма малоинерционны, но они служат преимущественно для измерения местных скоростей. Приведенная погрешность термоконвективных расходомеров обычно лежит в пределах $\pm (1.5-3) \%$, калориметрических расходомеров $\pm (0.3-1) \%$.

Тепловые расходомеры с нагревом электромагнитным полем или жидкостным теплоносителем применяются значительно реже. Электромагнитное поле создается с помощью излучателей энергии высокой частоты, сверхвысокой частоты или инфракрасного диапазона. Достоинством первых тепловых расходомеров с нагревом электромагнитным полем является сравнительно малая инерционность. Они предназначены в основном для электролитов и диэлектриков, а также селективно-серых агрессивных жидкостей. Расходомеры с жид-

костным теплоносителем применяют в промышленности при измерении расхода пульп, а также при измерении расхода газожидкостных потоков.

Температурный предел применения термоконвективных расходомеров от 150 до 200 °С, но в редких случаях может достигать 250 °С. При нагреве электромагнитным полем или жидкостным теплоносителем этот предел можно повысить до 450 °С.

3.3.1 Калориметрические расходомеры

Калориметрические расходомеры (Рис. 3.6) основаны на зависимости от мощности нагрева (W) среднемассовой разности температур (ΔT) потока.

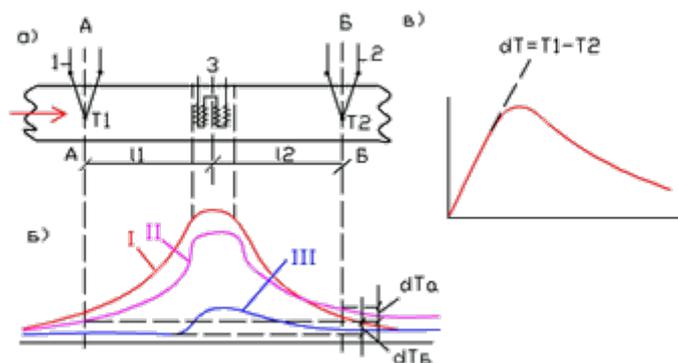


Рис. 3.6. Калориметрический расходомер: а) принципиальная схема; б) распределение температур; в) зависимость ΔT от расхода (Q_M) при $W = \text{const}$

Калориметрический расходомер состоит из нагревателя 3, который расположен внутри трубопровода, и двух термопреобразователей 1 и 2 для измерения температур до T_1 и после T_2 нагревателя. Термопреобразователи располагаются обычно на равных расстояниях ($l_1 = l_2$) от нагревателя. Распределение температур нагрева зависит от расхода вещества. При отсутствии расхода температурное поле симметрично (кривая I), а при его появлении эта симметрия нарушается. При малых скоростях потока температура T_1 падает сильнее (вследствие притока холодного вещества), чем температура T_2 , которая при малых скоростях может даже возрасти (кривая II). В результате вначале с ростом расхода растет разность температур $\Delta T = T_2 - T_1$. Но при достаточном увеличении расхода Q_M температура T_1 станет постоянной, равной температуре притекающего вещества, в то время как T_2 будет падать (кривая III). При этом

разность температур ΔT будет уменьшаться с увеличением расхода Q_M . Рост ΔT при малых значениях Q_M почти пропорционален расходу. Затем этот рост замедляется и после достижения максимума кривой начинается падение ΔT по гиперболическому закону. При этом чувствительность прибора падает с ростом расхода. Если же автоматически поддерживать $\Delta T = \text{const}$ путем изменения мощности нагрева, то между расходом и мощностью будет прямая пропорциональность, за исключением области малых скоростей. Эта пропорциональность является достоинством данного метода, но устройство расходомера оказывается более сложным.

Если прибор предназначен для измерения больших расходов, то разность температур ΔT при Q_{max} ограничивают 1–3 °С во избежание большого расхода мощности. Калориметрические расходомеры находят применение для измерения очень малых расходов жидкостей, так как теплоемкость у жидкостей много больше, чем у газов. В основном эти приборы применяют для измерения расхода газа.

Калориметрические расходомеры с внутренним нагревом не получили распространения в промышленности из-за малой надежности работы в эксплуатационных условиях нагревателей и термопреобразователей, располагаемых внутри трубопровода. Их применяют для различных исследовательских и экспериментальных работ, а также в качестве образцовых приборов для поверки и градуировки других расходомеров.

3.3.2 Термоконвективные расходомеры

Термоконвективными называются тепловые расходомеры, у которых нагреватель и термопреобразователь располагаются снаружи трубопровода, а не вводятся внутрь, что существенно повышает эксплуатационную надежность расходомеров и делает их удобными для применения. Передача тепла от нагревателя к измеряемому веществу осуществляется за счет конвекции через стенку трубы.

Разновидности термоконвективных расходомеров можно объединить в следующие группы:

- квазикалориметрические расходомеры:
 - с симметричным расположением термопреобразователей;
 - с нагревателем, совмещенным с термопреобразователем;
 - с нагревом непосредственно стенки трубы;
 - с асимметричным расположением термопреобразователей.
- расходомеры, измеряющие разность температуры пограничного слоя;
- расходомеры особых разновидностей для труб большого диаметра.

Квазикалориметрические расходомеры применяются преимущественно для труб малого диаметра (от 0.5–1.0 мм и выше).

Чем больше диаметр трубы, тем в меньшей степени прогревается центральная часть потока, и прибор все в большей мере измеряет лишь разность температур пограничного слоя, которая зависит от его коэффициента теплоотдачи, а значит, и от скорости потока. При малых диаметрах весь поток прогревается и измеряется разность температур потока с той и другой стороны нагревателя, как и в калориметрических расходомерах.

3.3.3 Термоанемометры

Термоанемометры основаны на зависимости между потерей тепла непрерывно нагреваемого тела и скоростью газа или жидкости, в которых это тело находится. Основное назначение термоанемометров – измерение местной скорости и ее вектора. Также они применяются для измерения расхода, когда известно соотношение между местной и средней скоростью потока. Но существуют конструкции термоанемометров, специально предназначенных для измерения расхода.

Большинство термоанемометров относится к термокондуктивному типу со стабильной силой тока нагрева (измеряется электрическое сопротивление тела, являющееся функцией скорости) или же с постоянным сопротивлением нагреваемого тела (измеряется сила греющего тока, которая должна возрастать с ростом скорости потока). В первой группе термокондуктивных преобразователей ток нагрева одновременно служит и для измерения, а во второй – нагре-

вающий и измерительные токи разделены: через один резистор течет ток нагрева, а через другой – ток, который необходим для измерения.

К достоинствам термоанемометров можно отнести:

- большой диапазон измеряемых скоростей;
- высокое быстродействие, позволяющее измерять скорости, изменяющиеся с частотой в несколько тысяч герц.

Недостаток термоанемометров с проволочными чувствительными элементами – хрупкость и изменение градуировки из-за старения и перекристаллизации материала проволоки.

3.3.4 Тепловые расходомеры с излучателями

В связи с большой инертностью рассмотренных калориметрических и термоконвективных были предложены и разработаны тепловые расходомеры, у которых нагрев потока производится с помощью энергии электромагнитного поля высокой частоты и инфракрасного диапазона.

В случае нагрева потока с помощью энергии электромагнитного поля высокой частоты для нагрева протекающей жидкости снаружи трубопровода устанавливаются два электрода, к которым подается напряжение высокой частоты от источника (например, мощный ламповый генератор). Электроды вместе с жидкостью между ними образуют конденсатор. Мощность, выделяемая в виде теплоты в объеме жидкости, находящемся в электрическом поле, пропорциональна его частоте и зависит от диэлектрических свойств жидкости.

Конечная температура зависит от скорости движения жидкости и уменьшается с увеличением последней, что позволяет судить о расходе путем измерения степени нагрева жидкости. При очень большой скорости жидкость уже не успевает прогреваться в конденсаторе ограниченных размеров.

В приборах применяется метод сравнения электропроводности в трубке, где протекает жидкость, и в аналогичной замкнутой емкости с электродами, где находится такая же жидкость при постоянной температуре. Измерительная схема состоит из высокочастотного генератора, который подаёт напряжение

через разделительные конденсаторы на два колебательных контура. Параллельно одному из них подключен конденсатор с проточной жидкостью, а к другому – конденсатор с неподвижной жидкостью. Изменение расхода неподвижной жидкости приведёт к изменению падения напряжения на одном из контуров, а, следовательно, и разности напряжений между обоими контурами, которая и измеряется. Данная схема может применяться для электролитов.

Высокочастотный нагрев также применяют и для диэлектрических жидкостей, основываясь на зависимости диэлектрической проницаемости жидкости от температуры. При применении для нагрева потока поля сверхвысокой частоты оно с помощью трубчатого волновода подаётся к трубке, по которой движется измеряемое вещество.

Погрешность измерения данных расходомеров не превышает $\pm 2.5\%$, постоянная времени в пределах от 10 до 20 с. СВЧ и ИК-излучатели пригодны лишь для небольших диаметров труб (не более 10 мм) и преимущественно для жидкостей. Они непригодны для одноатомных газов.

3.4 Меточные расходомеры

Меточными называют расходомеры, основанные на измерении времени перемещения какой-либо характерной части (метки) потока на контрольном участке пути [2].

Меточные расходомеры могут быть с одним или двумя детекторами метки. В первом случае контрольное расстояние считается от места ввода метки до детектора, во втором – между двумя детекторами.

Метку в потоке создают искусственным путем. Разновидности меток:

- ионизационные;
- радиоактивные;
- физико-химические;
- тепловые;
- оптические;
- ядерно-магнитные.

Соответственно различны будут устройства для создания метки и ее детектирования при прохождении ею контрольного участка пути. Радиоактивные, физико-химические и некоторые оптические метки создаются путем ввода в поток постороннего вещества-индикатора. В большинстве остальных методов метка образуется в самом потоке без ввода постороннего вещества.

Зачастую меточные расходомеры применяются не в качестве эксплуатационных приборов для непрерывного измерения, а для различных лабораторных и исследовательских работ, и в частности при калибровке и поверке других расходомеров.

Погрешность измерения расхода у меточных расходомеров колеблется от ± 0.1 до 3 % в зависимости от рода метки, измерительной аппаратуры, способа детектирования и соответствия скорости перемещения метки средней скорости потока. Наибольшая точность достигается при отсутствии необходимости в отборе проб в контрольных сечениях. Длина контрольного участка, в зависимости от рода метки, может быть от нескольких миллиметров до нескольких километров.

3.4.1 Радиоизотопные расходомеры

Радиоизотопные расходомеры являются разновидностью меточных расходомеров, в которых радиоактивные метки создают путем ввода в поток постороннего вещества-индикатора.

Радиоактивные метки в измеряемом веществе создаются путем ввода в него того или иного изотопа, дающего обычно γ -излучение, хорошо проникающее через стенки трубы. Это позволяет легко проконтролировать проход метки через входное и выходное сечения контрольного участка. Схема расходомера для жидкостей с радиоактивными метками показана на Рисунке 3.7.

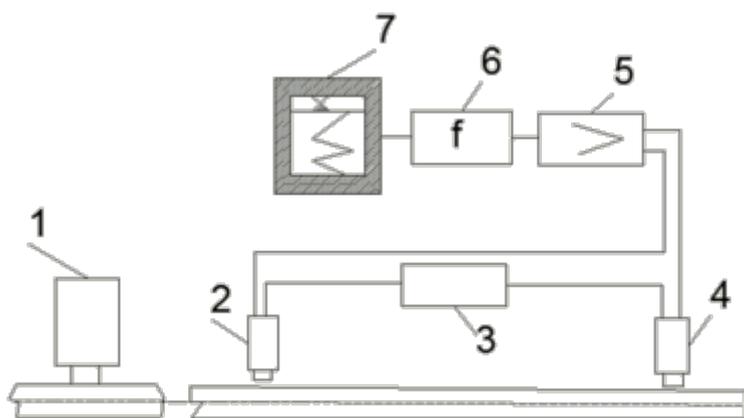


Рис. 3.7. Радиоизотопный расходомер: 1 – устройство для ввода радиоактивного изотопа; 2 и 4 – детекторы меток; 3 – схема измерения; 5 – усилитель; 6 – измерительный прибор; 7 – самописец

Приборы с радиоактивными метками применяют для измерения расхода как жидкостей, так и газов, даже когда газы ионизированы. При измерении расхода воды индикаторами служат Br^{82} , J^{131} , Au^{198} , Na^{24} и др. В процессе ректификации нефти служат Co^{60} , Sb^{124} , а при измерении расхода серной кислоты – Au^{198} . В измеряемую жидкость изотопы вводят в виде растворов. При измерении расхода газа индикаторами служат Kr^{85} , Ar^{41} , Rn^{222} , Xe^{133} и другие изотопы.

Обычно в качестве детекторов метки применяют сцинтилляционные счетчики. При незначительных диаметрах трубопровода их устанавливают снаружи его на концах контрольного участка. При большом же диаметре целесообразно производить непрерывный отбор проб газа из контрольных сечений через трубки диаметром 12.5 мм, на которых и размещают детекторы.

3.4.2 Ионизационные расходомеры

Ионизационные расходомеры применяются преимущественно для измерения расхода газа, в котором метки создаются путем периодической или, реже, непрерывной его ионизации.

Можно выделить следующие схемы создания меток:

- ионизация потока ионизирующим излучением (ионизирующее излучение образуется радиоактивным изотопом, помещаемым снаружи или внутри трубы);
- ионизация потока электрическим полем (искровой или коронный разряд).

У первых метки возникают по всему сечению потока, и они предназначены лишь для измерения расхода газа. У вторых метки образуются в ограниченной части потока, и они служат для измерения местной скорости или расхода. Значительно реже встречаются приборы для измерения расхода жидкого диэлектрика. В этом случае метка создается путем поляризации жидкости в электрическом поле.

Ионизационные метки вследствие диффузии и особенно рекомбинации ионов имеют весьма короткий срок существования. Поэтому длина контрольного участка и время перемещения по нему должны быть малыми. Обычно длина контрольного участка приблизительно равна 1 м и менее. В связи с этим чаще применяют схему с одним, а не с двумя контрольными сечениями.

3.5 Ядерно-магнитные расходомеры

Ядерно-магнитные расходомеры основаны на зависимости ядерно-магнитного резонанса от расхода потока [2].

Ядерный магнитный резонанс (ЯМР) – это резонансное поглощение электромагнитной энергии веществом, содержащим ядра с ненулевым спином во внешнем магнитном поле, обусловленное переориентацией магнитных моментов ядер.

При отсутствии внешнего магнитного поля магнитные моменты ядер ориентированы в различных направлениях. При наложении магнитного поля с индукцией B происходит ориентация магнитных моментов ядер вдоль оси поля B и распределение ядер по различным энергетическим уровням. Чем ниже последний, тем больше ядер располагается на нем. Избыток числа ядер в нижнем уровне по сравнению с соседним верхним определяет значение намагниченности вещества.

Ядро, помещенное в магнитное поле с индукцией B , благодаря взаимодействию поля с магнитным моментом и спином ядра будет двигаться вокруг вектора B с угловой частотой ω , называемой частотой ЯМР или ларморовской частотой прецессии.

Как правило преобразователь ядерно-магнитных расходомеров включает в себя поляризатор, создающий постоянное магнитное поле с индукцией B , и «резонатор», в котором под воздействием переменного поля осуществляется ЯМР. Из-за трудности точного измерения амплитуды сигнала резонатора в большинстве случаев между поляризатором и «резонатором» помещается катушка нутации, назначение которой воздействовать на вектор намагниченности ядер, выходящих из поляризатора. В этом случае, измеряется не значение сигнала ЯМР, а какая-либо другая величина, связанная с ним, например, сила тока в катушке нутации или время перемещения вещества от нее до катушки, воспринимающей сигнал ЯМР.

Поляризатор состоит из магнита, обеспечивающего постоянство и достаточно высокое значение вектора намагниченности жидкости. «Резонатор» включает в себя постоянный магнит, одну или две катушки модуляции и одну или две катушки, возбуждающие и принимающие сигнал ЯМР. Магнит резонатора образует постоянное магнитное поле с индукцией B . Катушки модуляции, располагаемые с обеих сторон трубопровода, питаются от генератора низкой частоты. С этой частотой они изменяют индукцию поля B , а, следовательно, и его резонансную частоту ω . Это делается для того, чтобы облегчить выделение сигнала ЯМР из шумов и наводок с помощью резонансного усилителя, настроенного на частоту. Для получения в приемной катушке сигнала ЯМР, который пропорционален проекции намагниченности на направление, перпендикулярное к полю B , надо воздействовать на жидкость переменным полем с резонансной частотой, направленным перпендикулярно к B .

В случае применения двух отдельных катушек одна из них, окружающая трубу, – воспринимающая, а другая, ось которой перпендикулярна как к оси первой, так и к направлению поля B , – возбуждающая. Последняя состоит из двух секций, размещенных по обе стороны от трубы. Она присоединяется к высокочастотному генератору и создает резонансное поле частотой ω . Такой метод детектирования сигнала ЯМР называется методом скрещенных катушек, или методом Блоха. Приемная катушка присоединяется к усилителю. Ее длина в несколько раз меньше длины возбуждающей катушки, что способствует уменьшению влияния релаксации ядерной намагниченности жидкости при проходе через нее.

Другой способ состоит в применении одной катушки, окружающей трубу, которая одновременно возбуждает резонансное поле и воспринимает сигнал ЯМР. Последний воспринимается на фоне напряжения, создаваемого высокочастотным генератором, подключенным к катушке и возбуждающим резонансное поле. В предыдущем же случае для двух отдельных катушек сигнал ЯМР наблюдается на фоне наводки от возбуждающей катушки. В том и другом случае для выделения сигнала из фона применяются фазочувствительные схемы.

Разновидности ядерно-магнитных расходомеров:

- амплитудные расходомеры;
- частотные расходомеры;
- нутационные расходомеры;
- меточные расходомеры (разделяются на временные, амплитудно-частотные и фазово-частотные).

Существуют и другие промежуточные схемы приборов.

3.5.1 Амплитудные расходомеры

Амплитудные расходомеры – это расходомеры, в которых измеряется непосредственно амплитуда резонансного сигнала, зависящая от расхода вещества. Амплитудные расходомеры наиболее простая и очевидная реализация идеи измерений расхода на основе явления ЯМР. Преобразователь расхода состоит из поляризатора, резонатора и участка трубы, по которому протекает жидкость. Резонатор включает в себя магнит, одну или две катушки модуляции, катушку, связанную с высокочастотным генератором, возбуждающим в ней переменное магнитное поле и катушку, воспринимающую сигнал ЯМР. Последняя катушка обычно наматывается на трубопровод и включается в контур, настроенный на резонансную частоту. Катушка же возбуждения делается седловидной. Ее ось нормальна индукции поля магнита резонатора и оси приемной катушки. Между катушками расположены гребнеобразные экраны. Все это способствует уменьшению наводки из возбуждающей в приемную катушку. Существует и более простая модификация преобразователя амплитудного расходомера, в которой обе эти катушки заменены одной, намотанной на трубопровод. Она возбуждает резонансное магнитное поле, и она же воспринимает сигнал ЯМР. Наконец, в самом простом случае резонатор состоит лишь из одной подобной катушки; магнит и модуляционные катушки отсутствуют. Достоинства амплитудных расходомеров — простота устройства и линейность шкалы прибора. Но погрешность измерения у них значительная (5–7 %), потому что амплитуда сигнала ЯМР зависит от многих причин, в том числе от времени

релаксации температуры жидкости и ее состава, постоянства и однородности магнитного поля. Амплитудные расходомеры находят применение при лабораторных и медицинских исследованиях.

3.5.2 Частотные расходомеры

Частотные расходомеры – это расходомеры, основанные на принципе измерения сдвига частоты, который в свою очередь пропорционален объемному расходу. При несимметричном расположении относительно плоскости, параллельной внешнему полю катушки, создающей переменное резонансное поле, и траектории движения жидкости ЯМР наблюдается при частоте, немного отличной от резонансной частоты. Сдвиг частоты пропорционален объемному расходу. Они могли бы применяться для измерения расхода нефти и других веществ в полевых условиях, в трубах, расположенных вдали от любых источников местного возмущения магнитного поля земли. Преобразователи опытных образцов таких расходомеров состояли из кольцевого участка трубы, на котором наматывается катушка, расположенная в плоскости, перпендикулярной к земному полю. Через катушку пропускается ток, образующий поле. Оно создает ядерную намагниченность жидкости, направленную параллельно полю. После выключения тока вектор намагниченности прецессирует вокруг направления поля Земли и наводит в катушке ЭДС индукции. В каждом сечении кольцевого участка трубы начальная фаза прецессии различна, поэтому при приходе жидкости из соседнего сечения происходит дополнительное изменение фазы намагниченности относительно оси катушки. При испытании нескольких таких приборов их погрешность оказалась в пределах $\pm (1-6) \%$.

Иногда частотными помимо вышеуказанных называют меточные и нутационные расходомеры, в которых выходной измеряемой величиной является частота. Подобные расходомеры правильно называть меточно-частотными и нутационно-частотными.

3.5.3 Нутационные расходомеры

Нутационные расходомеры – это расходомеры, у которых между поляризатором и «резонатором» на трубе, по которой протекает жидкость, располагается особая катушка, называемая катушкой нутации. Ее назначение – отклонять вектор намагниченности ядер от направления магнитного поля, в котором она находится, на некоторый угол и тем менять проекцию ядерной намагниченности. Для этого катушка нутации питается переменным током, создающим магнитное поле с амплитудой индукции B . Угловая частота этого поля равна ларморовской, соответствующей тому магнитному полю, в котором находится катушка. При равномерном поле расход прямо пропорционален амплитуде индукции поля B , а значит и силе тока в катушке нутации. При неравномерном поле показания прибора будут зависеть от градиента индукции поля B , направленного параллельно скорости жидкости. Но существенным недостатком подобного расходомера является неравномерность шкалы. На Рисунке 3.8 представлена схема нутационного расходомера.

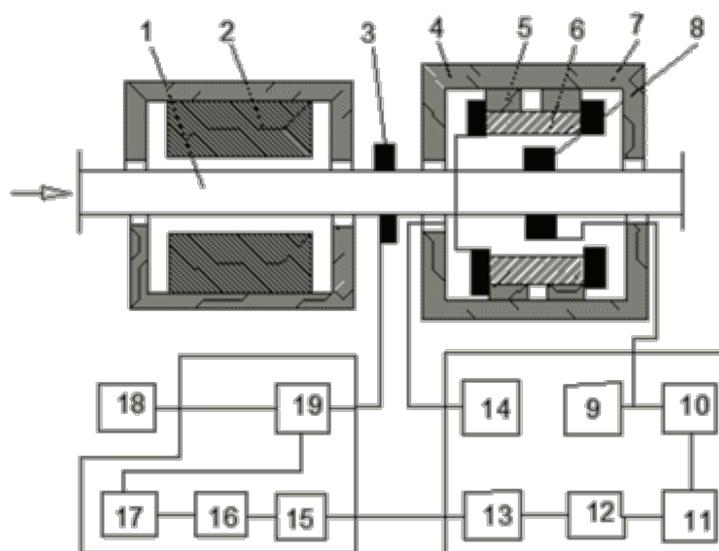


Рис. 3.8. Схема нутационного ядерно-магнитного расходомера

Преобразователь расхода состоит из трубопровода 1, поляризатора 2, катушки нутации 3 и «резонатора», включающего в себя магнитную систему 4–6, катушки модуляции 7 и катушку приема сигнала ЯМР 8.

Измерительная часть состоит из измерительно-магнитной индукции и самопишущего электронного потенциометра.

Катушки модуляции питаются от генератора низкой частоты 14, а приемная катушка – от генератора высокой частоты 9. При изменении расхода в приемную катушку 8 поступает жидкость с положительной или отрицательной намагниченностью. Возникающий сигнал ЯМР проходит через усилитель высокой частоты 10, детектор 11, усилитель низкой частоты 12 и поступает в синхронный детектор 13. При этом на его выходе появляется напряжение, знак которого зависит от направления изменения расхода. Это напряжение в вибропреобразователе 15 преобразуется в переменное напряжение с частотой 50 Гц, усиливается усилителем 16 и подается на реверсивный двигатель 17, который через редуктор соединен с потенциометром 19, регулирующим выходное напряжение генератора 18, подключенного к катушке нутации. Расход определяется по положению стрелки или пера потенциометра. Кроме того, его можно измерять по амплитуде напряжения генератора 18.

Нутационные расходомеры имеют перед меточными преимущество благодаря более высокому отношению сигнала к шуму, что достигается не только возможностью близкого расположения поляризатора к резонатору, но и возможностью применения узкополосных схем детектирования. В меточном расходомере метки жидкости имеют широкий спектр частот, для пропускания которого требуется широкополосный канал. Перед амплитудным расходомером преимущество нутационного состоит в большей точности измерения и отсутствии зависимости показаний от времени релаксации. Нутационные расходомеры целесообразны в качестве промышленных приборов, прежде всего для измерения малых и микро-расходов.

3.5.4 Меточные расходомеры

Меточные расходомеры – это расходомеры, у которых на каком-либо участке пути от поляризатора до приемной катушки «резонатора» создается метка в потоке путем изменения вектора намагниченности ядер. Расход опре-

деляется по времени прохождения жидкостью пути от отметчика, создающего метку, до приемной катушки.

Чаще всего отметчиком жидкости служит нутационная катушка, находящаяся между поляризатором и «резонатором». Через нее импульсами периодически пропускается переменный ток, создающий резонансное поле с индукцией B .

Ядерно-магнитные расходомеры пригодны для веществ, в составе которых имеются ядра с достаточно большими значениями магнитных моментов. К таким ядрам в первую очередь относятся ядра водорода.

Область применения ядерно-магнитных расходомеров ограничивается практически лишь жидкостями, поскольку у них концентрация резонирующих ядер значительна; но в принципе возможно их применение и для газов при высоких давлениях, когда плотность газов велика. Кроме того, жидкость должна иметь достаточно большое продольное время релаксации T_1 – не менее 0.1 с.

Наиболее перспективно применение ядерно-магнитных расходомеров для сред с очень низкой удельной электрической проводимостью, менее чем ($10^3 - 10^5$) См/м, то есть в области, недоступной для промышленных электромагнитных расходомеров. Заметим, что с повышением электрической проводимости жидкости у ядерно-магнитных расходомеров уменьшается отношение полезного сигнала к шуму.

Ограниченные возможности применения ядерно-магнитных расходомеров для измерения больших расходов вызваны трудностью создания магнитного поля с достаточной индукцией в больших трубах. Для малых расходов надо обеспечить, чтобы время прохождения жидкостью измерительного участка не было слишком большим с учетом времени релаксации T_1 . Этого можно достичь путем соответствующего выбора диаметра трубы. Поэтому ядерно-магнитные расходомеры применяют для измерения расхода в трубах диаметром не более 100–150 мм.

3.6 Электромагнитные расходомеры

Электромагнитные расходомеры – это расходомеры, в основе работы которых лежит взаимодействие движущейся электропроводной жидкости с магнитным полем, подчиняющейся закону электромагнитной индукции [2].

Наиболее часто применяют такие электромагнитные расходомеры, у которых измеряется электродвижущая сила (ЭДС), индуцируемая в жидкости, при пересечении ею магнитного поля (Рис. 3.9). Для этого между полюсами магнита или электромагнита устанавливают участок трубопровода, который изготовлен из немагнитного материала и внутри покрыт неэлектропроводной изоляцией, вводятся два электрода в направлении, перпендикулярном как к направлению движения жидкости, так и к направлению силовых линий магнитного поля.

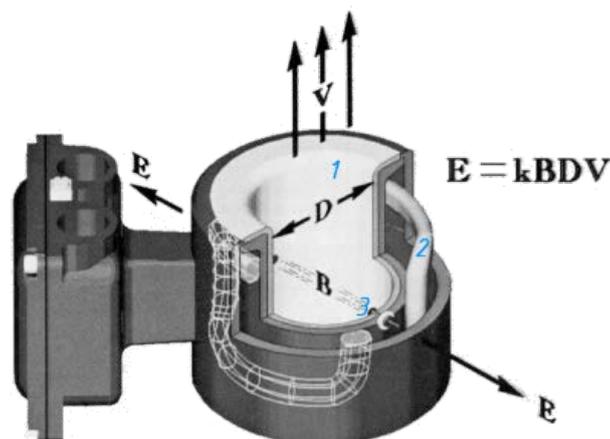


Рис. 3.9. Принципиальная схема электромагнитного расходомера:
1 – трубопровод; 2 – полюса магнита; 3 – электроды для съема ЭДС

Работа расходомеров такого типа основана на законе Фарадея. Разность потенциалов на электродах определяется следующим образом:

$$E = Bdv = \frac{4BQ_0}{\pi d}, \quad (3.2)$$

где B – магнитная индукция; d – расстояние между концами электродов, равное внутреннему диаметру трубопровода; v – средняя скорость; Q_0 – объёмный расход жидкости.

Из формулы видно, что измеряемая разность потенциалов E прямо пропорциональна объёмному расходу жидкости Q_0 .

Электромагнитные расходомеры могут быть выполнены как с постоянными, так и с электромагнитами, питаемыми переменным током.

3.6.1 Электромагнитные расходомеры с постоянным магнитным полем

К основным достоинствам постоянного магнитного поля можно отнести:

- относительную простоту устройства магнитной системы;
- возможность измерения расходов, изменяющихся с высокой частотой;
- отсутствие многочисленных помех, возникающих при применении переменного магнитного поля;
- возможность измерения расхода веществ с низкой электрической проводимостью.

Но постоянному магнитному полю свойственен существенный недостаток – поляризация электродов, при которой изменяется сопротивление преобразователя, а, следовательно, появляются существенные дополнительные погрешности, что нарушает нормальную работу расходомера. Поляризацию уменьшают, применяя электроды из специальных материалов (угольные, каломелиевые) или специальные покрытия для электродов (платиновые, танталовые).

В связи с этим для измерения расхода обычных жидкостей с ионной проводимостью постоянное магнитное поле не применяется. Такое поле может быть использовано для измерения расхода расплавленных металлов, имеющих электронную, а не ионную проводимость.

Также электромагнитные расходомеры с постоянным магнитным полем применяются в лабораториях и исследовательской практике при кратковременных измерениях, когда явление поляризации практически не заметно, и при измерении быстропеременных расходов, измерение которых при переменном магнитном поле невозможно.

3.6.2 Электромагнитные расходомеры с переменным магнитным полем

Переменное магнитное поле сводит до минимума поляризацию электродов, благодаря чему широко применяется в расходомерах.

Однако применение такого поля имеет ряд ограничений:

– Невозможность применения переменного магнитного поля с малой электрической проводимостью менее 10^{-6} См/м (например, лёгких нефтепродуктов, спиртов и т. п.) из-за протекания в преобразователе расхода совместно с токами проводимости токов смещения.

– Влияние емкости проводов, связывающих преобразователь расхода с измерительным прибором. Для точного измерения ЭДС преобразователя нужно, чтобы сопротивление нагрузки во много (100–500) раз превышало сопротивление преобразователя. Влияние ёмкости проводов можно уменьшить следующими способами:

– усилитель или первую его ступень отделить от измерительного прибора и установить у преобразователя расхода;

– применение проводов с двойным экраном и подача на внутренний экран напряжения, равного по величине напряжению экранируемого провода.

– Возникновение паразитной (трансформаторной) ЭДС, которая наводится на витке, образуемом жидкостью, находящейся в трубопроводе, электродами, соединительными проводами и вторичными приборами. Её источником является первичная обмотка системы возбуждения магнитного поля. Трансформаторная ЭДС может быть значительно больше полезного сигнала, но обычно составляет 20–30%. Это нежелательное явление можно устранить, уменьшив площадь контура путём расположения плоскости витка, образованного проводниками, идущими от электродов, параллельно силовым линиям магнитного поля. Перемещая проводники можно добиться минимального сигнала помех.

– Появление вихревых токов Фуко как в магнитопроводе, так и в стенках трубопровода и измеряемой жидкости. При большой толщине стенки трубопровода величина этих токов значительна, что приводит к появлению их собственного магнитного поля, которое ослабляет основное магнитное поле.

– Возникновение помех из-за блуждающих токов и внешних электромагнитных полей.

– Изменение индукции магнитного поля, а, следовательно, и измеряемой ЭДС из-за изменения напряжения и частоты питания, а также температуры электромагнита. Для устранения этого эффекта напряжение питания электромагнита делают опорным напряжением схемы сравнения.

– Паразитная (шумовая) ЭДС, возникающая от тепловых шумов во внутреннем сопротивлении жидкости между электродами. Это явление ограничивает применение электромагнитных расходомеров для жидкостей с большим удельным сопротивлением.

3.6.3 Электромагнитные расходомеры с импульсным магнитным полем низкой частоты

Применение переменного магнитного поля связано со значительными помехами и ограничениями, которые проявляются сильнее с увеличением частоты поля. Поэтому, если не требуется измерение быстропеременных расходов, часто снижают обычную частоту (50 Гц) магнитного поля. Это даёт ряд преимуществ:

- исчезает влияние внешних помех промышленной частоты;
- устраняется влияние вихревых токов, благодаря чему существенно упрощается создание преобразователей расхода на высокое давление;
- снижается влияние собственных индукционных и емкостных помех;
- снижается потребление электроэнергии;
- упрощается изготовление благодаря исключению экранировки электродов и измерительных цепей;

Основными достоинствами расходомеров с импульсным магнитным полем являются более высокая точность измерения по сравнению с переменным полем синусоидальной формы промышленной частоты (относительная погрешность (0.2–0.5) %) и значительно меньшая затрачиваемая мощность.

Погрешность электромагнитных расходомеров определяется в основном погрешностями их градуировки и погрешностями измерения разности потенциалов ЭДС. Однако электрохимические процессы в потоке жидкости, различные помехи и наводки, непостоянство напряжения питания и другие, на данный момент не позволяют получить той потенциально высокой точности измерений расхода, которая вытекает из принципа действия данного типа расходомеров.

Гидравлические потери на приборе минимальны, как как первичные преобразователи электромагнитных расходомеров не имеют частей, выступающих внутрь трубопровода, сужений или изменений профиля. Отсутствие полых углублений исключает застаивание и коагулирование измеряемого продукта.

На показания электромагнитных расходомеров не влияют взвешенные в жидкости частицы и пузырьки газа, а также физико-химические свойства измеряемой жидкости (вязкость, плотность, температура), если они не изменяют её электропроводность.

Электромагнитные расходомеры можно монтировать в любом положении на расстояниях, равных не менее 20 диаметров трубопровода после местных сопротивлений и не менее восьми диаметров до местных сопротивлений. Также конструкция первичных преобразователей позволяет применять новейшие изоляционные, антикоррозийные и другие покрытия, что даёт возможность измерять расход агрессивных и абразивных сред.

Отмеченные преимущества и обеспечили достаточно широкое распространение электромагнитных расходомеров, несмотря на их относительную конструктивную сложность и необходимость тщательного каждодневного технического ухода.

Но расходомеры данного типа непригодны для измерения расхода газов, а также жидкостей с малой электропроводностью, что является их существенным недостатком. Но применение разрабатываемых в настоящее время специальных автокомпенсирующих устройств позволяет существенно снизить требования к электропроводности измеряемых сред и создавать электромагнитные

расходомеры для измерения расхода любых жидкостей, в том числе и нефтепродуктов.

Достоинствами электромагнитных расходомеров являются:

- независимость показаний от вязкости и плотности измеряемого вещества;
- возможность реализации метода для очень больших диаметров трубопроводов и отсутствие при этом дополнительного динамического сопротивления;
- линейность шкалы;
- необходимость в меньших длинах прямых участков труб, чем у других расходомеров;
- высокое быстродействие;
- возможность измерения агрессивных, абразивных и вязких жидкостей;
- работоспособность при высоких давлениях среды – вплоть до 100 МПа.

К недостаткам следует отнести:

- невозможность использования расходомеров для непроводящих жидкостей (углеводороды, аммиак, кислоты и др.);
- наличие дополнительной погрешности от величины электропроводности жидкости;
- возможность отложения магнетита на стенках измерительного трубопровода расходомера и значительное увеличение погрешности при наличии окислов железа в воде;
- необходимость разрезки трубопровода, приварки фланцев и установки измерительного трубопровода, что часто невыполнимо.

3.7 Расходомеры, основанные на гидродинамических методах

Среди расходомеров этой группы очень широкое применение получили расходомеры с сужающими устройствами, относящиеся к приборам переменного перепада давления. Для малых расходов жидкостей и газов служат ротаметры и поплавковые приборы, относящиеся к расходомерам обтекания. В последнее время становятся популярны вихревые расходомеры.

3.7.1 Расходомеры с переменным перепадом давления

Расходомером переменного перепада давления называется измерительный комплекс, основанный на зависимости от расхода перепада давления, создаваемого преобразователем расхода, установленным в трубопроводе, или элементом последнего (например, коленом) [1].

Расходомеры переменного перепада давления имеют следующие разновидности, в зависимости от вида преобразователя расхода:

- с сужающими устройствами;
- центробежные;
- с гидравлическим сопротивлением;
- с напорными устройствами;
- с напорными усилителями;
- ударно-струйные.

Наибольшее распространение получили расходомеры с сужающими устройствами. Они измеряют скорость потока вещества, которая увеличивается при прохождении через сужающее устройство, установленное в трубопроводе. При этом происходит частичный переход потенциальной энергии давления в кинетическую энергию скорости, из-за чего давление перед местом сужения будет больше, чем за суженным сечением.

3.7.1.1 Расходомеры с сужающими устройствами

Самая простая схема измерения расхода по методу переменного перепада давления включает в себя сужающее устройство, установленное в трубопрово-

де, соединительные трубки, они нужны для отбора давления до и после сужающего устройства и передачи этого давления к U-образному манометру (измеритель перепада давления). Часто манометр имеет преобразователь величины перепада давления в пропорциональную электрическую величину или давление воздуха. Перепад давления будет тем больше, чем больше скорость потока, то есть чем больше расход. Поэтому, перепад давления на сужающем устройстве будет мерой расхода вещества (жидкости, газа или пара), протекающего через трубопровод.

Основным преимуществом данных расходомеров является универсальность применения. Они используются для измерения расхода, большинства однофазных и многих двухфазных, сред при самых различных давлениях и температурах.

Однако расходомеры с сужающим устройством имеют некоторые недостатки, наиболее существенными из которых являются следующие:

- Квадратичная зависимость между расходом и перепадом. Другими словами, невозможно измерять расход менее 30 % максимального из-за высокой погрешности измерения, что затрудняет использование этих приборов для измерения расходов, изменяющихся в широких пределах.

- Ограниченная точность, причём погрешность измерения колеблется от 1.5 до 3 % в зависимости от состояния сужающего устройства, диаметра трубопровода, постоянства давления и температуры измеряемой среды.

Обычно с помощью таких расходомеров измеряется расход в трубопроводах с диаметром от 50 до 1600 мм.

Потери давления в сужающих устройствах увеличивается в следующей последовательности:

- труба Вентури;
- длинное сопло Вентури;
- короткое сопло Вентури;
- сопло;
- диафрагма.

Изменение или загрязнение входного отверстия сужающего устройства в процессе эксплуатации влияет на коэффициент расхода диафрагмы в большей степени, чем на коэффициент расхода сопла.

Диафрагма

Диафрагма (Рис. 3.10) представляет собой тонкий диск 1 с круглым отверстием, ось которого располагается по оси трубы. Передняя (входная) часть отверстия имеет цилиндрическую форму, а затем переходит в коническое расширение. Передняя кромка должна быть прямоугольной (острой) без закруглений и заусениц.

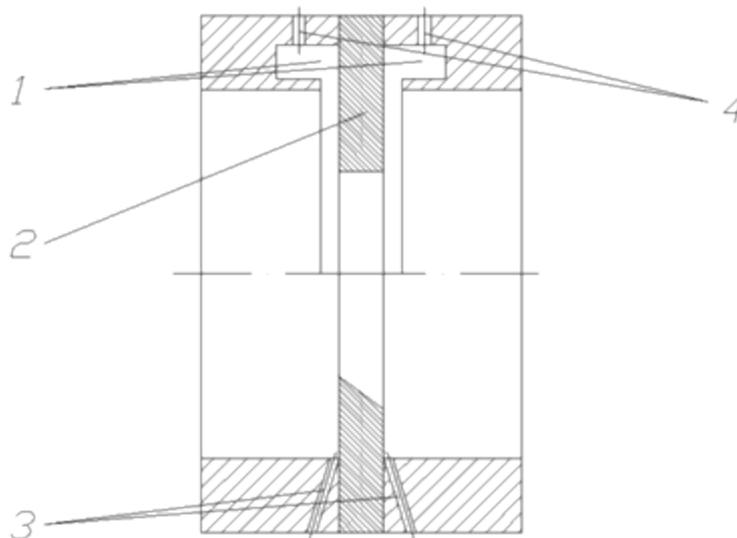


Рис. 3.10. Расположение диафрагмы в трубе, вид в разрезе: 1 – кольцевые камеры; 2 – диафрагма; 3 – отдельные отверстия для отбора давления; 4 – выводы импульсных трубок

При измерении расхода загрязнённых жидкостей и особенно газов у стандартной диафрагмы, установленной на горизонтальной трубе, могут образовываться отложения. Чтобы не допустить этого применяются сегментные и эксцентричные диафрагмы. Сегментные диафрагмы представляют собой кольцо, в которое вварен диск с вырезанным в его нижней части сегментом или сектором. Кольцо зажимается между фланцами трубопровода. Кромка диафрагмы со стороны потока должна быть острой. Отверстия сегментной и эксцентричной диафрагм располагаются в нижней части сечения трубы, а выводы импульсных трубок – в верхней части трубопровода вне пределов отверстия.

Они могут применяться для измерений расхода жидкостей, из которых выделяются газы; в этом случае отверстия истечения располагаются сверху. Сегментные диафрагмы могут устанавливаться на трубопроводах диаметром от 50 до 1000 мм.

При измерении малых расходов, перепад давления на диафрагме может быть недостаточен для организации измерения. В таких случаях возможен вариант с установкой двух диафрагм с разным диаметром и отбором разницы давлений до первой и после второй.

Сопла

В случае измерения расхода газа, сопла могут устанавливаться на трубопроводе диаметром не менее 50 мм, в случае измерения расхода жидкости – не менее 30 мм. На Рисунке 3.11 сверху показан отбор статических давлений через кольцевые камеры, внизу – через отдельные отверстия.

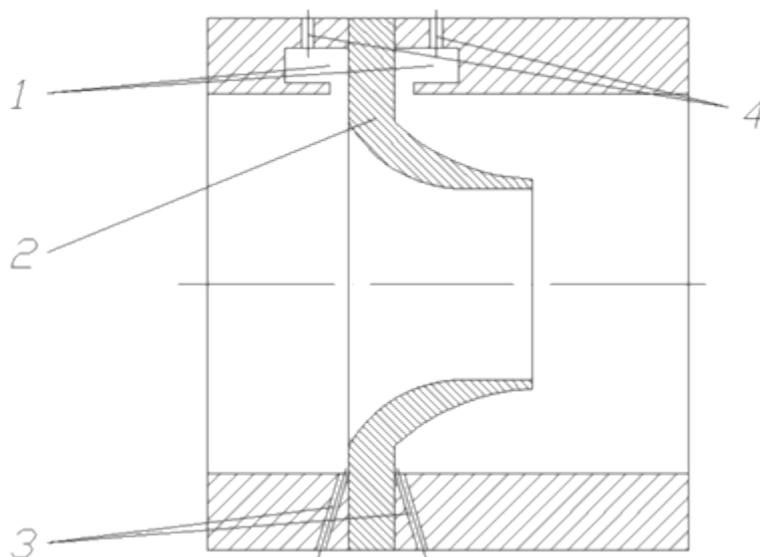


Рис. 3.11. Схема расположения сопла в трубе: 1 – кольцевые камеры; 2 – сопло; 3 – отдельные отверстия для отбора давлений; 4 – выводы импульсных трубок

Профиль входной части сопла образуется двумя дугами окружности, из которых одна касается торцевой поверхности сопла со стороны входа, а другая – цилиндрической поверхности отверстия. Сопряжение обеих дуг происходит почти без излома.

Сопло Вентури устанавливается на трубопроводах диаметром от 65 до 500 мм. Сопло Вентури состоит из профильной входной части, цилиндрической средней части (горловины) и выходного конуса. Профильная часть выполняется так же, как у нормального сопла для соответствующих значений m . Цилиндрическое отверстие должно переходить в конус без радиусного сопряжения. Сопло Вентури может быть длинным или коротким. У первого наибольший диаметр выходного конуса равен диаметру трубопровода, у второго он меньше диаметра трубопровода. Перепад давления измеряется через кольцевые камеры. Задняя (минусовая) камера соединяется с цилиндрической частью сопла Вентури с помощью радиальных отверстий.

Труба Вентури

Труба Вентури (Рис. 3.12) устанавливается в трубопроводах диаметром от 50 до 1400 мм. Труба Вентури состоит из входного патрубка 1, входного конуса 4, горловины 5 и диффузора 6. Во входном конусе и горловине выполнены кольцевые усредняющие камеры 2. Они сообщаются с внутренними полостями входного конуса и горловины с помощью нескольких отверстий 3, которые при наличии в измеряемой жидкости взвешенных частиц прочищают с помощью специальных приспособлений. В нижней части кольцевых камер устанавливаются пробковые краны для спуска жидкости.

Труба Вентури называется длинной, если наибольший диаметр выходного конуса равен диаметру трубопровода, или короткой, если указанный диаметр меньше диаметра трубопровода.

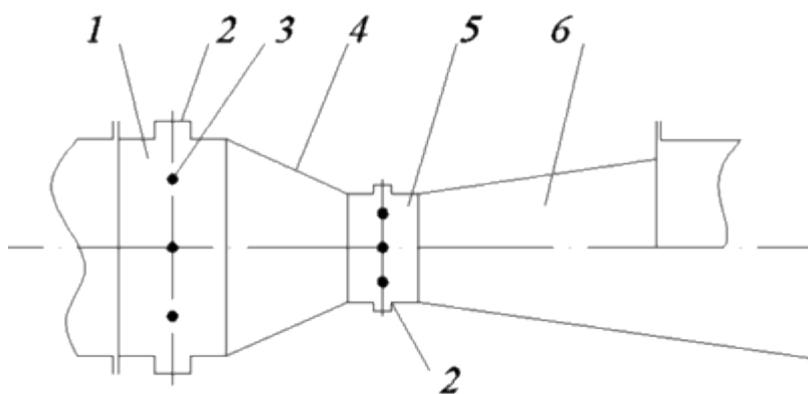


Рис. 3.12. Труба Вентури

3.7.1.2 Центробежные расходомеры

В случаях, когда не требуется высокая точность измерения, может быть использован перепад давления, образующийся при протекании жидкости или газа **через местное сопротивление**.

Наиболее изученными местными сопротивлениями являются центробежные преобразователи расхода, представляющие собой закругленные участки трубопровода, например, колена, создающие перепад давления на внешнем и внутреннем радиусах закругления в результате действия центробежных сил в потоке (Рис. 3.13).

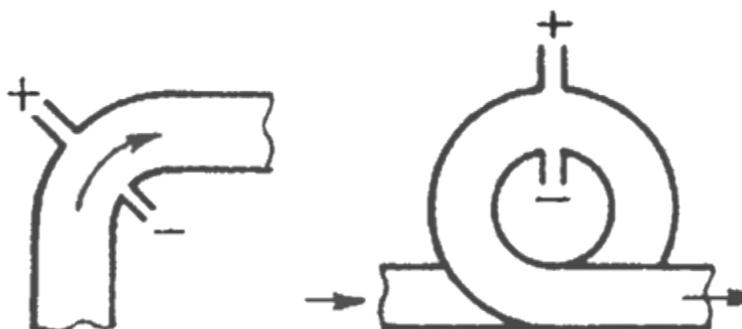


Рис. 3.13. Типы местных сопротивлений: 1 – колено; 2 – улитка

Центробежный преобразователь расхода вместе с дифференциальным манометром, измеряющим создаваемый перепад давления, образует центробежный расходомер. Преимущество такого расходомера состоит в том, что не требуется вводить в трубопровод какие-либо дополнительные устройства.

В качестве местного сопротивления для измерения расхода может быть также использован конический переход, который можно рассматривать как входную часть трубы Вентури.

3.7.1.3 Расходомеры с гидравлическим сопротивлением

Расходомеры с гидравлическим сопротивлением основаны на измерении перепада давления, создаваемым этим сопротивлением. Для того чтобы перепад давления был пропорционален расходу, в расходомерах данного типа стремятся создать ламинарный режим потока. То есть такой поток, при котором жидкость или газ будут перемещаться слоями без перемешивания и пульсаций. Преобразователями обычно является капиллярная трубка или пакет таких трубок, как показано на Рисунке 3.14. Расходомеры с гидравлическим сопротивлением применяются редко, в основном для измерения малых расходов.

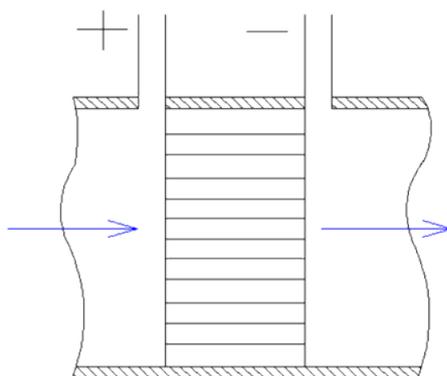


Рис. 3.14. Расходомер с гидравлическим сопротивлением

3.7.1.4 Расходомеры с напорным устройством

Напорное устройство-преобразователь расхода жидкости (газа), в котором создается перепад давления, зависящий от динамического давления в одной или нескольких точках поперечного сечения потока.

Расходомер с напорным устройством – это расходомер переменного перепада давления, принцип действия которого основан на помещении в трубопровод Г-образной трубки (трубка Пито), направленной изгибом на поток (Рис. 3.15). Трубка воспринимает полное давление в трубопроводе равного

сумме динамического (зависит от скорости потока) и статического давления трубопровода.

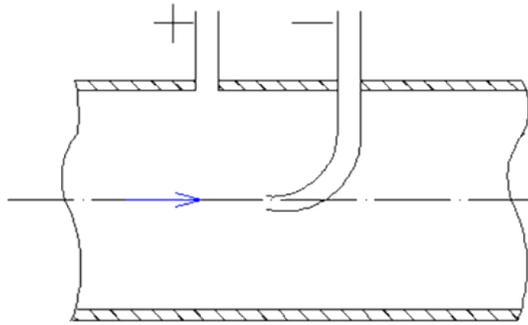


Рис. 3.15. Расходомер с напорным устройством

Недостатком данного метода является то, что он применим только в трубопроводах большого диаметра.

3.7.1.5 Расходомер с напорным усилителем

Расходомер с напорным усилителем – расходомер переменного перепада давления, в котором сочетаются напорное и сужающее устройства. Перепад давления создается напорным усилителем как в результате перехода кинетической энергии струи в потенциальную, так и в результате перехода потенциальной энергии струи в кинетическую.

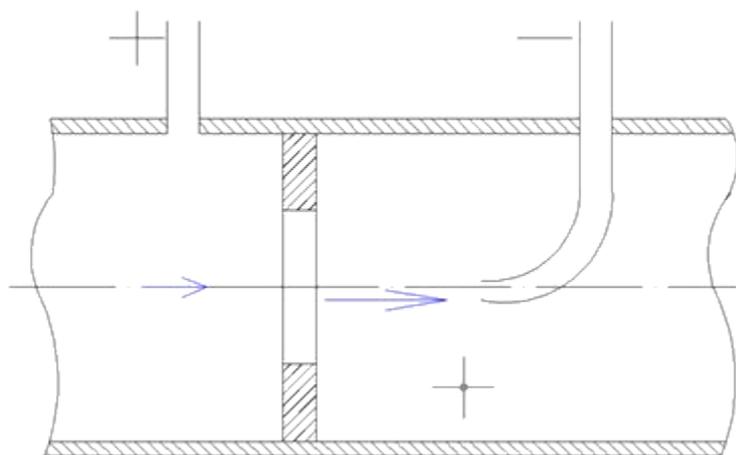


Рис. 3.16. Расходомер с напорным усилителем

Чаще всего комбинируют: диафрагму с трубкой Пито (Рис. 3.16), а также трубку Пито с трубкой Вентури. Это делается при небольших скоростях газо-

вых потоков, если перепад давления очень маленький (действия одной трубки Пито недостаточно).

3.7.1.6 Ударно-струйные расходомеры

Расходомеры ударно-струйные основаны на принципе измерения перепада давления, возникающего в процессе удара струи о твердое тело непосредственно или через слой измеряемого вещества. Они применяются для измерения малых расходов жидкости и газа.

3.7.2 Вихревые расходомеры

Вихревыми называются расходомеры, расход которых зависит от частоты колебания давления. Колебания давления возникают в потоке в процессе вихреобразования или колебания струи либо после препятствия определенной формы, установленного в трубопроводе, либо специального закручивания потока [1].

Достоинства вихревых расходомеров:

- простота и надежность преобразователя расхода;
- отсутствие подвижных частей;
- большой диапазон измерений;
- линейный измерительный сигнал;
- достаточно высокая точность измерения;
- стабильность показаний;
- независимость показаний от давления и температуры;
- сравнительная несложность измерительной схемы;
- возможность получения универсальной градуировки.

Недостатки вихревых расходомеров:

- невозможность использования при малых скоростях потока (трудно измерять сигналы с маленькой частотой колебаний);
- значительная потеря давления (может достигнуть 30–50 кПа);

– применение в трубах диаметром от 25 до 150–300 мм (применение в трубах большего диаметра затруднительно, а в трубах меньшего диаметра – вихреобразование нерегулярно);

– работу вихревых расходомеров могут нарушать акустические и вибрационные пульсации (такие помехи создаются различными источниками: насосами, компрессорами, вибрирующими трубами и т. д.).

Способы устранения помех:

– установка электрических фильтров (если частоты вредных пульсаций и измерительного сигнала разные);

– установка струевыпрямителя (на выходе преобразователя);

– установка дополнительного преобразователя, который подключается встречно первому.

По типу преобразователя вихревые расходомеры можно разделить на следующие группы:

– Расходомеры, первичным преобразователем расхода которых является неподвижное тело. В них, после обтекания неподвижного тела, с обеих сторон по очереди возникают срывающиеся вихри, которые и создают пульсацию.

– Расходомеры, в первичном преобразователе которых поток закручивается и, попадая в расширенную часть трубы, принимая воронкообразную форму (прецессирует) создает пульсации давления.

– Расходомеры, в которых в качестве первичного преобразователя выступает струя. Пульсации давления в этом случае создаются автоколебаниями струи, при вытекании ее из отверстия.

Термин вихревой расходомер применим только к приборам первых двух групп. Но так как у расходомеров третьей группы движение потока определяется колебательным характером изменения параметров, их тоже можно отнести к вихревым расходомерам. В первой и третьей группах расходомеров характеры протекания процессов будут наиболее похожими.

3.7.2.1 Вихревые расходомеры с обтекаемым телом

Поток, огибая тело, меняет направление движения обтекающих струй и увеличивает их скорость, при этом соответственно уменьшается давление (Рис. 3.17). Далее за минимальным сечением тела происходит уменьшение скорости и увеличение давления. Одновременно на передней стороне тела образуется повышенное давление, а на задней стороне тела – пониженное давление. Пограничный слой, пройдя минимальное сечение тела, отрывается от него и под воздействием пониженного давления, которое образуется за телом, меняет направление движения, создавая вихрь. Это происходит и в верхних, и в нижних частях обтекаемого тела. Образование вихрей с обеих сторон происходит поочередно, так как вихрь с одной стороны мешает образованию вихря с другой. При этом за обтекаемым телом образуется вихревая дорожка Кармана (по имени фон Кармана, описавшего это явление в 1912 году).

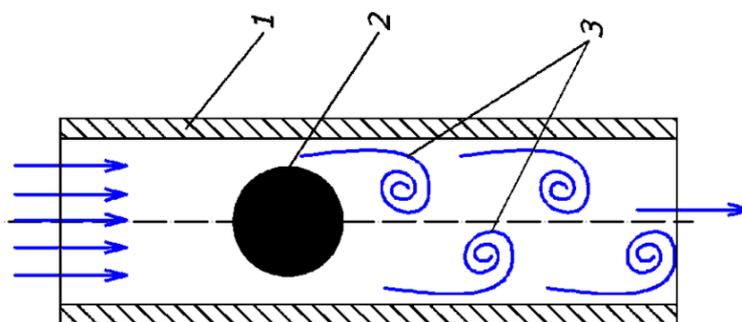


Рис. 3.17. Дорожка Кармана (схема образования вихрей): 1 – трубопровод; 2 – тело обтекания; 3 – вихри

Рабочие кромки тела обтекания являются самоочищающимися за счёт образования вихрей, и остаются чистыми в условиях сильно загрязнённых сред.

Загрязнение датчика вихрей не ведёт к изменению метрологических характеристик вихревого расходомера, так как полезную информацию несёт частота, а не амплитуда сигнала.

Частота срыва вихрей пропорциональна отношению скорости потока к размерам тела обтекания. При постоянном характерном размере тела частота пропорциональна скорости, а значит и объёмному расходу.

Чаще всего в вихревых расходомерах применяют призматические тела прямоугольной, треугольной или трапецидальной (дельтообразной) форм. У последних основание обращено навстречу потоку. Такие тела, несмотря на небольшую потерю давления, образуют сильные и регулярные вихревые колебания. Кроме того, они удобны для преобразования частоты в выходной сигнал.

У некоторых вихревых расходомеров для увеличения выходного сигнала применяют два обтекаемых тела, расположенных на определенном расстоянии друг от друга. У ряда приборов тела обтекания – прямоугольные призмы. На боковых гранях второй призмы по потоку устанавливаются защищенные плоскими гибкими мембранами пьезоэлементы, что исключает влияние шумовых помех.

В таких расходомерах используется несколько вариантов преобразования вихревых колебаний потока в выходной сигнал. В основном используются периодические колебания давления или скорости струй с двух сторон обтекаемого тела. Один или два полупроводниковых термоанемометра являются чувствительным элементом преобразователя. В вихревых расходомерах различных фирм применяют следующие типы преобразователей расхода: индуктивный, емкостной, струнный, интегрирующий, ультразвуковой и т. д.

На Рисунке 3.18 показана схема преобразователя с телом обтекания треугольной формы, которое вибрирует в направлении, перпендикулярном к потоку, под влиянием пульсации давлений на его боковых сторонах. Изгибные напряжения воспринимаются пьезоэлементами. Электроды пьезодатчиков включают навстречу друг другу, для того, чтобы вредные вибрации тела обтекания и трубопровода в меньшей степени влияли на выходной сигнал (разности напряжений). Такой преобразователь можно применять в различных условиях измерения (при температурах до 400 °С и давлениях до 15 МПа).

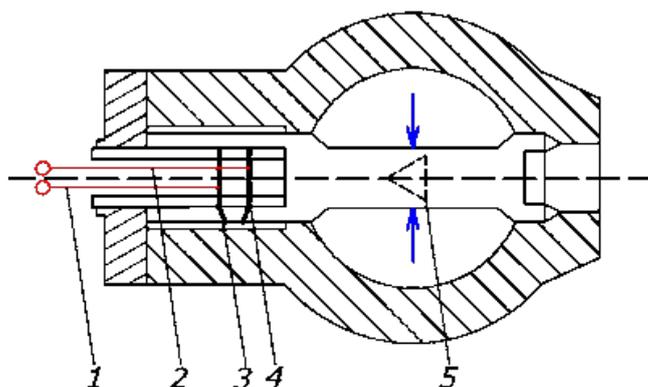


Рис. 3.18. Преобразователь вихревого расходомера с пьезоэлементами:
1, 2 – электроды; 3, 4 – пьезоэлементы; 5 – обтекаемое тело

Вихревые расходомеры с телом обтекания треугольного, трапецидального и квадратного типов предназначены для труб диаметром от 50 до 300 мм, погрешность измерения составляет $\pm (0.5-2) \%$.

Перед вихревым расходомером с обтекаемым телом нужно иметь прямой участок трубы.

Использование вихревых расходомеров для труб большого диаметра (300–350 мм) затруднено:

- вследствие совпадения частоты свободных колебаний тела с частотой срыва вихрей;
- из-за низкой эффективности вихреобразования;
- при малых значениях относительного диаметра обтекаемого тела и неприемлемости больших его значений;
- из-за громоздкости и уменьшения частоты вихреобразования.

3.7.2.2 Вихревые расходомеры с прецессией воронкообразного вихря

Преобразователи этих расходомеров имеют приспособление, закручивающее поток, направляемый затем через короткие цилиндрические насадки или участок трубы в ее расширенную часть. В трубе вращающийся поток принимает воронкообразную форму, а его ось, вокруг которой вращается ядро вихря, сама вращается вокруг оси трубопровода. При этом давление на внешней поверхности вихревого потока пульсирует синхронно с угловой скоростью вращения ядра вихря, пропорциональной линейной скорости потока или объемно-

му расходу. Для преобразования частоты пульсаций давления или скорости в измерительный сигнал применяются пьезоэлементы или полупроводниковые термоанемометры. Преобразователь состоит из двух ступеней – в 1-й происходит преобразование объемного расхода потока в частоту прецессии воронкообразного вихря, а во 2-й – преобразование этой частоты в измерительный сигнал.

Две возможные принципиальные схемы первой ступени преобразователей таких расходомеров (Рис. 3.19 а, б), отличающиеся лишь способом закручивания потока.

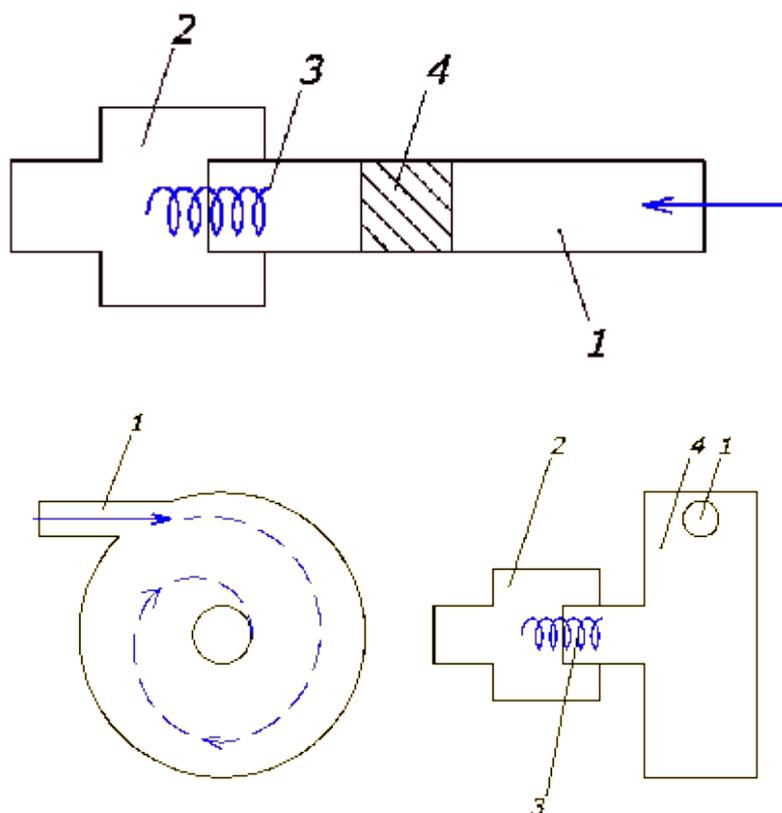


Рис. 3.19. Схемы первой ступени вихревых преобразователей:
 а) с винтовым завихряющим устройством,
 б) с тангенциальным вводом в камеру

На Рисунке 3.19б жидкость или газ по трубе 1 входит тангенциально (по касательной) в цилиндрическую камеру 4, где закручивается и, через парубок 3, поступает в трубу или камеру большего диаметра 2. Там поток прецессирует, что сопровождается пульсациями скорости и давления. На рисунке 3.19а поток вещества закручивается спирально расположенным лопаткам. В остальной схеме одинаковы.

Чаще всего в расходомерах применяют завихряющее винтовое устройство, так как оно не требует перед собой прямых участков трубы. Однако, потеря давления в этом завихряющем устройстве выше.

3.7.2.3 Вихревые расходомеры с осциллирующей струей

Преобразователь с осциллирующей струей может быть двух видов (Рис. 3.20 и 3.21).

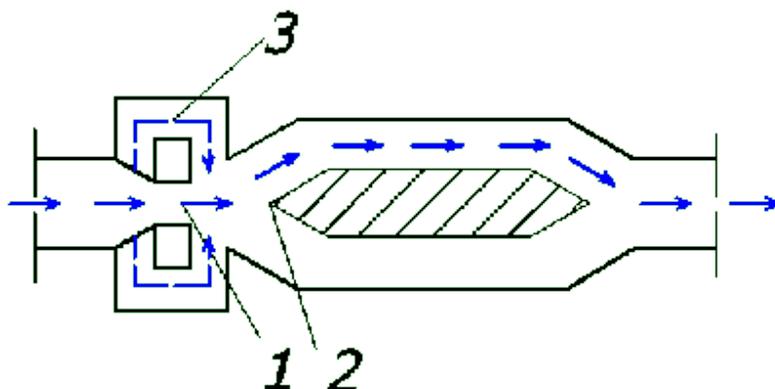


Рис. 3.20. Релаксационный преобразователь вихревого расходомера с осциллирующей струей: 1 – сопло; 2 – диффузор; 3 – обводная трубка

Как показано на Рисунке 3.20, поток жидкости или газа проходит через сопло и попадает в диффузор прямоугольного сечения. Вследствие случайных причин поток в каждый момент в большей степени прижимается к той или другой стенке диффузора (например, к верхнему), и благодаря эжектирующему действию струи в преобразователе релаксационного типа давление в верхней части обводной трубки станет меньше давления в нижней ее части и по трубке возникнет движение, показанное стрелкой, которое перебросит струю к нижней стенке диффузора. Далее направление движения в обводной трубке изменится, и струя будет осциллировать.

В преобразователе с обратной гидравлической связью струя, прижатая к нижней стенке диффузора, не вся удаляется через выходной патрубков. Часть ее ответвляется в верхний обводной канал и, выходя через сопло 1, перебрасывает струю, выходящую из сопла 2, в нижнее положение. После этого произойдет ответвление части струи в верхний обводной канал, струя будет переброшена вниз и наступит процесс ее колебаний, сопровождающийся синхронными

колебаниями давлений с обеих сторон струи. Последний преобразователь с обратной связью лучше. Он обеспечивает более строго процесс осцилляции и имеет почти линейную зависимость между расходом и частотой колебания

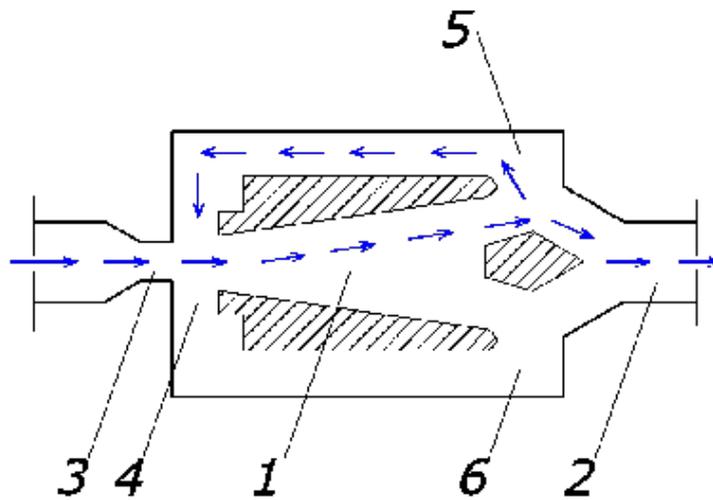


Рис. 3.21. Преобразователь вихревого расходомера с колеблющейся струей с обратной гидравлической связью: 1 – диффузор; 2 – выходной парубок; 3 – сопло 1; 4 – сопло 2; 5 – верхний отводной канал; 6 – нижний обводной канал

3.7.3 Расходомеры обтекания

Расходомерами обтекания называются приборы, чувствительный элемент которых воспринимает динамическое давление потока и перемещается под его воздействием, причем величина перемещения зависит от расхода [1].

Все расходомеры обтекания можно разделить на следующие группы:

- расходомеры постоянного перепада давления;
- расходомеры с изменяющимся перепадом давления;
- расходомеры с поворотной лопастью.

В расходомерах первой группы обтекаемое тело перемещается вертикально, а сила сопротивления потоку возникает за счет веса подвижного тела. Во второй группе противодействующая сила создается пружиной, а обтекаемое тело может перемещаться в различных плоскостях. В расходомерах с поворотной лопастью противодействующая сила создается весом тела и пружиной, а иногда и дополнительным источником энергии.

В качестве тела обтекания в таких расходомерах может применяться:

- поплавков;
- поршень;
- диск;
- лопасть.

Обтекаемое тело может двигаться по прямой (обычно вдоль своей вертикальной оси) или поворачиваться вокруг оси подвеса.

Во всех расходомерах между подвижным телом и стенками трубы остается проходное сечение. Поэтому нужно учитывать, что на тело будет действовать не только давление потока, но и сила вязкого трения, последняя зависит от вязкости вещества и формы тела.

Достоинства расходомеров обтекания:

- высокая надежность;
- большой диапазон измерений;
- относительно маленькая погрешность;
- простота конструкции;

- простота в эксплуатации.

3.7.3.1 Расходомеры обтекания постоянного перепада давления

Широкое распространение получили расходомеры обтекания постоянного перепада давления. Они делятся на:

- поплавковые расходомеры;
- поршневые расходомеры (золотниковые расходомеры);
- ротаметры.

Из всех вышеперечисленных приборов наибольшее применение получили ротаметры.

3.7.3.1.1 Ротаметры

Ротаметр состоит из двух основных элементов: поплавок специальной формы и стеклянной конической трубки (Рис. 3.22). Длина последней может быть от 70 до 600 мм, а диаметр от 1.5 до 100 мм. На трубку наносится шкала (в соответствии с измеряемой средой). Такие расходомеры применяют для сред с максимальной температурой 150 °С и давлением не выше 0.5–0.6 МПа.

Достоинства ротаметров:

- удобство при измерении малых расходах газов и жидкостей;
- достаточно высокая надежность в работе;
- равномерность шкалы и широкий диапазон измерений.

Недостатки ротаметров:

- невозможность измерения расхода при большом давлении;
- отсутствие дистанционной передачи измеренных данных;
- привязка ротаметра к точке измерения расхода (потока);
- невозможность применения при относительно больших расходах;
- невозможность записи показаний;
- ротаметр должен располагаться вертикально;
- в большинстве случаев протекающее вещество должно быть прозрачным.

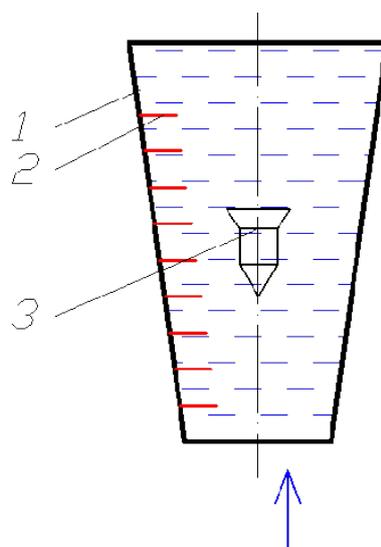


Рис. 3.22. Схема движения поплавка ротаметра

Жидкость движется вверх по трубе 1, вынуждает поплавок 3 подняться на определенную высоту и образовать кольцевой зазор между ним и стенками трубы так, чтобы силы, действующие на поплавок, уравновесились. Следовательно, положение поплавка ротаметра соответствует определенной величине расхода, которую можно определить по шкале 2.

На поплавок действуют три силы:

- постоянная сила гравитации;
- выталкивающая сила (постоянна, если плотность жидкости тоже постоянная величина, согласно закону Архимеда);
- динамический напор потока, воздействующий на поплавок.

Сумма этих трех сил уравновешивается весом поплавка.

Поплавки ротаметра выполняют разных форм. Они бывают в виде: конуса, цилиндра, сферы, катушки, диска и др.

На Рисунке 3.23 показана стандартная форма поплавка. Можно выделить три его основные части: дисковый верх, цилиндр и конусная нижняя часть. Недостаток такого поплавка – сильная зависимость градуировочной характеристики от вязкости вещества. Для того чтобы уменьшить эту зависимость цилиндрическую часть делают диаметром 0.6–0.7 от диаметра верхнего диска, а также уменьшают высоту последнего. Чаще всего применяются поплавки ка-

тушечной формы (Рис. 3.23в), так как у них градуировочная шкала более равномерна и менее зависима от вязкости вещества.

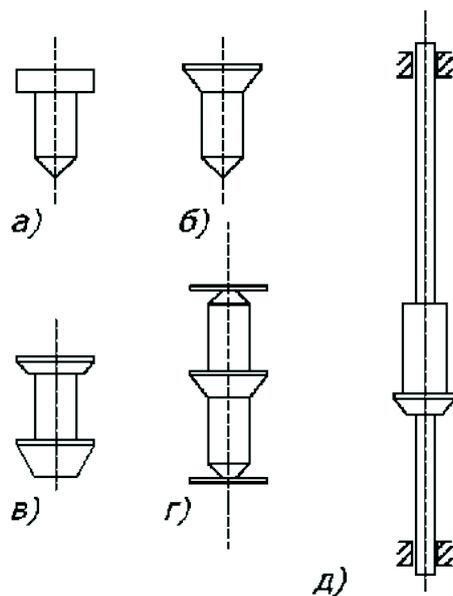


Рис. 3.23. Форма поплавков

Еще сильнее влияние вязкости устраняется, если форма поплавок дисковая или тарельчатая. Но, обычно, вес таких поплавков очень мал. Чтобы убрать этот недостаток можно увеличить цилиндрическую часть поплавок или подвесить дополнительный груз к стержню.

Ротаметры оснащают направляющими стержнями (штоками, кольцами), чтобы предотвратить перекос поплавок и трение о стенку ротаметрической трубки. Применение направляющих любого типа усложняют конструкцию. При малых расходах в ротаметрах иногда используют шариковые поплавки.

Если в измеряемом веществе находятся механические примеси, кормовую часть поплавок делают с уклоном $10-15^\circ$.

Поплавки ротаметров делают из титана, алюминиевых сплавов, нержавеющей стали, фторопласта, пластмасс и т. д.

Измерительная коническая трубка изготавливается из химически устойчивых и термостойких веществ (боросиликатное стекло).

Иногда применяется ротаметры с металлической конусной трубкой. В этом случае поплавок связан с хвостиком-указателем или передает данные

дистанционно. Ротаметры с дистанционной передачей встречаются редко, такую передачу применяют в поплавковых расходомерах постоянного перепада.

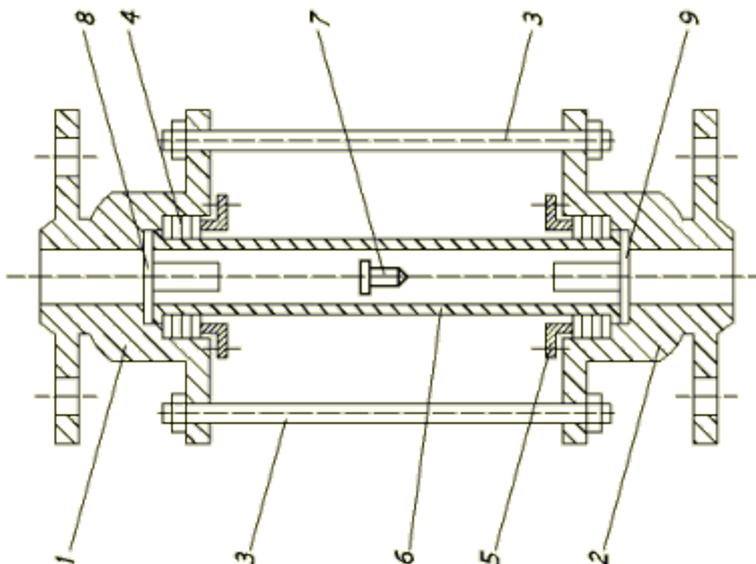


Рис. 3.24. Устройство ротаметра: 1 – верхний патрубок; 2 – нижний патрубок; 3 – болтовые стержни; 4 – накидные гайки; 5 – сальник уплотнитель; 6 – стеклянная трубка; 7 – поплавок; 8 – верхний упор; 9 – нижний упор

Коническая стеклянная трубка, с помощью сальников и накидных гаек, укреплена в патрубках, соединенных друг с другом болтовыми стержнями. Чтобы ограничить ход поплавка на основания конической трубки устанавливаются специальные упоры.

При повышенных давлениях иногда используют ротаметры в металлическом кожухе. Их поплавок снабжен хвостиком-указателем, который движется в кармане, имеющем прорезь, закрытую толстостенным стеклом. Иногда стеклянную трубку маленького ротаметра помещают внутрь цилиндрической трубки с толстыми стенками из органического стекла, а пространство между трубками соединяют с измеряемой средой. Тогда можно измерять расход при высоких давлениях (до 6 МПа).

Ротаметры со стеклянными трубками могут измерять расходы воды от 3 см³/ч и воздуха – от 120 см³/ч, а металлические ротаметры с дистанционной передачей расхода воды от 30 см³/ч и воздуха – от 1,8 л/ч. Предельные давления 35 МПа, предельные температуры 450 °С.

Для измерения малых расходов можно применять ротаметр с конической трубкой, расширяющейся вниз, а не вверх. Поток поступает сверху и давит на поплавок, плотность материя которого меньше плотности жидкости. Сила Архимеда уравнивает давление потока и вес поплавка.

При установке и эксплуатации ротаметров необходимо соблюдать определенные условия:

- обеспечить строго вертикальное положение конусной трубки ротаметра, при наклоне оси к вертикали возрастает неточность в измерении расхода вещества, наклон угла в 3° увеличивает погрешность на 1.5–3.5 %;
- необходимо также учитывать, что плотность газа меняется при изменении давления, а при изменении температуры изменяется плотность и газа, и жидкости;
- следует иметь прямые участки трубопровода до ротаметра ($> 10D$) и после ротаметра ($0.5–5 D$) ротаметра;
- при эксплуатации ротаметров возможно возникновение пульсаций поплавка под воздействием сил инерции и сил упругости. Такие колебания поплавка сильно затрудняют объективное измерение расхода по шкале ротаметра;
- для контроля точности измерения большие предприятия имеют поверочные расходомерные установки.

3.7.3.1.2 Поплавковые расходомеры

Принцип действия этих расходомеров такой же, как у ротаметров. Отличия есть только в конструктивном исполнении. У них нет стеклянной конической трубки, ход поплавка небольшой, и внешняя форма другая.

3.7.3.1.3 Поршневые (золотниковые) расходомеры

Третья группа расходомеров постоянного перепада давления, в которых роль поплавка выполняет перемещающийся во втулке поршень. Измеряемое вещество поступает в расходомер, приподнимает поршень и выходит через прорезь или окно во втулке. Поршень поднимается в зависимости от величины расхода вещества, открывая во втулке все большую часть окна. Чем больше расход, тем выше поднимается поршень. Перепад давления на поршне остается

постоянным. Можно выбрать форму прорези таким образом, чтобы получить нужную зависимость между перемещением поршня и расходом измеряемой среды (например, линейную).

Достоинства поршневых расходомеров:

- способность измерения среды, имеющей механические примеси;
- возможность изменения предела измерения через изменение действующей на поршень массы груза.

3.7.3.2 Расходомеры обтекания с изменяющимся перепадом давления

В таких расходомерах, как и в расходомерах постоянного перепада, тоже есть поплавки. На него действует поток измеряемого вещества, а мерой расхода будет величина перемещения поплавка. Такие расходомеры подразделяются на:

- поплавково-пружинные (наиболее распространенные);
- шариковые, в которых вещество движется по криволинейной трубке;
- поплавково-архимедовые;
- расходомеры с электромагнитным уравниванием.

3.7.3.2.1 Поплавково-пружинные расходомеры

Поплавково-пружинные расходомеры – это расходомеры, в которых поплавок (поршень) соединен с пружиной. В таких расходомерах давление потока среды преодолевает не только вес поршня (поплавок), но еще и упругость пружины.

В поплавково-пружинном расходомере с верхней пружиной (Рис. 3.25) роль поплавка выполняет колокол полусферической формы. Жидкость притекает по трубе и приподнимает колокол, последний связан с пружиной, которая перемещает сердечник дифференциально-трансформаторной передачи. Такие приборы устанавливаются в трубах диаметром от 10 до 260 мм с температурой вещества до 120 °С и при давлении до 2МПа.

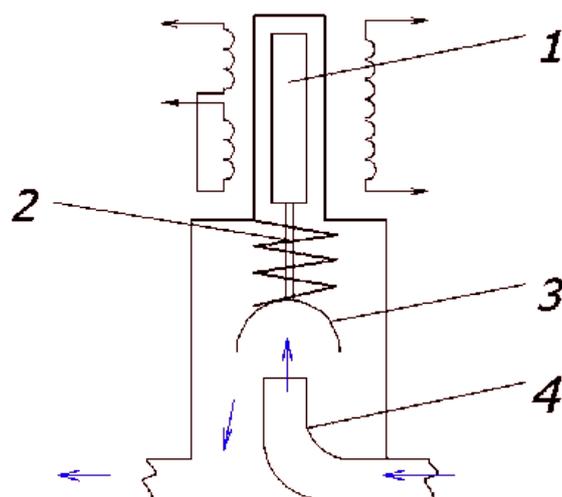


Рис. 3.25. Схема поплавково-пружинного расходомера с верхней пружиной: 1 – сердечник; 2 – пружина; 3 – купол (поплавок); 4 – труба

Достоинства поплавково-пружинных расходомеров:

- значительно повышается предел измерения;
- можно выбрать другого предела (диапазона) измерения (если заменить пружину).

Для измерения расхода масла в гидравлических системах при давлении до 20 МПа иногда используется поплавково-пружинный расходомер, в котором подвижный элемент – поршень, нагруженный пружиной. В середине поплавково-пружинного расходомера имеется неподвижный стержень с профилем, позволяющим расчетную зависимость расхода и перемещения поршня. Внутри поршня имеется цилиндрический магнит, который совместно с нижней пружиной влияет на перемещение цилиндрического указателя расхода, расположенного снаружи диамагнитной трубы. На трубке из акрила наносится шкала. Такой расходомер достаточно компактен и прост, но погрешность измерения находится в пределах $\pm 4\%$.

Используется и другая конструкция поплавково-пружинного расходомера, в которой поплавок сконструирован в форме подпружиненной диафрагмы с конической наружной поверхностью. Такой поплавок в расходомере перемещается внутри неподвижного седла вертикально. Измеряемая среда проходит через отверстие диафрагмы и кольцевой зазор, расположенный между седлом и диафрагмой. В диафрагме находится постоянный магнит, взаимодействующий

с расположенными снаружи герконами (контактными преобразователями). Погрешность измерения в таких расходомерах составляет примерно 5 % при расходе более 0.1 л/мин вязкости и от 1 до 760 мм/с. Давление от 1.2 до 40 МПа, область измерения в пределах от 0.01 до 80 л/мин.

3.7.3.2.2 Шариковые расходомеры обтекания

В них шарик перемещается по дуге окружности. В этом главное отличие от расходомеров, в которых шарик движется вертикально в цилиндрической трубке и при перемещении вверх открывает отверстие для прохода измеряемого вещества.

В нерабочем состоянии шарик находится в нижнем положении. С увеличением расхода шарик поднимается по имеющей форму неполного кольца стеклянной трубке. Между шариком и трубкой имеется проток для прохода жидкости.

3.7.3.2.3 Поплавково-архимедовые расходомеры

Поплавково-архимедовые расходомеры используются достаточно редко, у них гидростатическое давление на тело выполняет роль пружины. Гидростатическое давление взаимодействует с поплавком, погруженным в более тяжелую жидкость.

3.7.3.2.4 Расходомеры обтекания с электромагнитным уравниванием

В них электромагнитным способом происходит уравнивание силы динамического давления на поплавок. В поле наружного соленоида находится железный сердечник, который связан с поплавком. На перемещение поплавка реагирует устройство (фотосопротивление, осветитель и т. д.), изменяющее силу тока в соленоиде и обеспечивающее возвращение поплавка к изначальное положение. Расходомеры с электромагнитным уравниванием (расходомеры с магнитной подвеской) используются при измерении небольших расходов.

Моделей подобных расходомеров разработано достаточно много, в некоторых положение поплавка фиксируется электромагнитным способом.

3.7.3.3 Расходомеры с поворотной лопастью

В трубопроводе устанавливается лопасть, в процессе протекания вещества по трубопроводу гидродинамическое давление потока воздействует на лопасть. По величине противодействующей силы (углу поворота лопасти) определяется расход.

Расходомеры с поворотной лопастью делятся на:

- расходомеры с пружинным и с грузовым уравниванием;
- расходомеры компенсационные с электрическим или пневматическим уравниванием.

Достоинства расходомеров с поворотной лопастью:

- большой диапазон измерения;
- возможность 2-х стороннего действия;
- простота измерения больших расходов жидкости и газов;
- возможность измерения расходов агрессивных жидкостей и газов, имеющих высокую температуру;
- хорошие динамические характеристики (1.5–2 с затухания колебательного процесса).

Поворотная лопасть (основная часть расходомера) постоянно вибрирует даже при равномерном расходе из-за срыва вихрей с тыльной стороны лопасти. Легкая вибрация не сказывается на работе расходомера при небольших углах поворота лопасти, но при повороте лопасти до угла 60–65° и больше при измерении расхода газа вибрация часто резко растет. При измерении расхода жидкостей вибрация не наблюдается (вследствие большей вязкости). Таким образом, угол поворота будет оптимален: для газов – 60°, жидкостей – 80°.

3.7.3.3.1 Расходомеры с грузовым уравниванием

Применяются в горизонтальном трубопроводе. Простота конструкции расходомеров дает возможность самими их создавать на предприятиях и ис-

пользовать для своих практических нужд измерения (расход сточных вод с крупными механическими примесями) или использовать их в качестве индикаторов или сигнализаторов расхода. Например, такой прибор с поворотной лопастью может использоваться для замыкания сигнальной цепи при заданной скорости потока воздуха (около 4–10 м/с) путем поворота рычага ртутного выключателя.

3.7.3.3.2 Расходомеры с пружинным уравниванием

Применяются и в вертикальных, и в горизонтальных трубопроводах. Поворотная лопасть может быть соединена с концом торсионной трубки, которая создает момент противодействия или соединена со спиральной (винтовой или другой) пружиной.

К отдельной группе расходомеров с поворотной лопастью можно отнести приборы, у которых конец лопасти жестко закреплен и работает на изгиб под воздействием динамического давления, то есть сила упругости лопасти создает противодействующий момент. На пластинке укреплен тензорезистор, преобразующий механическое напряжение в выходной сигнал. В данном случае погрешность составляет $\pm 1\%$.

3.7.3.3.3 Расходомеры с поворотной лопастью и пневматической компенсацией

Используются для измерения расхода суспензий с большой концентрацией твердой фазы, отработанной серной кислоты, водного раствора карбамида.

3.7.4 Парциальные расходомеры

Парциальные расходомеры – измерительные приборы, в которых расход вещества определяется через некоторую долю основного потока в небольшой трубе, подключенной параллельно к основному трубопроводу [1].

Все парциальные расходомеры можно поделить на три основные группы:

- расходомеры, у которых ответвленный поток возвращается в основную трубу;
- расходомеры с невозвращаемым ответвленным потоком;
- расходомеры, парциальный поток которых образуется вспомогательным веществом.

Применяются разные способы ответвлений. Чаще всего в трубопроводе устанавливается сужающее устройство (сопротивление), а концы обводной трубки присоединяются с двух сторон от него. Из-за разности статических давлений в обводной трубке возникает парциальный поток, расход которого измеряется различными методами.

В другой схеме обводная трубка вводится в основную трубу так, что ее переднее отверстие направлено навстречу потоку, а заднее – в противоположную сторону. В обводной трубке парциальный поток образуется за счет разности динамических давлений у ее концов.

В следующей схеме ответвления от основного потока обводная трубка ставится на колене трубы, там под влиянием центробежных сил создается разность давления, которая зависит от расхода. Это способ позволяет измерять расход вещества на всасывающем парубке коленчатой формы у крупных вертикальных насосов.

Для правильной работы парциального расходомера необходимо, чтобы непосредственно измеряемый расход q был строго пропорционален основному расходу Q . Для этого, прежде всего, нужно чтобы все проходные сечения в обводной трубке не изменялись, не было загрязнения обводной трубки и сужающего устройства или гидравлического сопротивления, если таковое имеется, а также чтобы соблюдалось равенство или постоянство отношения плотностей среды в основной и обводной трубах.

Парциальные расходомеры в основном применяются, если нужно измерить расход жидкости в трубе большого диаметра.

Достоинства парциальных расходомеров:

- относительная дешевизна;
- применение в трубопроводах разного диаметра;
- измерение пульсирующего расхода.

Основным недостатком парциальных расходомеров является повышенная погрешность.

3.7.4.1 Парциальные расходомеры с переменным перепадом давления

Для того чтобы обеспечить пропорциональность между расходами Q и q в обводную трубку дополнительно устанавливается диафрагма (если парциальный поток создается с помощью сужающего устройства). Но измерять расход с помощью этой диафрагмы удобно только при пульсирующем расходе. В этом случае пульсации в обводной трубке сглаживаются с помощью емкостей небольшой мощности.

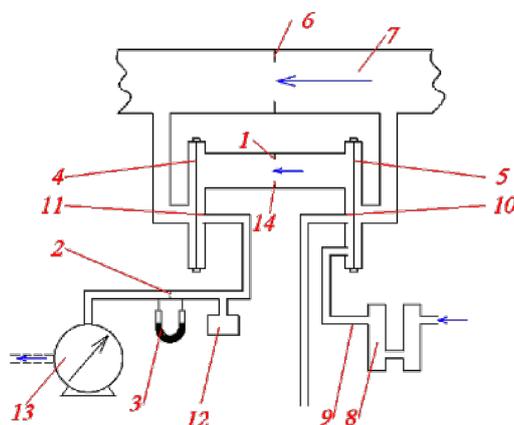


Рис. 3.26. Схема парциального расходомера для измерения пульсирующего расхода газа: 1 – диафрагма 1; 2 – диафрагма 2; 3 – дифференциальный манометр; 4, 5 – мембраны; 6 – диафрагма 3; 7 – основной трубопровод; 8 – фильтр; 9 – дроссель; 10 – сопло 1; 11 – сопло 2; 12 – емкость для измерения воздуха; 13 – счетчик; 14 – обводная трубка

Для измерения расхода q имеется другая диафрагма 2 и дифференциальный манометр. Полистироловые мембраны (толщиной 0.1 мм, диаметром 8 мм) установлены с обеих сторон диафрагмы 1, воспринимающие давление, образующиеся с обеих сторон диафрагмы 3, которая помещена в основной трубопро-

воде. Также, мембраны отделяют от загрязненного газа диафрагму 1, и чистый воздух постоянно притекает через нее, предварительно пройдя через фильтр и дроссель. В центре мембран укреплены стальные диски, находящиеся против отверстий сопло 1 и сопло 2. Это позволяет автоматически поддерживать равенство давлений в основном трубопроводе и в обводной трубке. Через сопло 1 лишний воздух удаляется в атмосферу, а значение парциального расхода q определяется степенью открытия сопла 2. Для сглаживания пульсаций давления перед измерительной диафрагмой 2 служит небольшая емкость, а для измерения количества прошедшего воздуха – камерный счетчик.

В тех случаях, когда требуется применение расходомера с невозвращаемым парциальным потоком расход q последнего можно измерить с помощью гидравлического сопротивления (так как оно обладает линейной характеристикой) и, кроме того, с помощью особого компенсатора исключить влияние изменения давления p и температуры t газа на результаты измерения (Рис. 3.27).

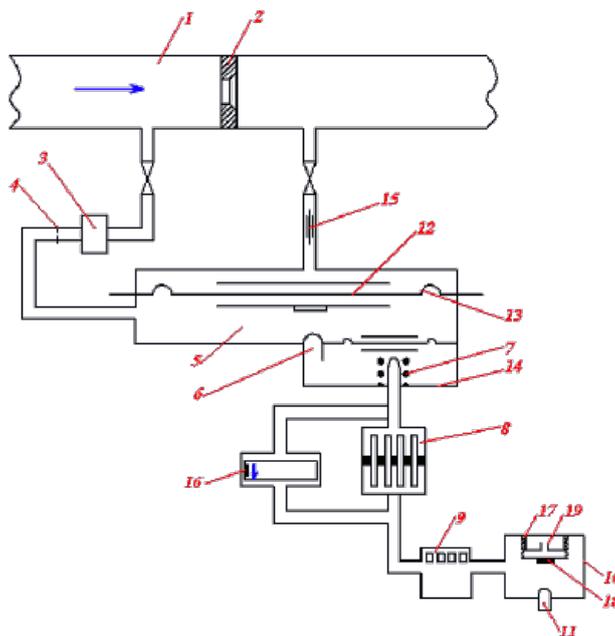


Рис. 3.27. Схема расходомера с парциальным невозвращаемым потоком: 1 – газопровод; 2 – диафрагма 1; 3 – фильтр; 4 – диафрагма 2; 5 – камера; 6 – сопло 1; 7 – сопло 2; 8 – ламинарное сопротивление; 9 – счетчик газа; 10 – компенсатор; 11 – сопло 3; 12 – мембрана 1; 13 – мембрана 2; 14 – пружина; 15 – дроссель; 16 – дифференциальный манометр; 17 – сильфон; 18 – заслонка

Перепад давлений в газопроводе создает диафрагма 1. Ответвляемый парциальный поток последовательно проходит через фильтр, диафрагму 2, ка-

меру, два сопла 1 и 2, далее через ламинарное сопротивление, счетчик газа, минувшая компенсатор и наконец через сопло 3 удаляется в атмосферу. Давление после диафрагмы 2 почти равно давлению после диафрагмы 1, потому что площадь мембраны 1 более чем в 1000 раз превосходит площадь сопла 4, а перепад давления на сопле 4 ограничен регулятором. Последний состоит из небольшой мембраны 2, сопла 2 и настраиваемой пружины. Постоянные времени камер, последние расположены по обе стороны мембраны 1, можно согласовать с помощью дросселя. Для измерения расхода парциального потока служит ламинарное сопротивление и дифференциальный манометр, а для измерения его количества – счетчик газа. На выходе из последнего поддерживается постоянная плотность газа с помощью компенсатора, имеющего сильфон, внутреннее пространство которого заполнено газом при некотором избыточном давлении. Заглушка, которая закреплена в центре сильфона, регулирует выход газа через сопло 4. Для того чтобы избежать автоколебания сильфона, внутренняя его полость разделена на две части и имеет дроссель для перетекания газа из одной части в другую. Стоит отметить, что пропорциональность между расходами Q и q будет нарушена в результате загрязнения фильтра.

3.7.4.2 Парциальные расходомеры постоянного перепада давления

При измерении парциального расхода q ротаметром или другим расходомером постоянного перепада давления не будет пропорциональности между расходами Q и q . В этом случае зависимость между расходом q и перепадом давления на концах обводной трубки будет иметь вид:

$$\Delta P = k_1 + k_3 q^2, \quad (3.3)$$

где k_1 – перепад давления на поплавке ротаметра, не зависящий от расхода;

k_3 – коэффициент, учитывающий сопротивление всех остальных частей трубки.

Наименьший расход Q_{min} , измеряемый таким расходомером, соответствует точке 1 (Рис 3.28). Наибольший Q_{max} – точке 2.

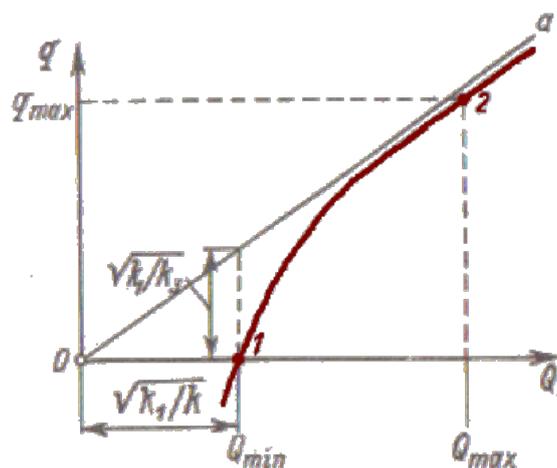


Рис. 3.28. Зависимость расхода q в обводной трубке от основного расхода Q для парциального ротаметра

Диапазон измерения определяется соотношением Q_{max}/Q_{min} , которое будет равно 1.7–2.5. Этот диапазон можно увеличить двумя способами:

- уменьшив коэффициент k_1 , перейдя к более легким поплавкам,
- увеличив k_3 , установив в обводной трубке дополнительное сопротивление, например, диафрагму.

Первое приближает точку 1 к началу координат, а значит, уменьшает Q_{min} . Второе будет снижать наклон асимптоты a и удалять точку 2, то есть будет увеличивать Q_{max} . Не стоит забывать, что загрязнение обводной трубки вызовет увеличение k_3 , и снижение угла наклона асимптоты a , то есть нарушение градуировочной кривой.

3.7.4.3 Парциальные электромагнитные расходомеры.

Электромагнитные парциальные расходомеры применяются на больших водоводах оросительных систем при скоростях не менее 1.5 м/с. Здесь парциальный поток через обводную трубку создается за счет разности динамических давлений у концов обводной трубки диаметром 60 или 80 мм. Диаметр основного трубопровода от 500 до 3000 мм. Входное отверстие находится на расстоянии $0.24R$ от стенки, а выходное – непосредственно у стенки трубы, имеющей внутренний радиус R . Обводная трубка расположена в горизонтальной плоскости, проходящей через диаметр основной трубы. Скорость в обводной трубке в среднем 0.84 от скорости в основном потоке. В таких расходомерах можно

добиться одинаковой скорости потока в основном трубопроводе и обводной трубке, за счет усложнения конструкции, однако нужно избегать слишком малых скоростей в обводной трубке для предотвращения в ней осадков.

Даже для труб диаметром 300–2400 мм разработаны парциальные электромагнитные расходомеры воды. Для измерения агрессивных или загрязненных жидкостей обводную трубку, во избежание коррозии, выполняют из пластмассы. На ней устанавливают вертикально преобразователь электромагнитного расходомера. В верхней части трубки имеется кран для выпуска воздуха. Приведенная погрешность таких расходомеров $\pm 3\%$.

3.7.4.4 Парциальные турбинные расходомеры и счетчики

В настоящее время рекомендуется применение турбинных счетчиков калибром от 15 до 40 мм при длине обводных трубок от 600 до 1000 мм. Диаметр трубок выбирается так, чтобы потеря в ней составляла не более 20 % от общей потери вместе с турбинным счетчиком. Это заметно снижает влияние загрязнения и коррозии трубок на точность измерения. Во многих случаях, особенно при загрязненной жидкости и больших диаметрах труб, для создания разности давлений у концов обводной трубки вместо стандартной диафрагмы лучше установить сегментную диафрагму.

3.7.4.5 Парциальные тепловые расходомеры

Благодаря полному отсутствию контакта с измеряемым веществом термомоноконвективные тепловые расходомеры достаточно часто встречаются на практике. Но их преобразователи расхода обычно изготавливают для труб малого диаметра. В случае применения этих преобразователей в качестве парциальных они могут служить также и для измерения средних и больших расходов.

В качестве примера парциального термомоноконвективного расходомера приведена схема на Рисунке 3.29. Ее особенность – отсутствие отдельного проводочного нагревателя. Нагревается сама обводная трубка 3, включенная в контур вторичной обмотки трансформатора 6. С появлением расхода возникает разность температур по длине трубки 3, которая воспринимается двумя термопа-

рами 4 и измеряется милливольтметром 5. Мощность нагрева постоянная. Расходомер работает на восходящей ветви кривой. Диафрагма 1 создает разность давлений у концов трубки 3, а диафрагма 2 обеспечивает пропорциональность между основным Q и парциальным q расходами. Во избежание засорения трубки 3, которое может нарушить соотношение между расходами Q и q , обводную трубку рекомендуется присоединять к верхней части основного трубопровода.

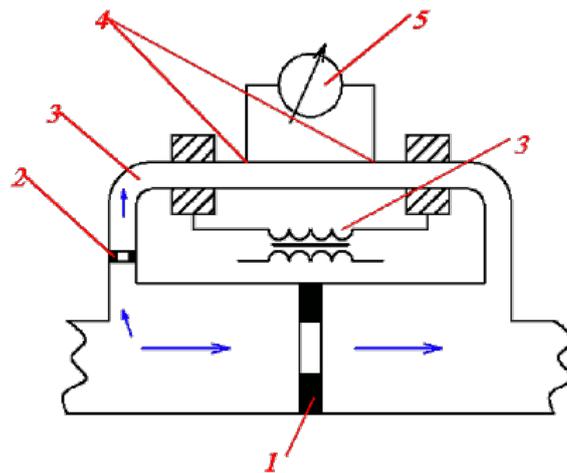


Рис. 3.29. Схема теплового парциального расходомера

Иногда встречаются схемы парциальных термоконвективных расходомеров, где автоматически поддерживается постоянный расход q в обводной трубке, постепенно открывая и закрывая регулирующий клапан в основном трубопроводе. Такие схемы используются для измерения расхода тяжелых остатков перегонки нефти или расхода воздуха при повышенных давлениях. В основном трубопроводе между местами присоединения обводной трубки установлен клапан. Самоуравновешивающийся электрический мост, снабженный пневматическим реле на выходе, поддерживает постоянную разность температур в термоконвективном преобразователе, перемещая с помощью пневматического исполнительного механизма клапан так, чтобы перепад на концах обводной трубки, а значит, и расход q в ней оставался неизменным. Расход Q определяется по степени открытия клапана или по величине управляющего пневматического сигнала.

3.8 Расходомеры с непрерывно движущимся телом

3.8.1 Тахометрические расходомеры

Тахометрическими называются расходомеры, имеющие подвижный, обычно вращающийся элемент, скорость движения которого пропорциональна объемному расходу [1]. Принцип действия тахометрического расходомера основан на измерении скорости вращения или подсчете оборотов помещенной в поток крыльчатки или турбины. Разница между тем и другим подвижными элементами состоит в том, что ось вращения крыльчатки расположена перпендикулярно, а турбины – параллельно направлению движения потока. Все тахометрические расходомеры являются энергонезависимыми.

Тахометрические расходомеры делятся на:

- скоростные:
- турбинные;
- шариковые;
- роторно-шаровые;
- камерные.

При измерении скорости движения подвижного элемента получаем расходомер, а измеряя общее число его оборотов – счетчик количества прошедшего вещества. Наибольшее распространение получили счетчики воды и газа, так как для этого надо лишь соединить вал турбинки или другого преобразователя расхода через зубчатый редуктор со счетным механизмом.

Для создания тахометрического расходомера скорость движения элемента предварительно преобразуют в сигнал, пропорциональный расходу и удобный для измерения, для чего необходим двухступенчатый преобразователь расхода:

- первая ступень – турбинка (шарик или другой элемент), скорость движения которой пропорциональна объемному расходу;
- вторая ступень – тахометрический преобразователь, который вырабатывает измерительный сигнал (частоту электрических импульсов), пропорциональный скорости движения тела.

Здесь измерительным прибором является цифровой или аналоговый электрический частотомер. Дополнив частотомер счетчиком электрических импульсов, получается счетчик количества прошедшего вещества. Тахометрические расходомеры ещё не получили такого широкого распространения, как счётчики количества жидкости и газа. Их существенными достоинствами являются: быстрое действие, высокая точность и большой диапазон измерения. Так, если погрешность турбинных счетчиков воды (ось которых через редуктор связана со счетным механизмом) равна $\pm 2\%$, то у измерителей количества, имеющих тахометрический преобразователь, эта погрешность снижается до $\pm 0.5\%$. Это объясняется тем, что этот преобразователь почти не нагружает ось турбинки. Погрешность турбинного расходомера лежит в пределах от 0.5 до 1.5 % в зависимости от точности примененного частотомера.

3.8.1.1 Турбинные тахометрические расходомеры

Могут изготавливаться для труб диаметром от 4 до 750 мм, для давлений до 250 МПа и температур от -240 до $+700$ °С. Турбинные приборы чаще всего применяются для измерения расхода и количества воды, различных нефтепродуктов и других жидкостей. Основным недостатком турбинных расходомеров является изнашивание опор, вследствие чего они непригодны для веществ, содержащих механические примеси. Кроме того, они не применимы для очень вязких веществ, так как с увеличением вязкости вещества диапазон их линейной характеристики уменьшается. Турбины более пригодны для жидкостей, чем для газов, благодаря своей смазывающей способности.

Принципиальная схема турбинного тахометрического расходомера представлена на Рисунке 3.30.

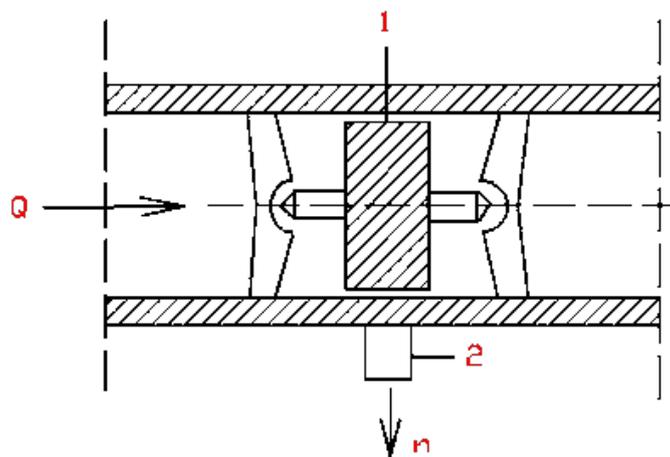


Рис. 3.30. Принципиальная схема турбинного тахометрического расходомера:
1 – турбинка; 2 – тахометр

3.8.1.2 Шариковые расходомеры

Применяются для измерения расхода жидкостей, главным образом воды, в трубах диаметром до 150–200 мм. В шариковых первичных преобразователях расхода чувствительным элементом является шарик, перемещающийся по окружности (Рис. 3.31). Его движение обеспечивается винтовым направляющим аппаратом, закручивающим поток, или тангенциальным подводом измеряемой жидкости. В данных преобразователях расхода шарик, захватываемый закрученным потоком жидкости, движется со скоростью, пропорциональной окружной скорости потока, а значит и его объемному расходу.

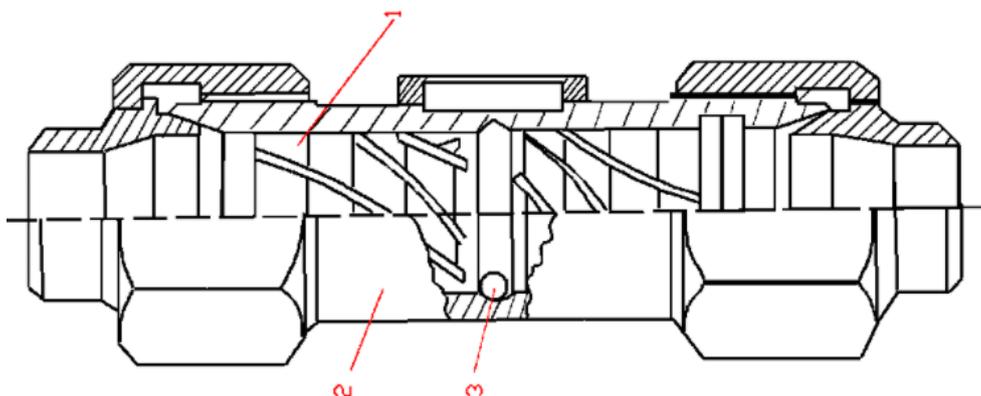


Рис. 3.31. Первичный преобразователь шарикового расходомера:
1 – направляющий аппарат; 2, 3 – корпус преобразователя расхода;
3 – ферромагнитный шарик

В корпусе шарикового преобразователя расхода располагается неподвижный узел, содержащий ступицу и два направляющих аппарата с ограничитель-

ными кольцами. Между последними в канавке находится ферромагнитный шарик. С наружной стороны корпуса имеется место крепления на винтах тахометрического индукционного преобразователя, состоящего из катушки и магнитного сердечника. Поток жидкости, проходя закручивающий аппарат с переменным по длине винтовым шагом, приобретает вращательное движение и обеспечивает вращение шара. Выходной винтовой шнек выполнен аналогично входному, чем может быть обеспечена реверсивность работы расходомера.

Шариковый расходомер предназначен для измерения расхода в пределах от 2 до 8 м³/ч при давлении 5 МПа и температуре от 20 до 200 °С. Погрешность данных приборов лежит в пределах $\pm (1.5-2) \%$. В процессе эксплуатации шариковых расходомеров происходит постепенный износ дорожек качения и шара. При износе шара так же, как и при раскатке дорожки качения, у прибора появляется отрицательная погрешность, то есть его показания становятся заниженными. С увеличением вязкости жидкости уменьшается область измерения, в пределах которой сохраняется постоянство градуировки шарикового преобразователя расхода. Важнейшим достоинством данных преобразователей является возможность их работы в загрязненных средах, а также простота конструкции.

Недостатки шариковых расходомеров:

- повышенные гидравлические потери;
- узкий диапазон линейности статической характеристики;
- зависимость показаний от вязкости измеряемой жидкости.

3.8.1.3 Роторно-шаровые расходомеры

Появились сравнительно недавно и пока не получили широкого применения. В приборах данного типа, в отличие от шариковых, чувствительный элемент движется не по кругу, а вращается вокруг своей оси под действием потока измеряемой жидкости.

Достоинства роторно-шаровых расходомеров:

- простота конструкции;

– возможность измерения расхода жидкостей, содержащих механические примеси.

Недостатки роторно-шаровых расходомеров:

- зависание чувствительного элемента в отверстии по оси потока и возможное прекращение его вращения;
- увеличение амплитуды колебаний подвижного элемента и как следствие удары о стенки измерительной камеры;
- сложности с обеспечением надежности преобразователя частоты вращения подвижного элемента в частотный выходной сигнал.

3.8.1.4 Камерные расходомеры

Камерными называются тахометрические расходомеры, подвижные элементы которых приходят в движение (непрерывное или периодическое) под давлением измеряемой жидкости или газа и при этом отмеривают определенные объемы или массы измеряемого вещества.

Камерные расходомеры измеряют объемный расход напрямую путем повторяющегося захвата порции жидкости. Общий объем жидкости, проходящей через расходомер в заданный промежуток времени, – это произведение объема порции на количество порций.

Камерные расходомеры часто суммируют расход напрямую на встроенный счетчик, но они также могут генерировать импульсный выход, который может быть передан. Так как каждый импульс представляет дискретный объем жидкости, они хорошо подходят для автоматического дозирования и учета.

Достоинства камерных расходомеров:

- высокий класс точности;
- невысокая стоимость;
- возможность измерения малых расходов;
- широкий диапазон измерения;
- возможность измерения расходов жидкостей с относительно высокой вязкостью.

Недостатки камерных расходомеров:

- наличие движущихся частей. Износ движущихся механизмов приводит к снижению точности измерений или к возможному выходу из строя расходомера;
- относительно сложное конструктивное исполнение;
- высокая чувствительность к механическим примесям;
- невозможность применения в трубах с большим диаметром;
- низкая ремонтпригодность.

Камерные расходомеры имеют большое число различных разновидностей. Их можно разделить на три основных группы:

- с эластичными стенками камер;
- без движущихся разделительных элементов;
- с движущимися разделительными элементами.

Наиболее известный прибор первой группы – счетчик газа с эластичными стенками двух или более мерных камер, которые последовательно заполняются и опустошаются при их постоянном возвратно-поступательном движении. Газораспределительный механизм золотниковый или клапанный. Приборы этой группы находят широкое применение при измерении газа, расходуемого мелкими потребителями.

Расходомеры без движущихся разделительных элементов состоят из одной или нескольких измерительных камер, которые последовательно опорожняются и заполняются. К ним относятся:

- вращающиеся барабанные расходомеры (измеряют объем жидкости или газа);
- опрокидывающиеся расходомеры (измеряют массу или объем жидкости);
- расходомеры с колеблющимся колоколом.

Тахометрические расходомеры без движущихся разделительных элементов – наиболее точные. Они применяются только для измерения небольших расходов при ограниченном давлении измеряемой жидкости.

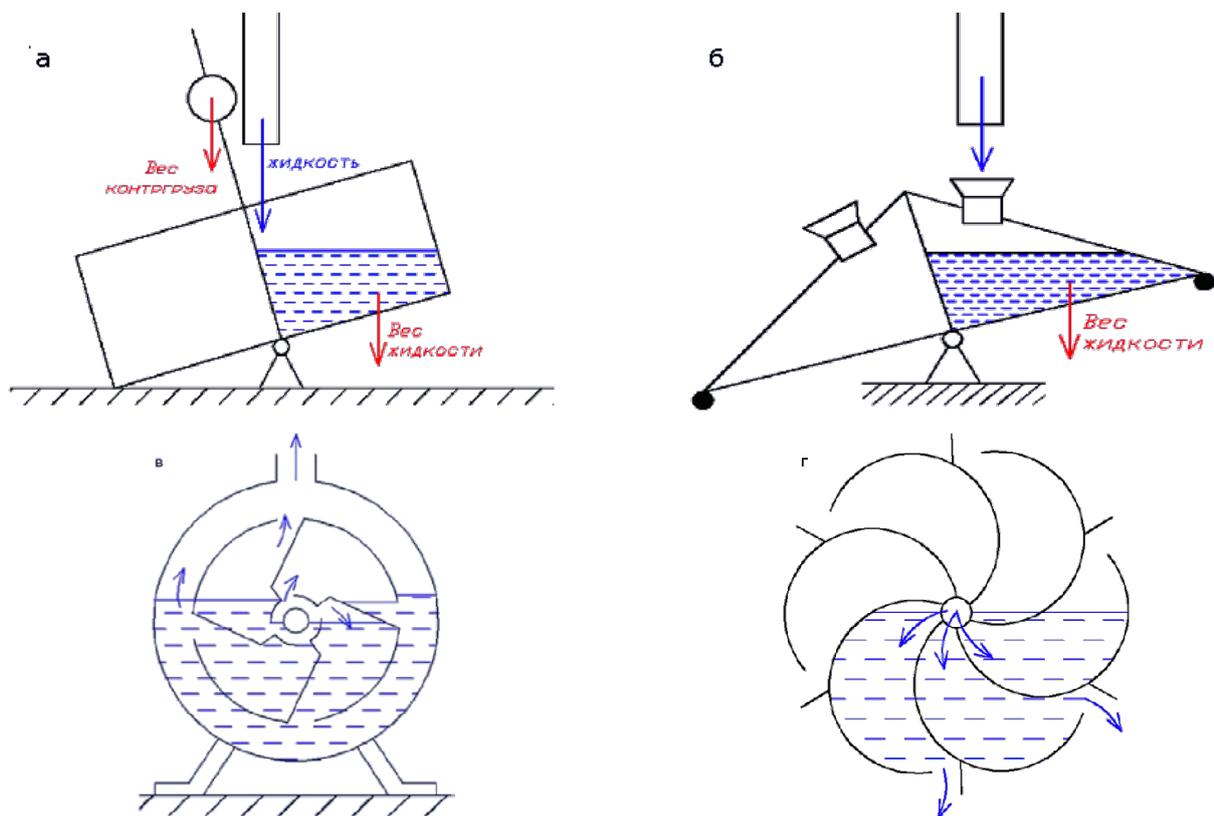


Рис. 3.32. Камерные расходомеры без движущихся разделительных элементов: а) опрокидывающийся гравиметрический; б) опрокидывающийся объемный; в) барабанный для газа; г) барабанный для жидкости

К этой же группе камерных счетчиков могут быть условно отнесены мерные емкости с сифонным или клапанным опорожнением.

Чаще всего применяются расходомеры с движущимися разделительными элементами. Расходомеры этого типа состоят из жесткой камеры, в которой при непрерывном перемещении одного или нескольких разделительных элементов осуществляется отмеривание объемов жидкости. Расходомеры с движущимися разделительными элементами имеют следующие разновидности:

- роторные;
- поршневые;
- с овальными шестернями;
- лопастные;
- ковшовые;
- кольцевые;
- винтовые;
- дисковые.

3.8.1.4.1 Барабанные расходомеры

Барабанные расходомеры состоят из барабана, разделенного перегородками той или иной формы на несколько равновеликих измерительных камер.

Смещение центра тяжести барабана от вертикали, проходящей через ось его вращения, при поступлении в него жидкости вызывает периодический или непрерывный поворот барабана. В счетчиках газа барабан непрерывно поворачивается под действием разницы давлений газа на входе и выходе. Барабанные счетчики применяют только при измерении объемного количества жидкости или газа. Однако он может применяться и для измерения массы прошедшей жидкости (барабанный счетчик с противодействующим контргрузом).

На Рисунке 3.33 приведен наиболее распространенный пример устройства трехкамерного барабанного счетчика жидкости. Вокруг оси счетчика имеется кольцевая трубка, по которой поступает жидкость, выливающаяся затем во внутренний цилиндр. Последний имеет три щелевых отверстия, сообщающиеся с измерительными камерами. Из цилиндра жидкость через нижнюю щель перетекает в измерительную камеру 1. При этом равновесие счетчика не нарушается, так как камера занимает симметричное положение относительно центральной вертикальной оси. После заполнения камеры 1 станет повышаться уровень в цилиндре и жидкость через щель начнет заполнять камеру 2. Тогда центр тяжести сместится влево, и счетчик повернется на 120° против часовой стрелки. Жидкость через отверстие 7 выльется из камеры 1 в корпус прибора, соединенный с выходной трубкой, а камера 2, продолжая заполняться, займет нижнее положение. Трубочки, заканчивающиеся открытыми концами в торцевой стенке счетчика, служат для удаления воздуха из камер. Стаканчики, которые впаивают в торцевые стенки камер, позволяют точно подогнать объем последних к заданному расчетному значению. Для того чтобы камеры не опорожнялись слишком быстро, а также чтобы избежать возможное проскакивания барабана с преждевременным попаданием жидкости в соседнюю камеру делают перегородки, которые тормозят выливание жидкости.

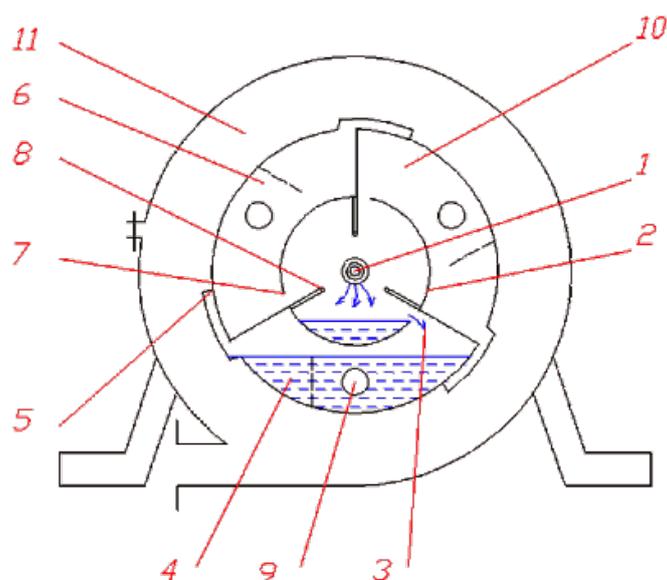


Рис. 3.33. Барабанный трехкамерный счетчик: 1 – кольцевая трубка; 2 – внутренний цилиндр; 3 – нижняя щель; 4 – измерительная камера 1; 5 – щель во внутреннем цилиндре; 6 – измерительная камера 2; 7 – отверстие истечения камеры 1; 8 – трубочка; 9 – стаканчик; 10 – измерительная камера 3; 11 – корпус

Выпускаются барабанные счетчики с номинальным объемом каждой камеры 0.33, 1, 2, 5, 10 и 20 л. Погрешность измерения не более 1–2 %.

Барабанные счетчики применяются для измерения количества различных жидкостей, причем для агрессивных их изготавливаются из керамических материалов.

Существуют конструкции счетчиков с большим числом измерительных камер (Рис. 3.32г), но без внутреннего цилиндра. Поэтому жидкость из отверстия в кольцевой трубке, которая идет вдоль оси, поступает в одну или сразу две измерительные камеры, находящиеся под этим отверстием. Форма камер несимметрична относительно вертикали, проходящей через ось, и по мере заполнения камер центр тяжести счетчика сдвигается вправо. В этом и заключается основная причина постоянного вращения такого барабана по часовой стрелке.

Погрешность барабанного счетчика зависит:

- от поверхностного натяжения жидкости;
- от температуры жидкости;
- от вязкости и плотности жидкости;
- от трения в опорах.

Причем чем больше расход, тем больше будет влияние вышеперечисленных факторов на погрешность.

Благодаря хорошим метрологическим характеристикам барабанные счетчики применяются всегда, когда нужна высокая точность измерения, а измеряемая жидкость находится под атмосферным или небольшим избыточным давлением.

Принципиальная схема барабанного счетчика газа описана далее. Он имеет четыре камеры, измерительный объем которых ограничивается уровнем затворной жидкости (обычно воды), расположенным немного выше оси барабана. Под действием разности давлений газа на входе и выходе барабан постоянно вращается. Для увеличения площади проходных отверстий перегородки, разделяющие камеры, дополняют торцевыми поверхностями, близкими по площади к четверти круга. Одна из этих поверхностей направлена в сторону вращения, а другая отогнута в обратном направлении. Эти поверхности слегка перекрываются такими же поверхностями соседней перегородки, из-за чего образуются большие щели для входа и выхода газа.

Ранее газосчетчики с подобными барабанами широко применялись в качестве бытовых, и назывались «мокрыми газовыми часами». Потом их заменили на «сухие газовые часы», принципиальная схема которых описана далее. Круглый жестяной диск, прикрепленный эластичными стенками (мехами) из кожи или ее заменителя к основанию, совершает возвратно-поступательное движение, вытесняя определенные объемы газа.

В настоящее время барабанные счетчики газа на производстве не применяются, они сохранили свое значение только для лабораторных работ.

3.8.1.4.2 Опрокидывающиеся расходомеры

Опрокидывающиеся расходомеры применяются только для жидкости. Они состоят из двух камер или ковшей, опрокидывание которых происходит после заполнения одной из камер определенным объемом или определенной массой жидкости в случае грузового уравнивания. Первые опрокидываются после начала перетекания жидкости в дополнительный желобок, прикреп-

ленный к наружному краю камеры. Чтобы избежать разбрызгивания жидкости или преждевременного попадания в желобки она поступает через воронки, концы которых опущены почти до дна камер. Объем камер от 0.5 до 50 л, интервалы между опрокидываниями от 10 до 30 с. Опрокидывающиеся расходомеры удобны для измерения различных жидкостей при малых расходах в очень широком диапазоне. Погрешность не более 2 % от измеряемой величины и зависит главным образом от неучитываемого количества жидкости, поступающей в камеру в момент ее опрокидывания, и в меньшей степени – от изменения момента трения в опорах.

Опрокидывающиеся счетчики пригодны для измерения расходов при повышенном давлении, но при условии, что они помещены в прочный и герметичный корпус, внутрь которого подан воздух под давлением.

На Рисунке 3.34 приведен пример устройства счетчика мазута (на расходы до 700 кг/ч) конструкции Кирмалова, рассчитанного на давление до 0.6 МПа и температуру мазута 50–60 °С.

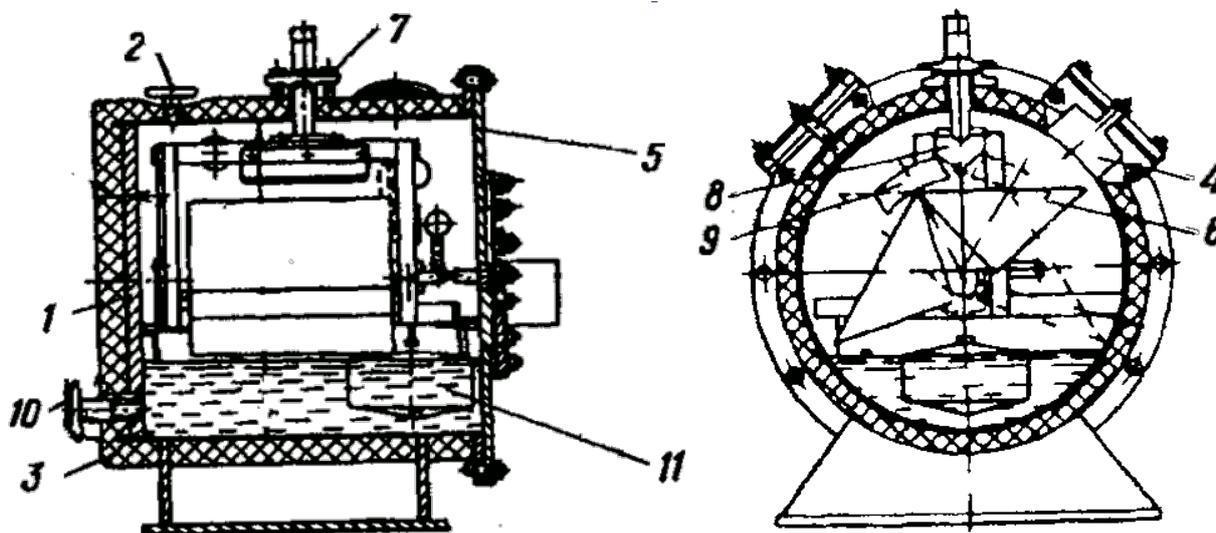


Рис. 3.34. Опрокидывающийся гравиметрический счетчик мазута:

1 – цилиндрический корпус; 2 – труба 1 (для подачи воздуха); 3 – теплоизоляция; 4 – люк; 5 – крышка; 6 – призматический ковш; 7 – труба 2 (для подачи мазута); 8 – распределительный желоб; 9 – контргруз; 10 – труба 3; 11 – поплавок

Внутри цилиндрического корпуса, покрытого теплоизоляцией, снабженного люком для осмотра и закрывающегося крышкой, размещены два призматических ковша, имеющих сечение в виде равнобедренных треугольников.

Центр тяжести ковша при заполнении будет перемещаться строго по вертикали, и изменение плотности жидкости (например, из-за изменения ее температуры) не внесет дополнительной погрешности. Мазут поступает по трубе 2 в распределительный желоб и оттуда в один из ковшей. Когда масса жидкости заполнит этот ковш, момент, создаваемый его весом, преодолет момент контргруза, и подвижная стрелка повернется вокруг оси. Мазут из опрокинувшегося ковша выливается и по трубе 3 поступает к потребителю. После заполнения левого ковша подвижная система повернется против часовой стрелки и вернется в исходное положение. Каждый поворот вызывает срабатывание счетного механизма. Чтобы счетчик не переполнялся, предусмотрен специальный регулятор уровня жидкости, который состоит из поплавка, связанного с клапаном на впускной трубе 2.

3.8.1.4.3 Роторные расходомеры

Роторные счетчики отличаются друг от друга формой и числом роторов. Они могут быть одинаковыми, например, восьмеркообразными, трапецеидальными или же различными. Часто применяются в качестве счетчиков газа. На Рисунке 3.35 приведен пример устройства роторного расходомера.

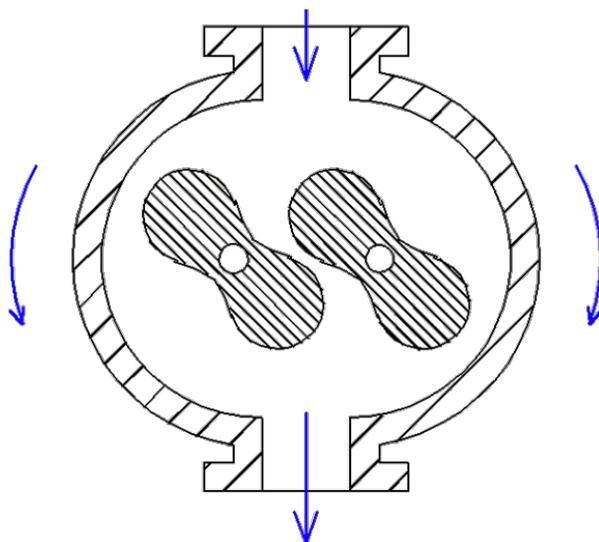


Рис. 3.35. Схема роторного расходомера

3.8.1.4.4 Поршневые расходомеры

Поршневые расходомеры могут быть однопоршневыми и многопоршневыми с коленчатым валом или распределительным диском. Они отличаются высокой точностью и применяются для измерения расхода нефтепродуктов.

Поршневые расходомеры жидкости, благодаря высокой точности измерения (погрешность около 2%), главным образом используются для измерения нефтепродуктов.

Поршневые расходомеры изготавливаются с различным числом поршней. Чаще всего встречаются с одним, двумя, четырьмя и шестью поршнями. Распределительное устройство обычно золотниковое, иногда в виде четырехходового поворотного крана.

Одним из преимуществ поршневого расходомера, в отличие от других камерных приборов, имеющих зазор между корпусом и подвижным элементом, поршень имеет уплотнение в виде манжет из кожи, пластмассы, мягкого материала или в виде колец из резины иногда меди. Поршневые счетчики и расходомеры сейчас применяются лишь при малых расходах в трубах, диаметр которых обычно не превышает 50 мм. Из-за возвратно-поступательного движения поршней скорость их маленькая и при больших размерах поршневые приборы становятся слишком громоздкими.

3.8.1.4.5 Расходомеры с овальными шестернями

Расходомеры с овальными шестернями состоят из двух овальных шестерен, который находятся в зацеплении (Рис. 3.36) и вращаются в противоположные стороны. Под влиянием разности давлений жидкости в подводящей и отводящей трубах и перемещающих при этом определенные ее объемы.

Расходомеры с овальными шестернями применяются для измерения количества жидкостей, с вязкостью $(0.55-300) \cdot 10^{-6}$ м²/с, температурой от 40 до 120 °С и давлением до 6.4 МПа в трубах диаметром от 15 до 80 мм. Погрешность измерения не более 1 %. Их габаритные размеры и масса значительно меньше, чем у

поршневых счетчиков, благодаря вращательному движению разделительных элементов.

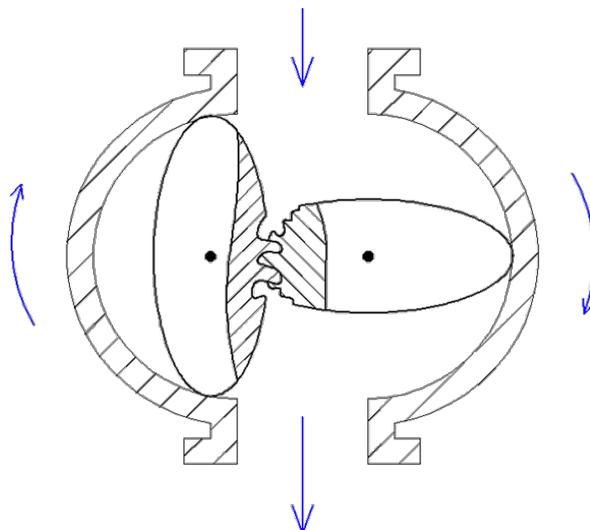


Рис. 3.36. Схема расходомера с овальными шестернями

Расходомеры с овальными шестернями широко применяются для измерения различных нефтепродуктов.

Характер работы расходомеров с овальными колесами зависит от вязкости жидкости. С ее возрастанием уменьшаются протечки через зазоры, но увеличивается сопротивление вращению овальных шестерен. Поэтому, чтобы не превзойти предельно допустимой потери давления приходится снижать значения максимального расхода. Но одновременно благодаря резкому сокращению протечек через зазоры можно еще в большей степени уменьшить минимальный расход, сохранив при этом требуемую точность. Протечка через зазоры уменьшается с уменьшением периметра и толщины зазоров.

Для маловязких жидкостей рекомендуется иметь зазоры в пределах от 0.04 до 0.06 мм, а для вязких – в пределах от 0.05 до 0.1 мм.

Максимальная линейная скорость шестерен почти не зависит от калибра счетчика и лежит в пределах 2.2–2.7 м/с, но максимальное число оборотов овальных шестерен существенно уменьшается с возрастанием калибра.

Особенности геометрии овальных шестерен и измерительной камеры расходомера обуславливают некоторую неравномерность перемещения жидкости в счетчике в пределах одного оборота шестерен, сопровождающуюся пуль-

сацией их угловых скоростей. Это обуславливает некоторую погрешность в пределах одного оборота. Устранить ее можно, сделав привод счетного механизма не от одной, а от двух шестерен с помощью дифференциальной планетарной передачи.

3.8.1.4.6 Лопастные расходомеры

Лопастные расходомеры могут быть со скользящими или же со складывающимися лопастями. Наибольшее применение имеют первые. При вращении цилиндрического ротора внутри измерительной камеры лопасти скользят в прорезях ротора. Лопасти имеют либо кулачковое управление, либо движутся, упираясь пружинами в стенку камеры. Предназначены для измерения маловязких и средневязких жидкостей в трубах диаметром от 100 до 200 мм.

Лопастной расходомер жидкости состоит из цилиндра, вращающегося внутри цилиндрической камеры, и четырех лопастей, перемещающихся в радиальных прорезях последнего. Одна или две из этих лопастей всегда принудительно выдвинуты из цилиндра практически до упора во внутреннюю поверхность камеры, перекрывая при этом кольцевой проход (Рис. 3.37). Лопасти, находясь под разностью давлений жидкости, входящей и уходящей из счетчика, перемещаются вместе с ней, вызывая одновременно вращение цилиндра.

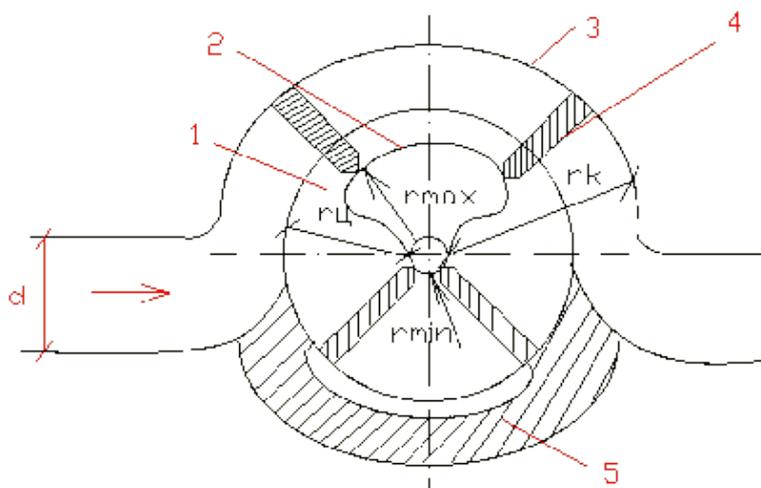


Рис. 3.37. Схема лопастного расходомера

Принудительное перемещение лопастей в радиальных прорезях наиболее часто осуществляется с помощью профилированного кулачка, реже – под воз-

действием направляющей кромки внутри измерительной камеры. В первом случае вокруг расположенного в центре неподвижного профилированного кулачка 2 обкатываются четыре ролика 4, каждый из которых закреплен на своей лопасти. В данном случае лопасти не упираются во внутреннюю поверхность камеры 3, из-за чего между ними остается небольшой зазор. Для предотвращения непосредственного перетекания жидкости из подводящей трубы в отводящую служит кольцевая вставка 5.

При втором способе вращающийся цилиндр размещен эксцентрично относительно измерительной камеры. Лопасти в данном случае под воздействием пружин или же благодаря механической связи противоположных лопастей принудительно прижимаются к внутренней поверхности камеры, образуя две лопастные пары. Здесь протечки через зазоры сведены до минимума. Но данный способ имеет существенный недостаток: трение лопастей о цилиндрическую поверхность камеры, что приводит к изнашиванию трущихся поверхностей и увеличивает потерю давления. При кулачковом приводе лопастей этих недостатков нет, но необходимо обеспечить малые (около 0.05 мм) зазоры, для чего кулачковый механизм, лопасти и внутреннюю поверхности камеры выполняют с повышенной точностью, что обеспечивает минимальные неконтролируемые утечки жидкости в счетчике, поэтому данным счётчиком преимущественно измеряют количество маловязких жидкостей (легких нефтепродуктов, спирта и т. п.).

Профиль кулачка состоит из четырех частей. Каждая лопасть соответствует повороту цилиндра на 90° . В пределах первой части радиус кулачка возрастает от r_{min} до r_{max} , благодаря чему обеспечивается полное перемещение лопасти внутрь измерительной камеры. Во второй части кулачок сохраняет постоянный радиус r_{max} , и лопасть движется вдоль внутренней поверхности камеры, перемещая отмеренный объем жидкости из подводящей трубы в отводящую. В третьей части радиус кулачка уменьшается от r_{max} до r_{min} , что сопровождается перемещением лопасти внутрь цилиндра. В четвертой части кулачок имеет постоянный радиус r_{min} . Утопленная в цилиндре лопасть перемещается

вдоль неподвижной вставки, которая разделяет входную и выходную полости счетчика.

При профилировании кулачка в пределах первой и третьей частей надо стремиться к тому, чтобы не было резкого изменения ускорения у лопастей. Выполнение данного условия необходимо для сохранения длительной работоспособности счетчика. Для уменьшения трения износа как нижних опорных торцов лопастей о нижнюю поверхность измерительной камеры, так и их боковых плоскостей о стенки прорезей в цилиндре, целесообразно устанавливать внизу камеры опорные ролики или шарикоподшипники, а внутри цилиндра укреплять ролики, направляющие движение лопастей.

Обладают высокой точностью, однако потери давления при измерении сред, выше, чем у турбинных расходомеров. Точность замеров зависит от скорости потока и вязкости среды. Для лопастных расходомеров характерны бесшумность в работе, чувствительность даже к капельным расходам рабочей жидкости, малая инерционность вращающихся частей, долговечность и надежность. Также эти расходомеры легко ремонтировать. При необходимости замены комплекта ротора снимают заднюю крышку, вынимают его из корпуса и заменяют новым, не разбирая весь прибор.

3.8.1.4.7 Ковшевые расходомеры

Ковшевые счетчики состоят из ротора крестообразной формы, на котором укреплены оси четырех полуцилиндрических ковшей (Рис. 3.38). На концах ротора имеются две дисковые пластины с укрепленными на них четыремя подшипниками. Внутри этих подшипников вращаются оси ковшей. Для прохода жидкости имеется кольцевой канал, расположенный между измерительной камерой и ротором. Внизу данного канала помещена вставка, препятствующая непосредственному перетоку жидкости из входного отверстия в выходное.

Под влиянием разности давлений на ковши, находящиеся у входа и выхода жидкости, ротор вращается. При этом ковши поворачиваются вокруг своих осей, но так, что их наклон к горизонтальной оси счетчика остается неизмен-

ным. Такое движение обеспечивается с помощью четырех шестерен, укрепленных на осях ковшей и связанных четырьмя промежуточными шестернями с центральной неподвижной шестерней.

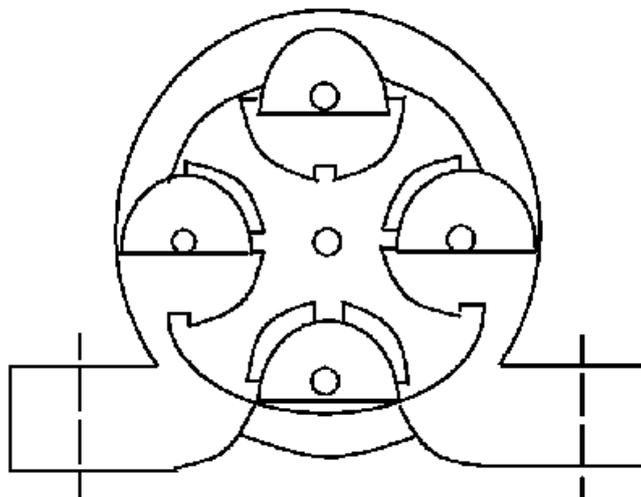


Рис. 3.38. Схема ковшевого расходомера

Достоинства ковшевых расходомеров:

– Большой измерительный объем, благодаря чему они удобны для измерения сравнительно больших расходов жидкости в трубах диаметром от 200 до 400 мм. За полный оборот ротора через счетчик перемещается жидкость, не только находящаяся в кольцевом канале, но также и заполняющая полукруглые пазы в роторе. Поэтому измерительный объем счетчика равен всей площади измерительной камеры за вычетом крестообразной площади поперечного сечения ротора, а также площади поперечного сечения стенок ковшей;

– Большой диапазон измерения: $Q_{max}/Q_{min} = 10$;

– Малая погрешность в пределах диапазона измерения: $\pm 0.5 \%$ от измеряемой величины.

Основной недостаток расходомеров – конструктивная сложность. У ковшевых сопротивление движению разделительных элементов возрастает с увеличением вязкости жидкости, как и у других счетчиков камерного типа, что приводит к соответствующему снижению предельно допустимых расходов. Потеря давления в большинстве случаев не превосходит 30 кПа (при очень большой вязкости не свыше 50 кПа).

3.8.1.4.8 Кольцевые расходомеры

Подвижным элементом кольцевого расходомера (Рис. 3.39) является кольцо 8, находящееся внутри измерительной камеры 2 и совершающее сложное движение. Кольцо катится по внутренней поверхности камеры 2 под давлением жидкости, которая поступает через отверстие 6. Кольцо одновременно скользит вдоль перегородки 5, вытесняя жидкость из измерительной камеры через выходное отверстие 4. При этом ось 7 кольца движется по часовой стрелке вокруг оси 3 внутри цилиндра. Ось 7 поворачивается на 180° , после чего внутри кольца окажется замкнутым определенный объем жидкости. Снаружи кольца поступает жидкость, под давлением которой оно продолжает свое движение и вытесняет замкнутую в нем жидкость через отверстие 4.

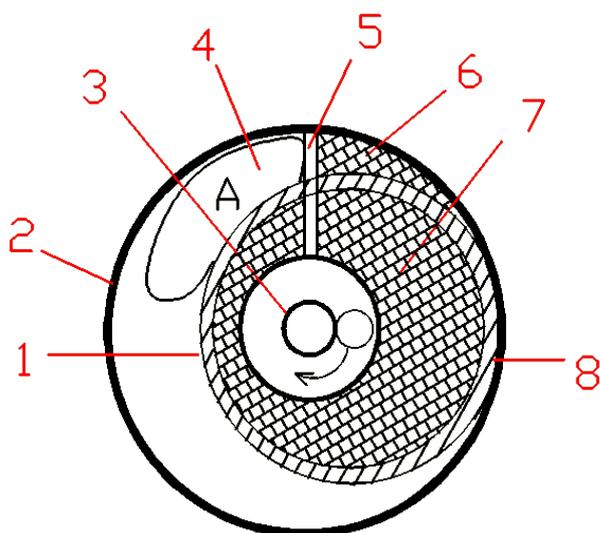


Рис. 3.39 Схема кольцевого расходомера

Главным достоинством кольцевого счетчика является простота его устройства, прежде всего движущегося элемента – кольца. Это упрощает и облегчает разборку и очистку счетчика. Вследствие чего кольцевые счетчики широко применяют при измерении расхода различных жидких пищевых продуктов, то есть там, где требуется частая разборка и чистка. Кольцо может изготавливаться из графита, бронзы, легких металлов и других материалов, в зависимости от рода измеряемого вещества. Но кольцевые счетчики создают небольшую неравномерность движения жидкости в пределах каждого цикла, что является их недостатком.

Погрешность счетчика уменьшается с увеличением вязкости жидкости и сокращением диапазона измерения. Для жидкостей, имеющих малую вязкость (менее $0.7 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$), погрешность $\pm 1 \%$, при вязкости от 0.7 до $300 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ погрешность равна $\pm 0.5 \%$. Погрешность снижается до $\pm 0.2 \%$ при уменьшенном диапазоне измерения от 60 до 150 % Q и вязкости от 0.7 до $6 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$. Для узкого диапазона измерения погрешность может быть снижена до $\pm 0.1 \%$.

3.8.1.4.9 Дисковые расходомеры

Разделительным элементом в дисковом расходомере (Рис. 3.40) является диск с центральным шаром, опирающимся на шаровую пятю, который под давлением поступающей жидкости совершает сложное колебательно-нutationное движение. При этом поверхность диска катится по конусам измерительной камеры, а его радиальная прорезь перемещается вверх и вниз вдоль радиальной перегородки. Дисковые счетчики нашли применение для измерения различных нефтепродуктов и других жидкостей, но с появлением счетчиков с овальными шестернями область их применения значительно уменьшилась. Дисковые расходомеры изготавливались на калибры от 15 до 150 мм.

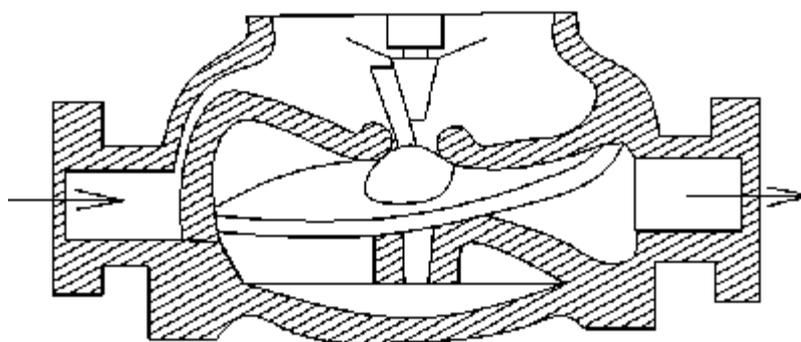


Рис. 3.40. Схема дискового расходомера

3.8.1.4.10 Винтовые расходомеры

Винтовые расходомеры применяются для измерения количества жидкости при небольших и малых ее расходах. Винтовой расходомер состоит из двух винтов с циклоидальным профилем, которые совместно вращаются под давлением поступающей жидкости. Один из винтов имеет выпуклый профиль нарезки, другой – вогнутый. Винтовые счетчики изготавливают на калибры от 6 до 40 мм.

3.8.2 Кориолисовые расходомеры

Наибольшее распространение среди расходомеров с непрерывно движущимся телом получили кориолисовые массовые расходомеры. Силовое воздействие в них создается за счет ускорения Кориолиса, которое возникает на измерительном участке расходомера. Для образования этого ускорения непрерывно вращающемуся преобразователю расхода придают особую конфигурацию, заставляющую поток перемещаться в радиальном направлении по отношению к оси вращения, совпадающей с осью трубопровода.

Кориолисовый расходомер предназначен для измерения массового и вычисления объемного расхода жидких и газообразных сред, благодаря чему используется в различных областях промышленности, а также в системах коммерческого учета.

Основными элементами являются две расходомерные трубки, на которых расположены:

- силовая электромагнитная катушка возбуждения и магнит;
- два тензодатчика с магнитами и электромагнитными катушками;
- терморезистор.

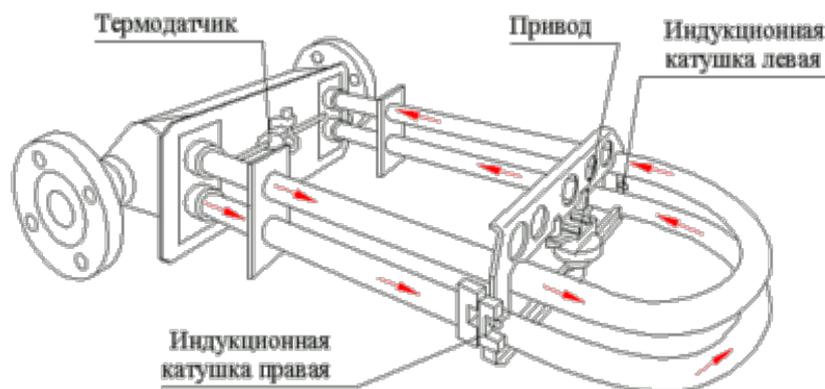


Рис. 3.41. Кориолисовый силовой расходомер

Принцип действия кориолисовых массовых расходомеров основан на изменениях фаз механических колебаний U-образных трубок, по которым движется измеряемая среда. Этим трубкам посредством катушки сообщается колебательное движение, из-за чего в системе возникает дополнительная сила инерции – сила Кориолиса, которая сопротивляется вибрации расходомерных тру-

бок. В результате чего трубки начинают изгибаться. Их изгиб фиксируется датчиками. При одновременном снятии сигналов происходит смещение по фазе. Это относительное запаздывание прямо пропорционально массовому расходу.

Резонансная частота трубки зависит от её массы. Общая масса состоит из: массы самой трубки, которая постоянна для данного датчика, и массы измеряемой среды в трубке, которая равна произведению плотности среды и внутреннего объема трубки. Но так как объем трубки – это константа для данного типоразмера датчика, то резонансная частота колебаний трубки может быть привязана к плотности среды и определена путем измерения резонансной частоты колебаний, периода колебаний трубки и температуры. Температура определяется с помощью термосопротивления.

Поперечные принудительные колебания труб (Рис. 3.42):

- Перемещение труб в отсутствии движения жидкости;
- Направление кориолисовых сил при наличии движения жидкости в сенсоре (направление F_c в потоке);
- Перемещение труб в отсутствии движения жидкости;
- Направление кориолисовых сил при наличии движения (направление F_c в потоке).

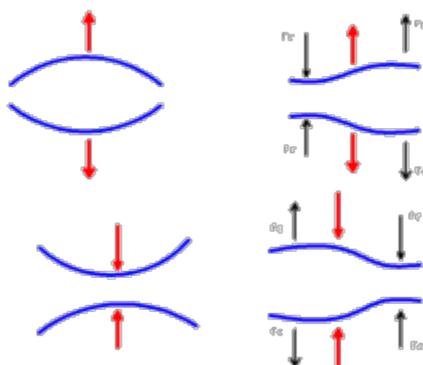


Рис. 3.42. Поперечные принудительные колебания труб

Для расходомеров данного типа не существует требования подвода и отвода жидкости по прямым трубам к расходомеру, чтобы подготовить поток.

Прибор должен быть установлен так, чтобы он был постоянно заполнен, и чтобы не образовывалось воздушных пробок в системе. Наиболее предпочтительная схема установки является вертикальная с направлением движения по-

тока вверх, но установка в горизонтальных линиях тоже приемлема. Установка в вертикальном положении с направлением движения потока вниз не рекомендуется.

В новейших конструкциях кориолисовых расходомеров нормальная вибрация трубопровода не должна создавать помехи прибору, если он правильно установлен в трубопроводе. Прибору не требуются дополнительных суппортов, но стандартные конструкции суппортов должны быть расположены по обеим сторонам от прибора. Если в инструкции по установке упоминаются дополнительные средства, то этот прибор чувствителен к вибрации, и пульсационные демпферы, гибкие соединения и специальные разъемы, рекомендованные производителем должны быть установлены в надлежащем порядке.

Если существует большая вероятность присутствия пузырьков воздуха в жидкости, то рекомендуется установить воздушный дегазатор перед входом в расходомер. Рекомендуется устанавливать фильтры или воздушные дыхательные клапаны для отвода воздуха или паров, то есть для удаления всех нежелательных вторичных фаз.

Достоинства кориолисовых расходомеров:

- высокая точность;
- повторяемость результатов измерений;
- не требуются прямые участки;
- работают вне зависимости от направления потока;
- нет необходимости в периодической перекалибровке и регулярном техническом обслуживании;
- надёжная работа при наличии вибрации трубопровода, при изменении температуры и давления рабочей среды;
- длительный срок службы и простота обслуживания благодаря отсутствию движущихся и изнашивающихся частей.

Но основным достоинством данных расходомеров является возможность их применения для измерения расхода многофазных сред.

ГЛАВА 4 ОПЫТ ОРГАНИЗАЦИИ УЧЕТА СНГ

В данной главе приведен опыт ООО «Газпртборсервис» (г. Казань) по организации учета СНГ на объектах нефтегазодобычи Российской Федерации.

Специалистами ООО «Газприборсервис» изготовлены, смонтированы и запущены в работу более 100 СИКГ на различных объектах ОАО «Татнефть» и малых нефтяных компаний, а также около 300 СИКГ в ОАО «НК-Роснефть», ОАО «ТНК-ВР». Был выполнен большой объем работ по метрологическому аудиту на предприятиях ОАО «ТНК-ВР» и других нефтяных компаний.

Для решения задач метрологического обеспечения СИ специалистами ООО «Газприборсервис» разработан и изготовлен ряд поверочных установок СИ расхода и количества газа для различных нефтяных компаний (ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «НК-Роснефть»).

ООО «Газприборсервис» осуществляет решение полного цикла проблем, связанных с организацией учета расхода и количества СНГ. А именно:

- проведена работа по оптимальному выбору СИ под параметры СНГ;
- на их основе разработан измерительный вычислительный комплекс (ИВК). Проведены государственные приемочные испытания ИВК СНГ с целью утверждения типа СИ, ИВК СНГ внесен в Государственный реестр СИ под № 47248-11.
- на базе ИВК ПНГ создаются СИКГ под различные технические условия;
- для поверки и контроля метрологических характеристик ООО «Газприборсервис» изготавливает поверочные установки СИ расхода и количества газа;
- проводятся метрологические аудиты существующих СИКГ, при необходимости осуществляется их реконструкция, в том числе с изготовлением блочных СИКГ и блок-боксов очистки и учета СНГ.

4.1 Этапы организации учета СНГ

ООО «Газприборсервис» использует следующий концептуальный подход в организации учета расхода и количества СНГ:

1. Обследование объекта.

Определяется целесообразность, техническая возможность монтажа СИКГ, инструментальное обследование, определение состава СИКГ.

2. Изготовление ИВК СНГ по результатам обследования.

Исходя из рекомендаций по организации учета расхода и количества СНГ на обследованном объекте, определяется оптимальное конструктивное исполнение СИКГ, учитывая:

- особенности места эксплуатации;
- удобство монтажа, эксплуатации;
- минимизацию финансовых затрат.

Осуществляется изготовление СИКГ с необходимым комплектом документации, поставка СИКГ Заказчику (или схема «под ключ» - включая монтаж, пуско-наладку, сдачу СИКГ).

3. Метрологическое обеспечение СИКГ.

При сравнительно большом количестве эксплуатируемых СИКГ (и разнообразном парке приборов) для организации периодической поверки (а также оперативной проверки СИ) представляется целесообразным иметь в своем распоряжении лабораторию, оснащенную поверочной установкой.

4.1.1 Обследование объекта

Практика показывает, что для организации учета расхода и количества СНГ зачастую бывает недостаточно заполнить опросный лист производителя СИ, закупить и смонтировать полученное оборудование.

Риски данного подхода:

- закупленное оборудование не охватывает реальный диапазон расходов, так как при заполнении опросного листа обычно вносятся предполагаемые значения параметров СНГ;

– из-за большого содержания в потоке СНГ примесей чувствительные элементы расходомера загрязняются и расходомер перестает функционировать должным образом и вносит искажения в полученные значения расхода (либо полностью теряет работоспособность). Это влечет за собой:

- постоянные эксплуатационные расходы СИ по его содержанию в работоспособном состоянии;
- периодические дорогостоящие ремонты;
- полная невозможность эксплуатации данного типа расходомера.

Чтобы предупредить возникновение подобных ситуаций, специалисты выезжают на объект для проведения предварительного обследования. В ходе обследования выясняется техническая возможность монтажа контрольной СИКГ, выбирается место монтажа, выполняются замеры по определению фактического расхода и количества СНГ

На случай невозможности остановки технологического процесса на объекте для врезки и монтажа контрольной СИКГ, наши специалисты применяют технологии и оборудование для выполнения работ без остановки процесса.

Замеры расхода и количества СНГ осуществляются в течение нескольких часов или суток в зависимости от технологии объекта и пожеланий заказчика.

Если смонтированный расходомер не определяет реальный расход или есть обоснованные подозрения в искажении получаемых значений, происходит демонтаж, осмотр чувствительных элементов прибора.

По результатам обследования принимаются решения:

- монтируется другой расходомер того же модельного ряда (в случае если диапазон первого прибора не позволил выполнить замеры);
- монтируется расходомер другого физического принципа определения расхода;
- делается заключение о принципиальной невозможности учета СНГ на данном участке без дополнительных технологических мер по подготовке СНГ (сепараторы, каплеуловители и пр.);
- меняется место врезки.

После проведения обследований заказчику выдается отчет с результатами замеров и рекомендациями по организации учета СНГ на обследованном объекте.

Кроме предварительного обследования в целях определения СИ будущего СИКГ специалисты также проводят работы по метрологическому аудиту уже существующих СИКГ. Результатом такой работы являются:

- отчет о текущем состоянии оборудования СИКГ и документации на СИКГ;
- результаты замеров контрольной СИКГ, смонтированной последовательно с рабочей СИКГ (которая подлежит проверке);
- сравнение показаний рабочей СИКГ с показаниями контрольной СИКГ;
- выводы о возможности ее дальнейшей эксплуатации;
- рекомендации по приведению рабочей СИКГ и документации на СИКГ в соответствии с действующей нормативной базой и ГОСТ 8.733-2011.

Мобильные комплексы, используемые при инструментальных обследованиях, проходят испытания на поверочной установке в лабораторных условиях до и после применения на объекте.

На Рисунках 4.1–4.6 представлены СИ на поверочной установке УПРГ-6000.



Рис. 4.1. Испытательный участок поверочной установки



Рис. 4.2. Первичные СИ на испытательном участке установки



Рис. 4.3. Расходомеры ДРГ.МЗ-л и Focus Probe на испытании



Рис. 4.4. Метод определения толщины стенки трубопровода.

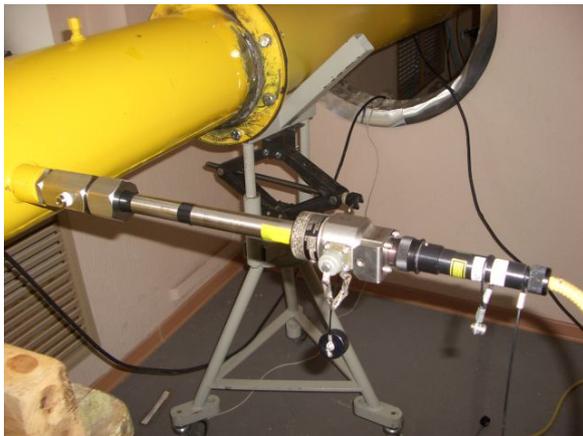


Рис. 4.5. Зонд оптического расходомера на испытании



Рис. 4.6. Замер длины наружной окружности трубопровода

4.1.2 Изготовление ИВК ПНГ по результатам обследования

При прямой закупке заказчиком СИ от разных производителей могут возникать следующие сложности:

- правильность монтажа (изготовление прямых участков до и после СИ с байпасом, запорной арматурой или монтаж в верно выбранном месте газопровода зондовых СИ);
- согласование и настройка разных СИ в адекватно функционирующий комплекс;
- подготовка соответствующего комплекта нормативно-технической документации (согласно действующей нормативной базе и ГОСТ 8.733-2011).

По результатам работы в течении более чем 10-ти лет на рынке СИКГ СНГ специалистами ООО «Газприборсервис» были выбраны СИ, наиболее устойчиво работающие в среде СНГ.

Выбранный модельный ряд СИ был внесен в состав ИВК СНГ, данный комплекс был внесен в Государственный реестр СИ под № 47248-11.

Исходя из полученных при предварительном инструментальном обследовании объекта, выбираются подходящие под данный объект СИ. Учитывая пожелания заказчика и технологические особенности объекта, формируется окончательный состав СИКГ на основе ИВК СНГ.

Происходит закупка выбранных СИ и прочего комплектующего СИКГ оборудования, одновременно разрабатывается необходимый комплект документации (проект СИКГ, методика измерений, паспорт СИКГ и прочее).

Затем по желанию заказчика происходит либо отгрузка СИКГ со всей сопутствующей документацией и рекомендациями по монтажу, пуско-наладке и настройке, либо специалисты ООО «Газприборсервис» выезжают на объект и завершают работы «под ключ».

4.1.3 Метрологическое обеспечение ИВК СНГ

При наличии в эксплуатации разнообразного парка СИ расхода и количества СНГ в составе СИКГ, служба главного метролога постоянно сталкивается с организацией периодической поверки и контроля метрологических характеристик СИ.

Дополнительной сложностью в проведении таких мероприятий является тот факт, что поверку с созданием реального расхода измеряемой среды через поверяемый прибор и эталонное СИ расхода в соответствии с оригинальной методикой поверки проводит, как правило, предприятие-изготовитель.

Результатом являются дополнительные финансовые расходы и организационные мероприятия по логистике (отправка, принятие, отслеживание в дороге, отслеживание статуса передвижения прибора на предприятии-изготовителе).

Местные центры метрологии не всегда могут провести поверку того или иного СИ расхода и количества газа.

ООО «Газприборсервис» под индивидуальные потребности и возможности (как технические, так и финансовые) владельца большого количества СИКГ изготавливает метрологическую лабораторию и монтирует ее у заказчика.

Под техническими возможностями и потребностями подразумевается имеющаяся в наличии площадь (объем помещения, его конструктивные особенности), максимально возможная подведенная мощность электропитания, максимальный расход (диапазон воспроизводимых расходов под существующий парк приборов).

Между пожеланиями заказчика и его финансовыми возможностями существует гибкий механизм определения «золотой середины». Для удобства эксплуатации поверочной установки используется полностью автоматическое управление процессом поверки (управление с АРМ оператора процессом поверки). Для уменьшения стоимости возможна реализация управления элементами установки с пульта управления («вручную»).

ООО «Газприборсервис» изготавливает поверочные установки на основе критических сопел и турбинных мастер-счетчиков.

Использование в качестве эталона критических сопел дает большую уверенность в стабильности воспроизводимого эталонного расхода, упрощает проведение периодической поверки эталонных СИ, но требует значительного энергопотребления. Для проведения периодической поверки набора критических сопел к месту поверки достаточно доставить только сами сопла.

Использование в качестве эталонных СИ мастер-счетчиков (как правило, турбинных с индивидуальными метрологическими характеристиками) существенно снижает энергопотребление (более, чем на 40 %). Для проведения периодической поверки мастер-счетчиков необходимо к месту поверки доставлять мастер-счетчик в комплекте с его измерительными участками. Другой особенностью турбинных счетчиков является их инерционность, что требует времени для выхода на режим и определенных навыков и опыта оператора-поверителя.

Специалисты разработали универсальные алгоритмы, схемы получения и обработки сигнала для проведения поверок практически всех расходомеров, используемых в составе СИКГ, эксплуатируемых нефтедобывающими компаниями (и расходомеров в составе узлов учета природного газа).

Имея в своем распоряжении подобную метрологическую лабораторию, предприятие значительно сокращает свои финансовые затраты и время на проведение периодических поверок своих СИ.

Кроме того, имея такой инструмент как метрологическая лаборатория, проведя дополнительные тренинги и курсы персонала лаборатории по ремонту СИ, предприятие сможет экономить на времени, почтовых пересылках, дополнительных затратах при ремонтах СИ.

Также у службы главного метролога появляется возможность оперативно проводить внеочередные поверки (проверки) СИ при возникновении подозрений в искажении измеряемых параметров.

Далее представлены материалы с объектов обследования и примеры реализации СИКГ различного назначения и различных конфигураций.

4.2 Обследование объектов нефтегазодобычи с целью определения фактических расходов

При постановке задачи организации учета газа на выбранном участке трубопровода, как правило, имеется только приблизительные диапазоны расходов и смутное представление о характере потока и самой среде измерения. Данный этап необходим для выдачи рекомендаций по выбору средств измерения расхода для постоянного учета. В качестве средств измерения расхода при инструментальном обследовании применяются ультразвуковые, вихревые и оптические расходомеры, имеющие широкий динамический диапазон, возможность монтажа без остановки процесса. По характеру и динамике изменения показаний расхода данных расходомеров с достаточно высокой достоверностью диагностируется процесс загрязнения датчиков. После сбора статистики во временной промежуток, характеризующий все возможные технологические процессы (диапазоны расходов, давления, температуры, компонентного состава газа, степени сепарации) на данном участке трубопровода (от нескольких часов до нескольких суток), анализируется массив данных, осматриваются (в последствии в лабораторных условиях диагностируется достоверность измерений) чувствительных элементов датчиков.

На основании проделанных мероприятий выдаются рекомендации по выбору средств измерения, их месте монтажа, дополнительных технических средствах, обеспечивающих достоверность измерений и надежность функционирования оборудования, а также по организации планово-профилактических мероприятий при дальнейшей эксплуатации узла учета и его метрологическому сопровождению.

В зависимости от характера проводимых исследований, климатических условий, технологических особенностей объекта, для проведения обследования изготавливаются мобильные измерительные комплексы различных конфигураций. Ниже приведены примеры таких комплексов.

4.2.1 На базе ультразвукового расходомера с автономным питанием

В качестве контрольных СИ расхода и количества СНГ применяется узел учета на базе ультразвукового расходомера «ГиперФлоу» (ООО НПФ «Вымпел», г. Саратов) (Рис. 4.7), включающий измерительные участки (предвключенный $L_1 \geq 10 D_y$ и поствключенный $L_2 \geq 5 D_y$) с диаметром рабочего канала $D_y = 150\text{мм}$, с установленными на корпусе канала электроакустическими преобразователями и электронным блоком-вычислителем параметров потока СНГ.



Рис. 4.7. Расходомер-счетчик «ГиперФлоу»

Для измерения давления использовался датчик абсолютного давления ДИ-017 КРАУ5.183.017, для измерения температуры – термометр сопротивления ГОСТ 6651.

Расходомер ультразвуковой «ГиперФлоу-УС» предназначен для измерения в рабочих условиях и приведенного к стандартным условиям расхода и количества природного газа и других газовых сред в напорных газопроводах диаметром от 100 до 1600 мм (Рис. 4.8).

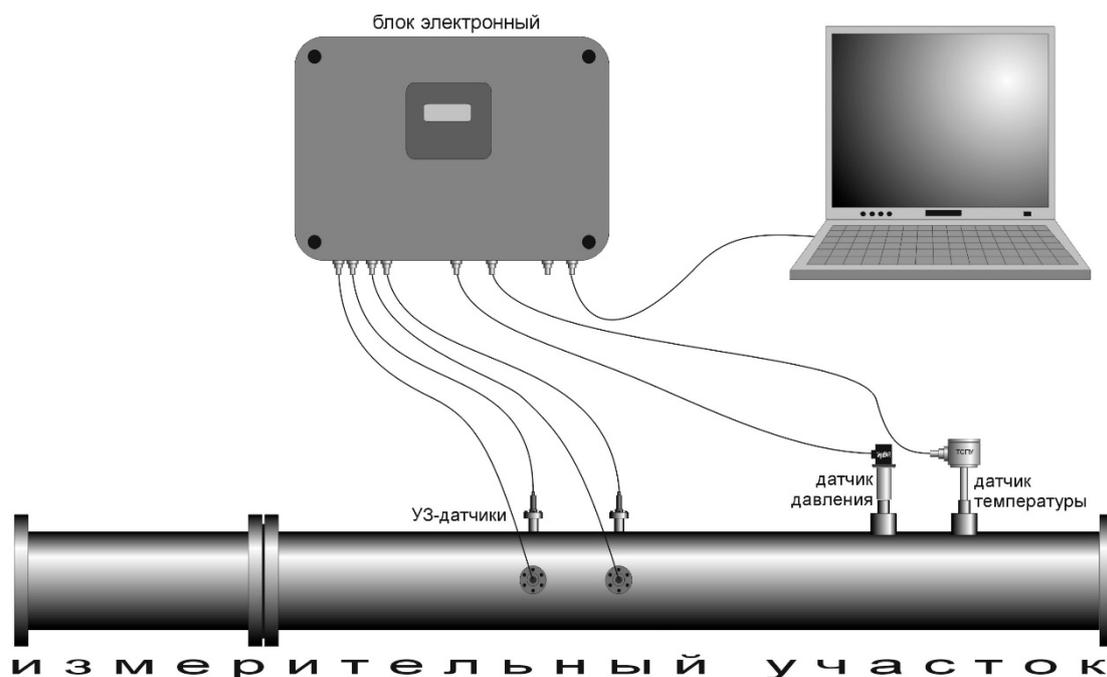


Рис. 4.8. Состав узла учета на базе «ГиперФлоу»

По принципу действия расходомер относится к времяимпульсным ультразвуковым расходомерам, работа которых основана на измерении разности времен прохождения зондирующих импульсов ультразвуковых колебаний по направлению скорости потока рабочей среды в измерительном газопроводе (первичном преобразователе), и против него. Возбуждение и прием зондирующих импульсов производится пьезоэлектрическими датчиками, устанавливаемыми на измерительный трубопровод с измеряемым расходом. Попеременная коммутация режимов «прием-передача» пар датчиков обеспечивается электронным блоком (Рис. 4.9).

Первичный преобразователь расхода включает в себя отрезок трубы с установленными на нем перпендикулярно оси двумя пьезоэлектрическими датчиками с углом излучения ультразвуковой волны равным 75° , попеременно работающими в режиме «прием-передача». При движении газа происходит снос ультразвуковой волны, который приводит к изменению времени распространения ультразвукового сигнала между датчиками. Время распространения сигнала по потоку уменьшается, а против него – возрастает.

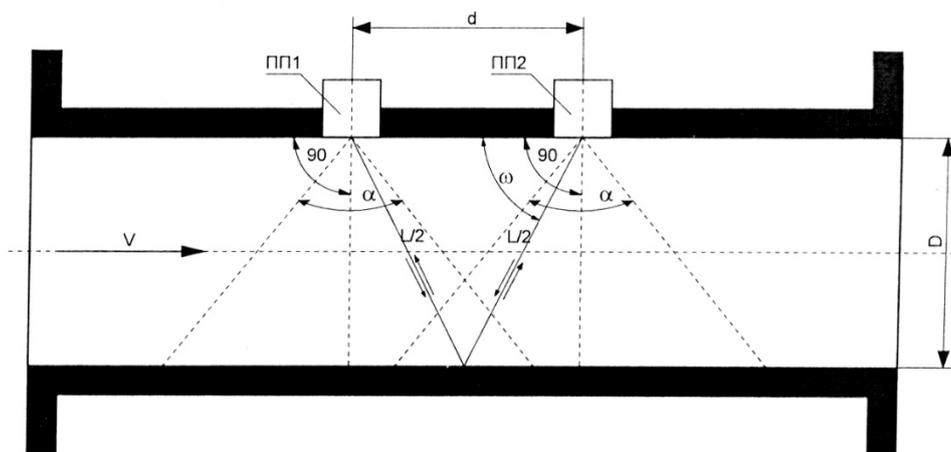


Рис. 4.9. Схема прохождения ультразвукового сигнала

ПП1, ПП2 – пьезоэлектрические преобразователи, D – диаметр измерительного участка, L – длина акустического пути, d – расстояние между активными центрами ультразвуковых датчиков, v – средняя скорость потока вдоль акустического пути, α – угол раствора диаграммы направленности пьезоэлектрических датчиков, t_{12} – время распространения акустического сигнала по потоку, t_{21} – время распространения акустического сигнала против потока, Δt – разность времен распространения акустического сигнала по и против потока.

Измеряемая прибором скорость v является средней скоростью потока газа вдоль пути акустического сигнала. Для вычисления значения средней скорости потока через поперечное сечение измерительного участка необходимо знать значение поправочного коэффициента на распределение скоростей. При этом средняя скорость потока газа через поперечное сечение измерительного участка v_a может быть вычислена по формуле:

$$v_a = k \cdot v, \quad (4.1)$$

где, k – функция числа Рейнольдса (Re), шероховатости стенок трубопровода, расположения акустического луча и его вида. В случае обработки одного сигнала, когда луч проходит через ось измерительного участка (Рис. 4.9), для полностью развитых равномерных турбулентных потоков, значения k аппроксимированы формулой:

$$k = 1/(1.12 - 0.111 \cdot \log_{10} Re). \quad (4.2)$$

Для ламинарного режима при равномерном течении газа $k = 0.75$.

Объёмный расход в рабочих условиях связан со средней скоростью через поперечное сечение следующим образом:

$$Q_p = S \cdot v_a, \quad (4.3)$$

где S – площадь поперечного сечения измерительного участка.

Для измерительного участка с сечением круглой формы объёмный расход равен:

$$Q_p = \pi \cdot D^2 \cdot k \cdot v_a / 4. \quad (4.4)$$

Базовые модификации «ГиперФлоу-УС» обладают высокой точностью измерения расхода в динамическом диапазоне измерения 1:100, а также:

- пределы измерения скорости газового потока от 0.3 до 30 м/с, то есть обеспечивается измерение расхода в рабочих условиях от 5 до 200 000 м³/ч:

- основная относительная погрешность $\leq 2.5\%$;

- обеспечивается архивирование измеренных и вычисленных значений, а также вывод их на индикатор расходомера и на внешние устройства;

- время непрерывной работы от встроенного источника питания – 1 год.

На Рисунке 4.9 представлены измерительный участок, а также характерные загрязнения трубопровода и датчиков жидкими фракциями газа.

Как видно из фрагмента отчета (Рис. 4.10), сформированного по результатам контрольных измерений на факельной линии данного объекта, имели место существенные занижения расхода при продолжающемся сбросе газа на факел. При демонтаже и осмотре датчиков (на фото выше) отмечено значительное присутствие жидкой фракции в потоке.

Проведенные на данном объекте мероприятия, несмотря на быстрое загрязнение датчиков и дальнейшее искажение результатов измерений, позволили сделать выводы о фактическом диапазоне расходов при сбросе газа на факел. И что немаловажно – без вывода из строя используемых средств измерений. После демонтажа и осмотра они были очищены от загрязнений, повторно и неоднократно помещены в поток для получения дополнительных серий измеряемых параметров. Позднее при проверке на поверочной установке расходомер подтвердил свои метрологические характеристики.



Рис. 4.10 Измерительный участок со средствами измерения расхода, давления и температуры; характерные загрязнения трубопровода и датчиков жидкими фракциями газа.

За период мониторинга были получены следующие результаты:

1. Величина почасового расхода Q_c , приведенного к стандартным условиям, изменилась в пределах от $Q_{min} = 3.413 \text{ нм}^3/\text{ч}$ до $Q_{max} = 320 \text{ нм}^3/\text{ч}$.
2. Величина абсолютного давления не превысила $P = 1.046 \text{ кгс/см}^2 = 0.1025 \text{ МПа}$.
3. Величина температуры потока СНГ факельном трубопроводе изменилась в пределах от $T_{min} = -3 \text{ }^\circ\text{C}$ до $T_{max} = 9.9 \text{ }^\circ\text{C}$.

Организация:
 Имя изм. т/п: ДНС |факел

Зав.№ 06020014 ID номер ПО 62 Конфигурация на 15.02.2008 11:59:59 PM

Измеряемая среда - Другая
 Диаметр трубопровода 150.00 мм Материал трубопровода Сталь 20
 Базовое расстояние в канале А 100.00 мм
 Базовое расстояние в канале В 100.00 мм
 Коммерческий час 00:00 Барометрическое давление 0.00000 кгс/см²
 Плотность в нормальных условиях 1.2440 кг/м³
 Содержание N₂ 0.0000 мол.долей Содержание CO₂ 0.0000 мол.долей
 Тип термодатчика 100П Цикл измерения 15 сек.
 Нижняя граница скорости 0.00 м/сек
 Скорость отсечки 0.02 м/сек
 Нижняя граница по расходу 0.00 м³/час
 Верхняя граница по расходу 5000.00 м³/час
 Число периодов разгона датчиков при низком давлении 4
 Число периодов разгона датчиков при высоком давлении 7
 Период теста датчиков 1 час.
 Направление потока: реверс
 Частотный выход выключен

Датчик давления зав.№ 060232329 (верхний предел 2.50 кгс/см²)

Дата	Время	Бух.	Расход РУ м ³	P кгс/см ²	T град.Ц	Расход НУ м.м ³	Теплота МДж	Данные за
11.02.2008	01:00:00	9	0.00	1.0425	19.1	0.000	0.0000	
11.02.2008	02:00:00	9	0.00	1.0422	19.0	0.000	0.0000	
11.02.2008	03:00:00	9	0.00	1.0426	19.0	0.000	0.0000	
11.02.2008	04:00:00	9	0.00	1.0423	19.0	0.000	0.0000	
11.02.2008	05:00:00	9	0.00	1.0414	19.0	0.000	0.0000	
11.02.2008	06:00:00	9	0.00	1.0405	19.1	0.000	0.0000	
11.02.2008	07:00:00	9	0.00	1.0406	19.1	0.000	0.0000	
11.02.2008	08:00:00	9	0.00	1.0405	19.1	0.000	0.0000	
11.02.2008	09:00:00	9	0.00	1.3195	15.8	0.000	0.0000	
11.02.2008	11:00:00	9	3.36	1.0412	19.2	3.294	0.0000	
11.02.2008	12:00:00	1	0.12	1.1184	14.2	0.131	0.0000	
12.02.2008	16:00:00	0	0.88	1.0460	9.9	0.895	0.0000	
12.02.2008	17:00:00	0	22.29	1.0342	1.1	23.288	0.0000	
12.02.2008	18:00:00	0	22.24	1.0340	-0.2	23.251	0.0000	
12.02.2008	19:00:00	0	10.60	1.0341	-1.2	11.113	0.0000	
12.02.2008	20:00:00	0	22.71	1.0340	-0.7	23.791	0.0000	
12.02.2008	21:00:00	0	123.48	1.0352	0.3	129.486	0.0000	
12.02.2008	22:00:00	0	200.22	1.0371	0.9	210.685	0.0000	
12.02.2008	23:00:00	0	6.74	1.0332	-1.0	7.062	0.0000	
13.02.2008	00:00:00	0	5.50	1.0332	-1.9	5.788	0.0000	
=====								
Итого за сутки		9	414.87	1.0440	2.1	435.490	0.0000	20 часа

Рис. 4.10. Фрагмент отчета

Полученные результаты позволяют произвести выбор СИ для организации учета СНГ на объекте. Техническим требованиям удовлетворяют узлы учета на базе вихревых и ультразвуковых расходомеров, например, ДРГ.М и «ГиперФлоу-УС». Однако, следует отметить, что для окончательного выбора типа СИ необходимо также руководствоваться Правилами безопасной эксплуатации факельных систем, которые регламентируют потери давления в факельном трубопроводе не выше 80 кПа.

Исходя из этого, не желательно применение приборов, существенно снижающих проходное сечение трубопроводов, и в ходе проектных работ должен осуществляться гидравлический расчет потерь давления.

Также рекомендовано осуществлять сепарацию перед сбросом в факельную линию.

На Рисунках 4.10-4.12 приведены фотографии мобильного измерительного комплекса на базе ультразвукового расходомера ГУВР-011 (ООО «Росэнергоучет», г. Белгород).



Рис. 4.10. Измерительный участок и шкаф блоков питания датчиков, оборудование обработки данных, регистрации и телеметрии



Рис. 4.11. Образование снежной «шубы» в измерительном участке в зимний период, применение греющего кабеля для исключения обмерзания

В данном случае было отмечено незначительное искажение результатов измерений вследствие уменьшения сечения трубопровода. Для постоянного учета рекомендовано применение на измерительном участке применения греющего кабеля, либо трубопровода-«спутника» в комплексе с теплозащитой.

Кроме того, рекомендовано применение байпасной линии для периодического пропаривания основной части трубопровода (на время пропаривания отключая измерительный участок).

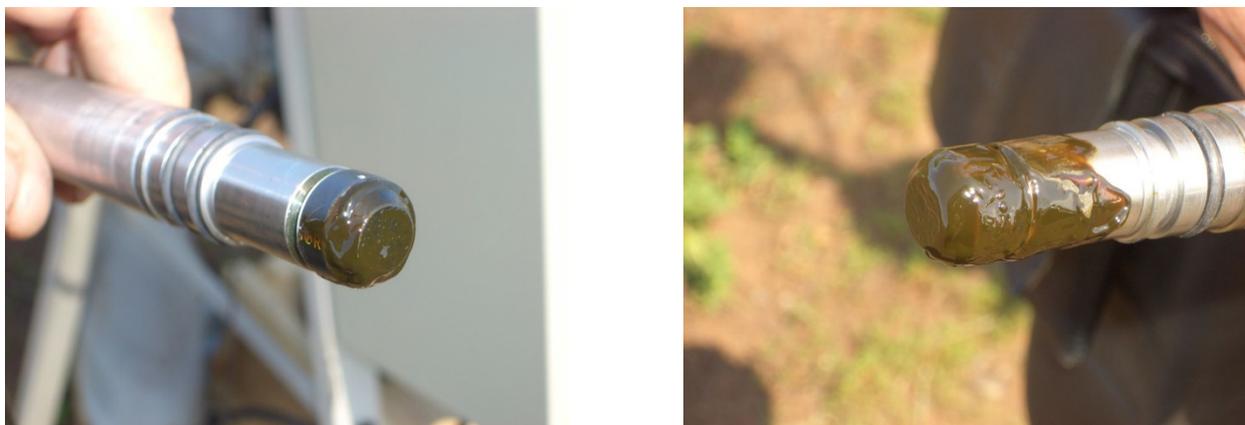


Рис. 4.12. Разные степени загрязнения УЗ-датчиков

4.2.2 На базе оптического расходомера

Для проведения контрольных замеров расхода и количества СНГ используется измерительный комплекс (Рис. 4.13) на основе зондового оптического расходомера «Focus Probe» («Photon Control Inc.», Канада).

«Focus Probe» измеряет расход газа при помощи двух лазерных лучей. Первоначально определяется скорость потока в зоне расположения головки зонда, в котором расположено окошко для прохождения потока, просвечиваемое двумя лазерными лучами.

Лазерные лучи концентрируются в две полоски и регистрируют время прохождения частиц между этими лучами. Зная точное расстояние между двумя лучами лазера и замеряя время прохождения частиц между ними, расходомер вычисляет скорость прохождения частиц в окошке головки зонда.

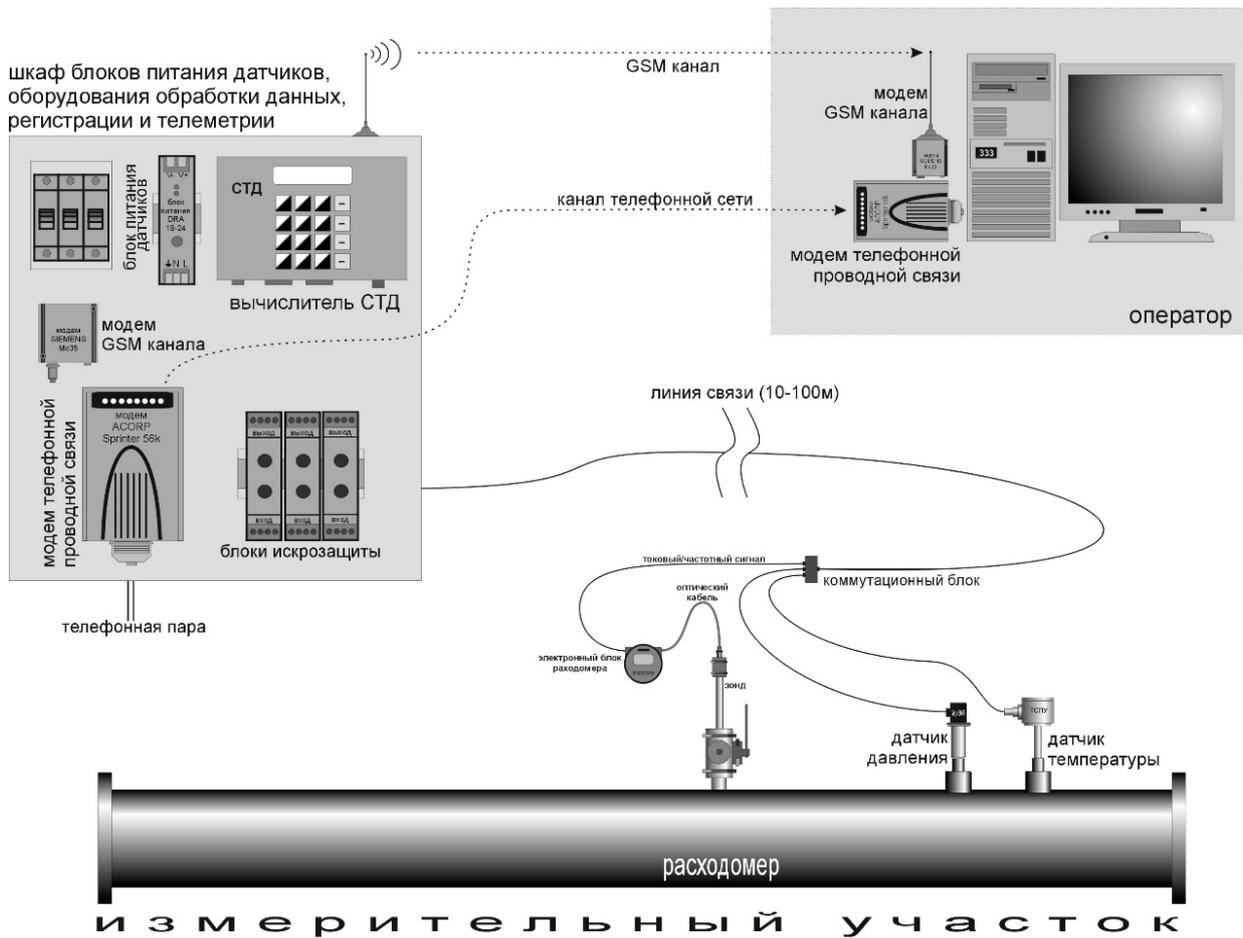


Рис. 4.13. Состав узла учета на базе оптического расходомера Focus

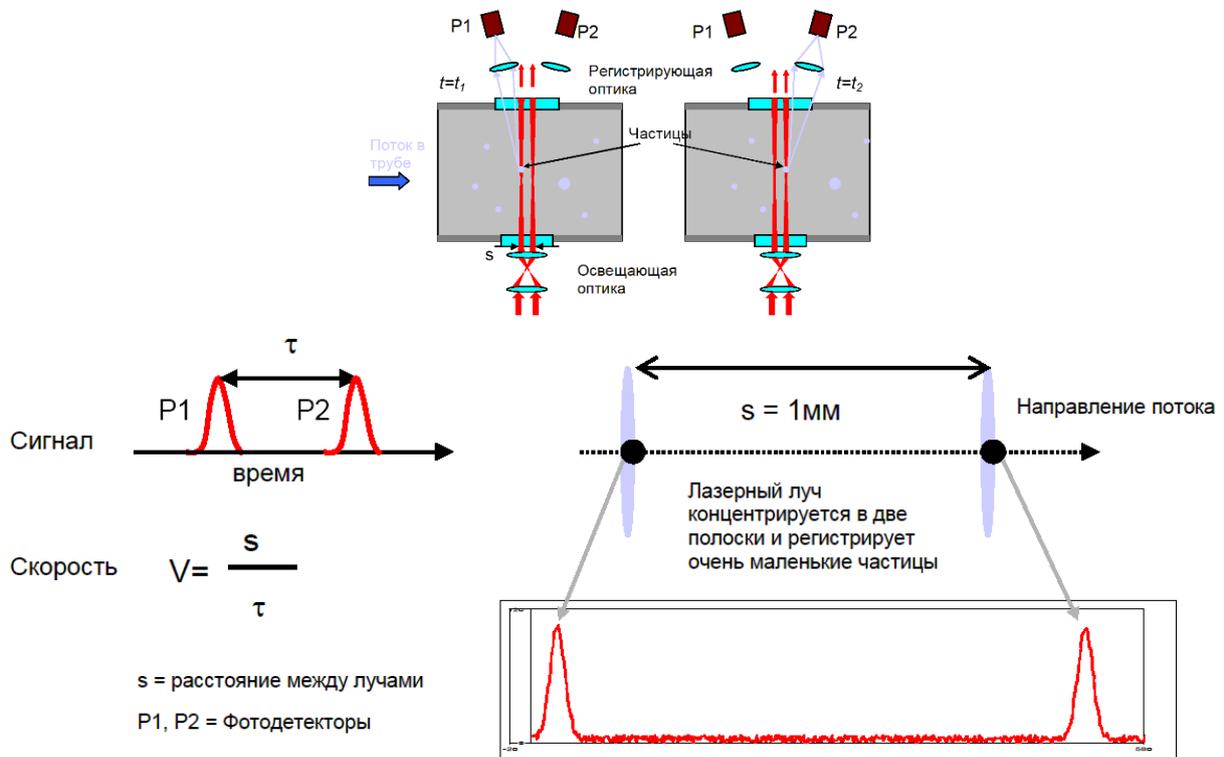


Рис. 4.14. Принцип работы оптического расходомера «Focus Probe»

При помощи корреляционного математического аппарата, программа расходомера отфильтровывает ненужные шумовые сигналы и определяет мгновенную скорость потока газа в окошке. Затем, при помощи таблиц зависимости отношения скорости потока в точке измерения к средней скорости потока от числа Рейнольдса с учетом вязкости, температуры, давления и относительной плотности среды, определяется средняя скорость потока. Определение средней скорости потока происходит с учетом профиля потока (турбулентного или ламинарного), который определяется, исходя из полученного числа Рейнольдса измеряемой среды. Зная среднюю скорость потока в точке измерения и внутренний диаметр трубы, расходомер вычисляет мгновенный объемный расход:

$$Q_p = v \frac{\pi d^2}{4}. \quad (4.5)$$

В расходомере также предусмотрена функция определения мгновенного объемного расхода, приведенного к стандартным условиям ($T = 20 \text{ }^\circ\text{C}$, $P = 0.101325 \text{ МПа}$).

Расстояние между двумя лазерными лучами очень точно измеряется на производстве, а также происходит калибровка зонда по трем скоростям, что гарантирует заявленную точность измерения без дополнительных калибровок на протяжении всего срока службы прибора.

«Focus Probe» имеет следующие характеристики:

- динамический диапазон измерения 1:1000;
- пределы измерения скорости газового потока от 0.1 до 100 м/с;
- измерение расхода в рабочих условиях от 2 до 140 000 м³/ч;
- основная относительная погрешность измерения: 2.5 % (от 1 до 100 м/с),
7 % (от 0.1 до 1 м/с);
- время измерения – 1 сек;
- диапазон трубопроводов от 100 до 700 мм.

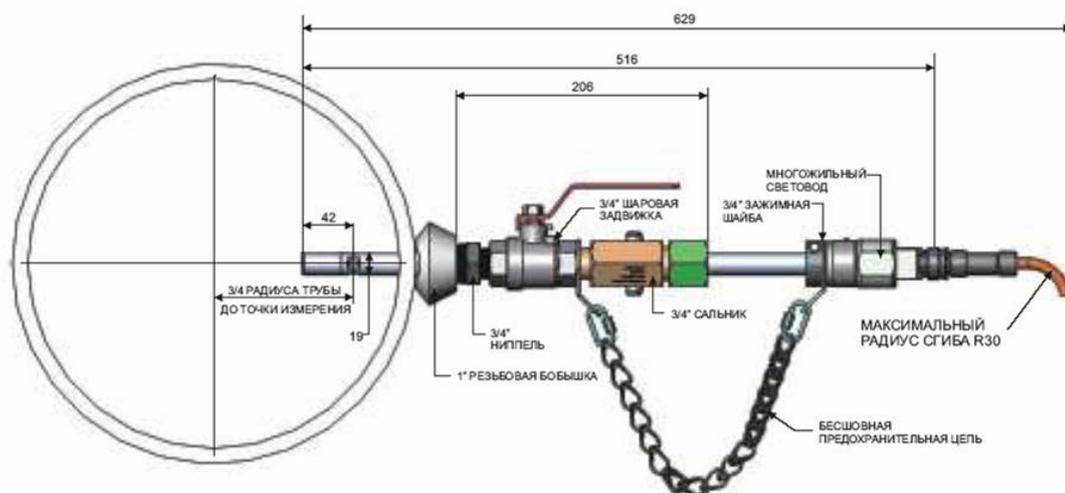


Рис. 4.15. Типовая схема установки «Focus Probe» в трубопровод

Зонд оптического расходомера «Focus Probe» с помощью устройства ввода-вывода крепится на рабочем участке факельного трубопровода.

Для измерения давления в факельном трубопроводе использовался датчик абсолютного давления VegaBar 17, для измерения температуры – датчик температуры ТСПУ205Ех.

Как правило, счетчики (расходомеры) измеряют объем (расход) газа при рабочих условиях. Однако, данный вид представления результатов измерений неудобен. Для получения однозначной оценки количества газа объемы, измеренные при рабочих давлении и температуре, приводят к стандартным условиям.

Расчет объема газа, приведенного к стандартным условиям, производят по следующим формулам:

$$V_c = k \cdot V_p \frac{P_a}{TK}, \quad (4.6)$$

где V_p – объем СНГ при рабочих условиях, $P_a = P_{изб.} + P_{бар}$ – абсолютное давление, $P_{изб.}$ – избыточное давление, $P_{бар.}$ – барометрическое давление, $T = 273.15 + t$ (t – температура в градусах Цельсия), k – масштабирующий коэффициент, зависит от принятой системы единиц измерений, K – коэффициент сжимаемости, рассчитывается при заданных значениях P и T и известном компонентном составе СНГ.

Соответственно, расчет расхода газа осуществляется по формуле:

$$Q_c = \frac{V_c}{\tau}, \quad (4.7)$$

где τ – время измерения.

Следует отметить, что СНГ по своему составу и физико-химическим свойствам существенно отличается от природного газа для промышленного и коммунально-бытового назначения. В связи с этим стандартные методики расчета физических свойств природного газа по ГОСТ 30319 не применимы для СНГ, т.к. вносят дополнительные погрешности в расчеты количества СНГ.

Для решения данной проблемы была разработана «Методика расчета физических свойств и количества сухой части влажного попутного нефтяного газа». Согласно методике расчета, величина количества сухой части влажного СНГ, приведенного к стандартным условиям, рассчитывается по формуле:

$$V_{cgc} = \frac{\rho_w(T, P, \{\chi_w\}) \cdot V \cdot (1 - c_{H_2O})}{\rho_d(T_c, P_c, \{\chi_d\})} \quad (4.8)$$

где:

- $\rho_w(T, P, \{\chi_w\})$ – плотность влажного газа при рабочих условиях;
- $\rho_d(T_c, P_c, \{\chi_d\})$ – плотность сухого газа при стандартных условиях;
- V – количество влажного газа при рабочих условиях (измеренное счетчиком);
- c_{H_2O} – массовая концентрация водяного пара при влажном воздухе в долях;
- $\{\chi_w\}$ – компонентный состав влажного газа (с учетом концентрации водяного пара);
- $\{\chi_d\}$ – компонентный состав сухого газа.

Выражение для расчета V_{cgc} можно представить в другом виде – через коэффициент сжимаемости K :

$$V_{cgc} = \frac{2893,17 \cdot V \cdot P \cdot L \cdot (1 - c_{H_2O})}{T \cdot K}, \quad (4.9)$$

где:

$L = M_w / M_d; M_w / M_d$ – значения молярных масс, рассчитываются для влажного и сухого газа соответственно;
 $K = Z_w(T, P, \{\chi_w\}) / Z_d(T_c, P_c, \{\chi_d\})$ – значения факторов рассчитываются для влажного газа при рабочих условиях и для сухого газа при стандартных условиях, соответственно.
 $Z_w(T, P, \{\chi_w\})$ и $Z_d(T_c, P_c, \{\chi_d\})$

Расчет расхода сухой части влажного СНГ газа осуществляется по формуле:

$$Q_{csc} = \frac{V_{csc}}{\tau}. \quad (4.10)$$

Расчет значений объема $V_c = V_{csc}$ и расхода $Q_c = Q_{csc}$ производится вычислителем СТД по измеренным значениям P_a и T , а также введенному в СТД компонентному составу СНГ, согласно паспорту качества газа.

Линия связи выполнена экранированным кабелем МКЭШ 7·0.5. С датчиков и блока электронного расходомера кабель выведен через герметичные кабельные вводы. Кабель длиной около 1 м с каждого датчика заканчивается разъемом ШР (пыле-влагозащищенного исполнения), который соединяется с ответной частью разъема ШР на коммутационной коробке. Таким образом не возникает проблем с монтажом/демонтажем датчиков, так как нет необходимости открывать герметичные клеммные отсеки датчиков для подключения кабеля связи.

Состав шкафа: шкаф исполнения IP54 с замками (может эксплуатироваться под открытым небом (при минусовых температурах может быть дооснащен ТЭНом); блок питания и связи (БПС) для расходомера, вычислитель СТД для приведения к стандартным условиям и архивации (на один вычислитель возможно завести несколько узлов учета); бок питания датчиков температуры и давления, модемы для телеметрии (Siemens MC35 – для связи по GSM-каналу и Acorp Sprinter 56k – при использовании телефонной сети), коммутационное электрооборудование (автоматы, розетки).

Взрывозащита по каналу расхода (частотный сигнал) обеспечена искробезопасными цепями блоком питания и связи, при необходимости можно дооснастить блоками искрозащиты токовые (4–20 мА) каналы давления и температуры.

Варианты снятия информации по узлу учета:

– визуально на месте с индикатора вычислителя: текущие значения температуры, давления, мгновенного расхода (рабочего и приведенного), накопленного объема (рабочего и приведенного);

– посредством ноутбука с установленной терминальной программой: мониторинг текущего состояния узла учета с интервалом от 6 сек., полный архив (с интервалом и, соответственно, временем интегрирования 1 час) измеряемых и накапливаемых значений, архив внештатных ситуаций, состав узла учета (параметры вычислителя, определяющие типы подключенных датчиков, метод приведения к стандартным);

– постоянное подключение к стационарному компьютеру на расстоянии от шкафа до 100 м в зависимости от трассы прокладки кабеля (обмен данными между компьютером и вычислителем ведется по интерфейсу RS-232), функциональные возможности те же, что и в предыдущем варианте;

– с удаленного компьютера посредством модемов, функциональные возможности те же, что в предыдущем варианте, но мониторинг возможен с интервалом от 3 мин. (при каждом опросе вычислителя компьютер инициализирует новое соединение). Плюсы этого варианта – снятие данных можно производить с любого компьютера, оснащенного модемом и с установленной терминальной программой (в том числе и из другого города). При отсутствии телефонной пары в месте установки шкафа и при невозможности ее обеспечения предусмотрен вариант использования сотового модема (при условии обеспечения покрытия зоны сетью мобильного оператора);

– получение архива на месте на принтер, подключенный непосредственно к вычислителю.



Рис. 4.16. Оптический расходомер и СИ температуры и давления на трубопроводе



Рис. 4.17. Загрязнение зеркала оптического расходомера



Рис. 4.18. Чистое работоспособное зеркало

4.2.3 На базе вихревого расходомера

В качестве рабочих СИ расхода и количества СНГ используется узел учета на базе вихревого расходомера ДРГ.М (ОАО ИПФ «Сибнефтеавтоматика», г. Тюмень) (Рис. 4.19), включающий измерительные участки (предвключенный $L_1 \geq 10$ Ду и поствключенный $L_2 \geq 5$ Ду; для сокращения длин измерительных

участков и формирования потока перед расходомером используется турбулизатор (формирователь потока).

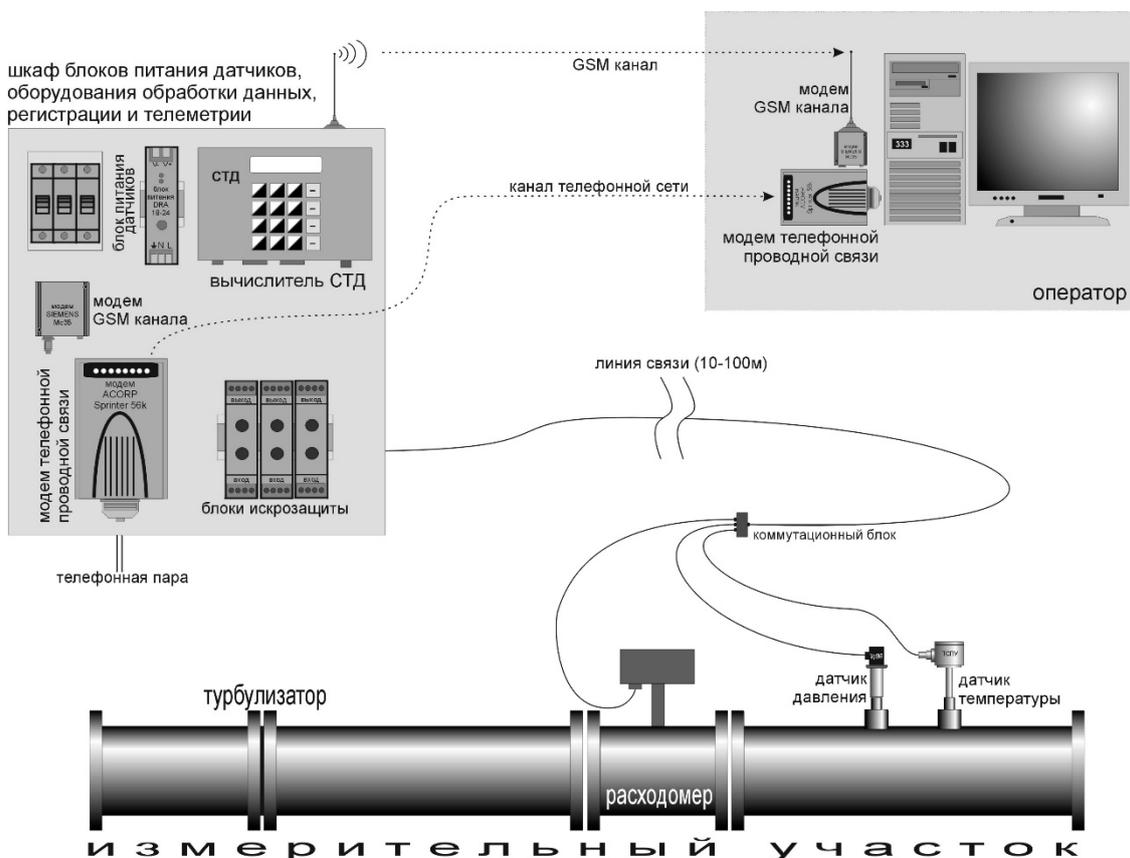
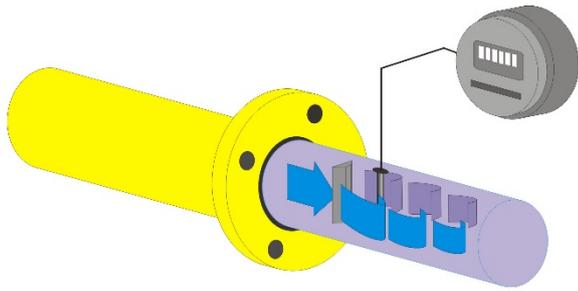


Рис. 4.19. Состав узла учета на базе вихревого расходомера вафельного способа монтажа

Принцип действия вихревого расходомера основан на эффекте формирования в следе за телом обтекания цепочки вихрей, так называемой «вихревой дорожки Кармана», частота следования которых в широком диапазоне скоростей потока пропорциональна объемному расходу. Чередующиеся перепады давления, вызванные возникновением вихрей, воспринимаются чувствительными элементами (пьезоэлектрические датчики давления), установленными за телом обтекания или в самом теле обтекания.

Данный сигнал не подвержен какому-либо дрейфу, отсюда – одно из важнейших преимуществ вихревого расходомера: устойчивость первичного сигнала при работе в загрязненной среде, например – в СНГ.



Частота образования вихрей (при $Re \geq 5000$) пропорциональна скорости потока:

$$f = St \cdot v/d, \quad (4.11)$$

где St – число Струхала, V – скорость потока, d – ширина (диаметр) тела обтекания.

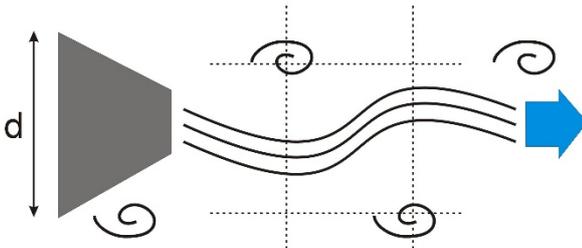


Рис. 4.20 – Схема образования вихрей

Следовательно, расход Q в $\text{м}^3/\text{ч}$ рассчитывается по формуле:

$$Q = 3600 \cdot C \cdot f_{\text{вых}}, \quad (4.12)$$

где $f_{\text{вых}}$ – частота импульсов с выхода датчика расхода в Гц, C – цена выходного импульса датчика расхода $\text{м}^3/\text{имп.}$

Модификация вихревого расходомера ДРГ.М:

- обладает высокой точностью измерения расхода в динамическом диапазоне измерений 1:40;
- пределы измерения расхода в рабочих условиях для различных модификаций от $4 \text{ м}^3/\text{ч}$ до $10\,000 \text{ м}^3/\text{ч}$;
- основная относительная погрешность $\leq 1.5 \%$;
- обладает стойкостью к загрязнениям;
- отсутствие подвижных частей, подверженных износу.



Рис. 4.21. УЗ-расходомер и вихревой (вафельного монтажа) расходомер последовательно (во времени) смонтированные на одном объекте для определения физического метода определения расхода и выбора средства измерения с лучшей фактической надежностью и достоверностью на данном объекте опытным путем.

Первоначально был установлен измерительный комплекс на базе ультразвукового расходомера ГУВР-011А2-К-Г (ООО «Росэнергоучет», г. Белгород).

Однако, конструкция расходомера, способ установки (вертикальный) и физический состав газа (наличие жидкой фракции) на данном объекте не позволило произвести эффективных замеров расхода.

Конденсирующаяся на стенках измерительного участка влага заполняла карманы датчиков нижней части катушки расходомера, что делало прохождение акустического сигнала невозможным.

Был установлен измерительный комплекс на базе вихревого расходомера ДРГ.М. с использованием подогревающего кабеля, данный состав оборудования хорошо себя зарекомендовал при реализованном методе монтажа измерительного участка на данном объекте.

4.2.4 Комбинированный мобильный комплекс

Данный СИКГ (Рис. 4.22) построен на базе вычислителя ВТД-У, одной пары датчиков давления и температуры, вихревого зондового расходомера ДРГ.МЗЛ (зондовый лубрикаторного типа) и оптического расходомера «Focus Probe».

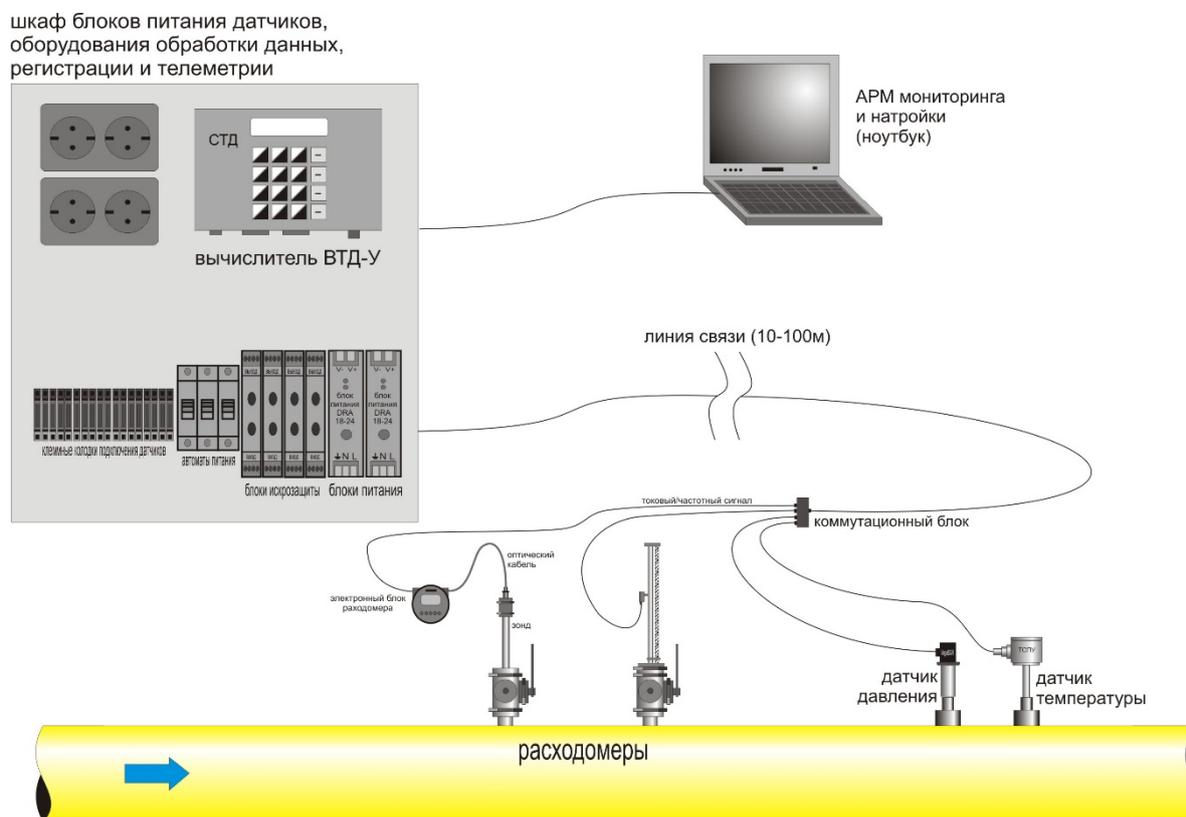


Рис. 4.22. Состав двухканального мобильного узла учета на базе вихревого расходомера и оптического расходомера.

На Рисунке 4.26 представлены различные модификации вихревых расходомеров ДРГ.М (ООО ИПФ «Сибнефтеавтоматика», г. Тюмень) и Endress+Hauser (Германия).

Пьезодатчики, расположенные за плохообтекаемым телом улавливают колебания давления, порождаемые срывающимися вихрями. В конденсатостойчивом исполнении датчики отделены от основных стенок трубопровода и расходомера, что позволяет при наличии жидкой фракции предохранять их от загрязнения.



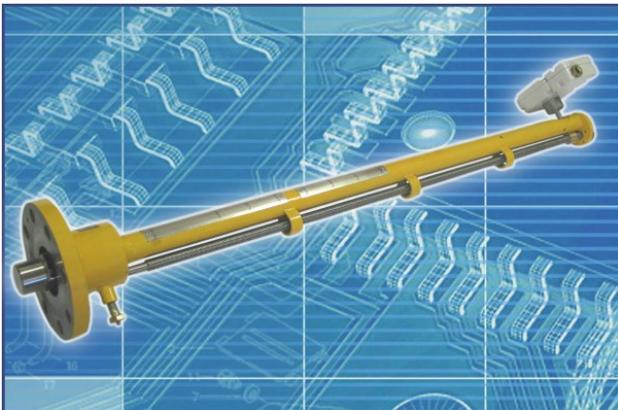
Рис. 4.23. Средства измерения двухканального СИКГ на трубопроводе



Рис. 4.24. Загрязненный датчик ДРГ.МЗЛ (но работоспособный)



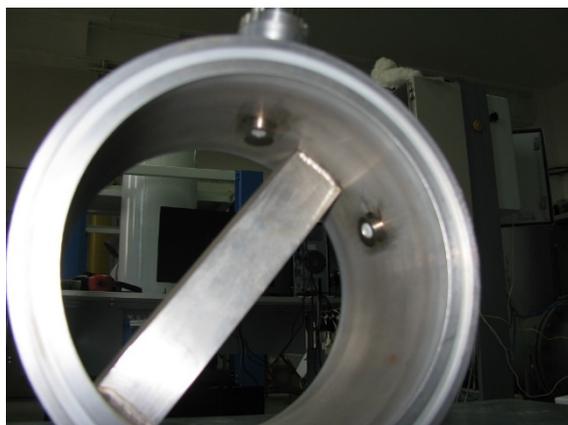
Рис. 4.25. Чистый датчик ДРГ.МЗЛ



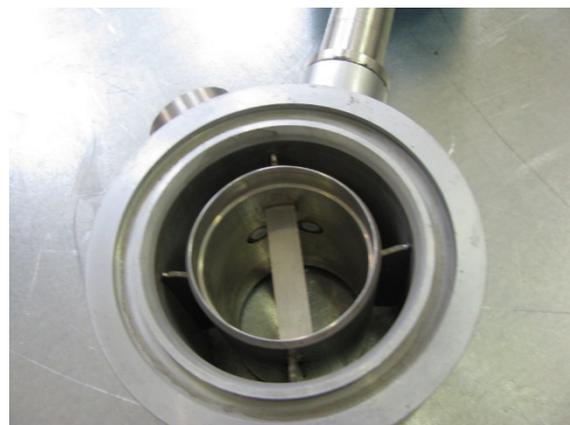
ДРГ.МЗЛ



ДРГ.М-80/160 (до ДРГ.М-10000)



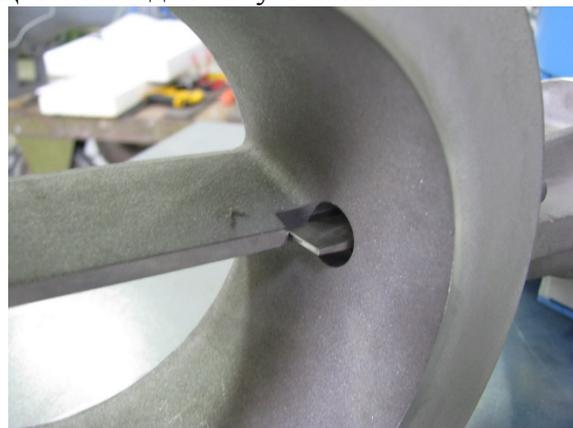
ДРГ.М (пьезодатчики)



ДРГ.М конденсатостойчивого исполнения



Endress+Hauser



Емкостной сенсор Endress+Hauser

Рис. 4.26. Различные модификации вихревых расходомеров ДРГ.М и Endress+Hauser

Датчик вихревого расходомера оказывает ключевое влияние на работоспособность, надежность и достоверность показателей всей измерительной системы. Емкостной сенсор Endress+Hauser полностью механически сбалансирован. Он реагирует только на измеряемую величину (вихрь), но не на вибрацию.

Применение при обследовании и при организации постоянного учета расходомеров зондового (лубрикаторного) типа позволяет производить их монтаж/демонтаж без остановки процесса (в том числе при первичном монтаже на трубопроводе точек присоединения к процессу).

4.3 Изготовление оптимизированного СИКГ на базе ИВК СНГ

По результатам проведенных инструментальных обследований с заказчиком согласовываются предлагаемые варианты реализации учета СНГ на выбранном объекте, разрабатываются проектные решения, проводится экспертиза комплектов документации, приобретается оборудование, изготавливаются элементы СИКГ и далее проводятся монтажные и пуско-наладочные работы непосредственно на объекте (Рис. 4.27).



Рис. 4.27. Изготовление элементов СИКГ

Предлагаемая схема организации учета свободного нефтяного газа с 4-х линий согласно ГОСТ8.733-2011 и пара с 1 линии на базе ИВК ПНГ (свидетельство об утверждении типа СИ рег.№47248-11)

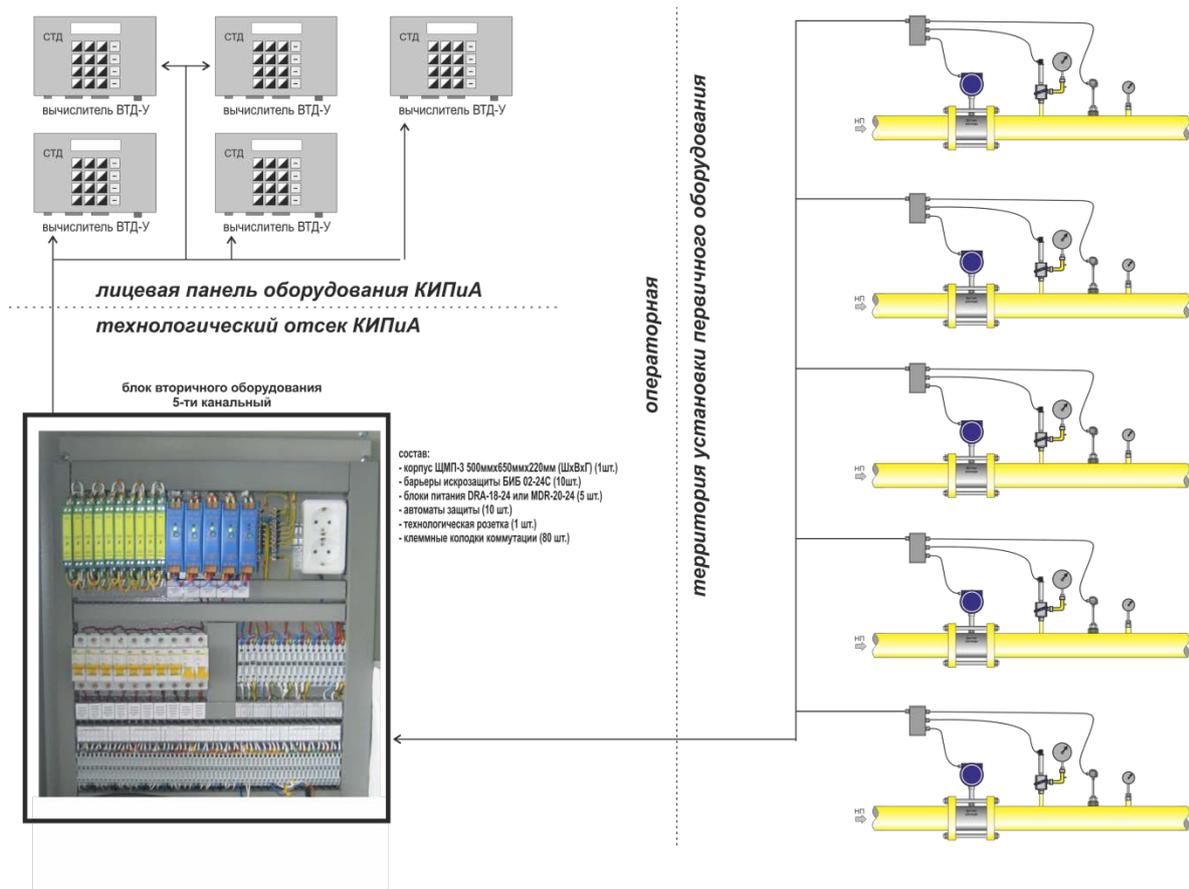


Рис. 4.28. Пятиканальная СИКГ



Рис. 4.29. Шкаф вторичного оборудования пятиканальной СИКГ



Рис. 4.30. Первичные СИ на трубопроводе (УЗ-расходомер FlowSick)



Рис. 4.31. Вычислители четырехканального СИКГ на щите в операторной



Рис. 4.32. Шкаф вторичного оборудования наружного исполнения с телеметрией по направленному радиоканалу



Рис. 4.33. ИВК-СИГ-У3 (FlowSick 100)



Рис. 4.34. ИВК-СНГ-УЗ (FlowSick 100 (лубрикаторный))



Рис. 4.35. ИЛ с СИ расхода (FlowSick S), давления и температуры с обогревом ИЛ

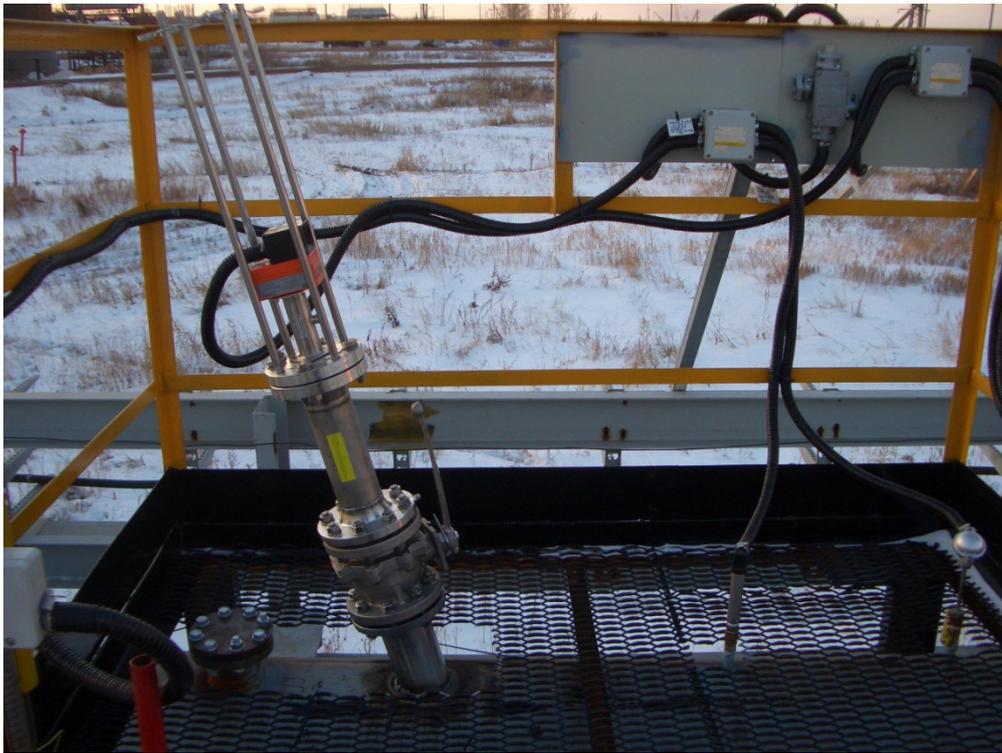


Рис. 4.36. ИЛ с СИ расхода (FlowSick PR – зондового типа с лубрикаторм), давления и температуры



Рис. 4.37. ИЛ с СИ расхода (ДРГ.М-160), давления и температуры



Рис. 4.38. Блок вторичного оборудования ИВК-СНГ (двухканальный)



Рис. 4.39. Вычислители ВТД-У на лицевой панели в операторной

4.4 Варианты реализации СИКГ



Технологические СИКГ



Хозрасчетные СИКГ



Коммерческие СИКГ



СИКГ на факельных линиях

Рис. 4.40. Варианты СИКГ

Технологические СИКГ предназначены для учета газа, потребляемого различными агрегатами (печи, газовые электрогенераторы, котельные) для составления и соблюдения режимных карт, для контроля КПД.

Хозрасчетные СИКГ – учет газа, передаваемого от подразделения в подразделение в одной организации или между организациями-партнерами для обеспечения хозяйственных и технологических нужд.

Коммерческие СИКГ – учет газа, поставляемого на коммерческой основе.

Факельные СИКГ – учет сжигаемого газа в целях стимулирования утилизации ПНГ и охраны окружающей среды.



Рис. 4.41. Вариант расположения в блок-боксе очистки и учета СНГ (основная и резервная линии)



Рис. 4.42. Блок-бокс очистки и учета СНГ (внешний вид)

4.5 Факторы, влияющие на достоверность



Рис. 4.43. Неверно выбранный участок газопровода для установки средств измерения – при отсутствии периодического осмотра узла учета при потеплении датчики оказались в зоне подтопления, в результате чего электроника датчиков была выведена из строя



Рис. 4.44. Отсутствие обогрева измерительного участка СИКГ и самого расходомера – обмерзание внутренней части расходомера: было заужено проходное сечение (в результате чего произошло искажение показаний о расходе), а затем обмерзание пьезодатчиков, (привело к полной потере работоспособности)



Рис. 4.45. Наличие в потоке ПНГ парафиновых фракций привело к образованию специфического налета на пьезодатчиках, ограничивающих их чувствительность, что приводит к искажению результатов измерений или полной неработоспособности расходомера



Рис. 4.46. Отсутствие на длинном участке трубопровода факельной линии, на котором расположен СИКГ (УЗ-расходомер) дренажных стоков приводит к частичному или полному подтоплению датчиков при нештатном сбросе газа с примесями нефти или конденсата, что также приводит к искажению результатов измерений или полной потере чувствительности датчиков.



Рис. 4.47. При нештатном аварийном сбросе газа с включениями нефти на факел происходит выброс и оседание в ближнем радиусе от факела горящих фракций – близкое к факелу расположение СИКГ повышает риск выведения из строя средств измерения из-за воздействия высокой температуры



Рис. 4.48. Наличие в потоке газа мелкодисперсных твердых частиц в совокупности с высоким влагосодержанием приводит к налипанию грязи на теплообтекатель и на сами датчики, что приводит к искажению результатов измерения расхода



Рис. 4.49. Недостаточная сепарация приводит к образованию налета на чувствительных элементах расходомера, что также приводит к понижению достоверности измерений



Рис. 4.50. Отсутствие обогрева штанги зондового лубрикаторного расходомера привело к образованию «шубы» в зоне расположения датчиков – штанга расходомера сработала в качестве «мостика холода» - расходомер производил недостоверные измерения



Рис. 4.51. Слишком большое влагосодержание в СНГ делает процесс достоверного измерения невозможным. Требуется сепарация



Рис. 4.52. Штанга, сработавшая в качестве «мостика холода» при отсутствии обогрева внешней части зондового расходомера обросла льдом, что сделало невозможным штатное извлечение расходомера без остановки процесса.
Примечание: положительная температура газа не позволила нарастсти «шубе» на чувствительном элементе – процесс измерения не нарушен



Рис. 4.53. Применение термально-массовых расходомеров при учете ПНГ не рекомендовано по причине присутствия в газе влаги (непостоянного во времени), т.к. нарушается сам процесс измерения скорости (расхода) по принципу теплообмена, что было неоднократно доказано полевыми сличительными испытаниями



Рис. 4.54. В данном случае наличие в потоке газа посторонних частиц и мелких предметов привело к стабильному искажению результатов измерения расхода – налипшая на теплообтекатель «чешуйка» изменила газодинамический характер срыва вихрей, что и привело к недостоверному учету



Рис. 4.55. Применение турбинных (и ротационных) расходомеров для учета СНГ также крайне не рекомендовано, так как это приводит не только к недостоверному учету, но и к выходу из строя и дорогостоящему ремонту самих расходомеров



Рис. 4.56. Сенсор термально-массового расходомера – произошло налипание пыли, присутствующей в СНГ в совокупности с периодическим присутствием влаги; как результат – существенное искажение результатов измерения до полной потери чувствительности датчика

4.6 Повышение надежности и достоверности учета

- Обогрев СИ:
 - термокапсулы (Рис. 4.57);
 - термочехлы (Рис. 4.58).
- Термозащита измерительной линии:
 - пассивная изоляция (Рис. 4.59);
 - греющий кабель (Рис. 4.60).
- Применение байпасных линий для проведения термо- или химической обработки трубопровода исключая на время проведения данных работ измерительную линию СИКГ (Рис. 4.61).
 - Включение в состав СИКГ резервной измерительной линии (Рис. 4.62).
 - Разработка и применение плана регламентных, планово-профилактических работ, учитывая технологические особенности объекта и состава СИКГ.



Рис. 4.57. Термокапсулы



Рис. 4.58. Термочехлы





Рис. 4.59. Пассивное утепление трубопровода с СИКГ в сочетании со «спутником» (параллельно идущий трубопровод с теплоносителем (пар или горячая вода))



Рис. 4.60. Применение греющего кабеля на участке СИКГ и байпасной линии для пропаривания трубопровода при его периодическом обмерзании в зимний период



Рис. 4.61. Монтаж измерительной линии СИКГ на искусственно приподнятом байпасном канале для исключения скапливания конденсата



Рис. 4.62. Применение резервной линии СИКГ и схемы обвязки, позволяющей включить основную СИКГ и резервную последовательно и провести контроль метрологических характеристик методом сличения

ГЛАВА 5 МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

5.1 Поверочные установки газовые

5.1.1. Государственный первичный эталон единиц объемного и массового расходов газа ГЭТ 118-2017 (ФГУП «ВНИИР»)

ГЭТ 118-2017 [15] находится во главе государственной поверочной схемы, обеспечивая единство измерений объемного и массового расходов газа в Российской Федерации. ГЭТ 118-2017 предназначен для хранения и воспроизведения единиц объемного и массового расходов газа, передачи размеров единиц рабочим эталонам и средствам измерений в целях обеспечения единства измерений объемного и массового расходов газа. Метрологические характеристики ГЭТ 118-2017 представлены в Таблице 5.1.

Таблица 5.1.

Метрологические характеристики ГЭТ 118-2017

Параметр	Значение
Диапазон воспроизведения объемного (массового) расхода газа, м ³ /ч (кг/ч)	от $3 \cdot 10^{-4}$ до 16000 (от $3.6 \cdot 10^{-4}$ до 19200)
Диапазон абсолютного давления рабочей среды, кПа	от 96 до 1000
Среднее квадратическое отклонение результата измерений при 11 независимых измерений, %	от 0.01 до 0.03
Неисключенная систематическая погрешность при доверительной вероятности 0.99, %	от 0.05 до 0.12
Расширенная неопределенность при коэффициенте охвата $k = 2$, %	от 0.06 до 0.11

Измерительные и калибровочные возможности ГЭТ 118 подтверждены результатами сличений КОOMET 219/SK-a/00, КОOMET 412/UA/07, а также трехсторонних сличений с Германией и Китаем.

ГЭТ 118-2017 создан в интересах предприятий газодобывающей и перерабатывающей отраслей, ТЭК и ЖКХ, авиационной, космической, химической, пищевой и нефтехимической отраслей промышленности.

ГЭТ 118-2017 представляет собой комплекс из пяти эталонных установок, представленных на Рисунке 5.1.



ЭУ-1



ЭУ-2



ЭУ-3



ЭУ-5



ЭУ-4

Рис. 5.1. Состав ГЭТ 118-2017 [15]

5.1.2 Поверочные установки серии УПРГ (ООО «Газприборсервис»)

ООО «Газприборсервис» изготавливает установки поверочные расходомерные газовые (УПРГ), предназначенные для поверки (согласно ГОСТ 8.324-2002, ГОСТ 8-615-2005, ГОСТ 8-733-2011, ПР 50.2.019-2006), калибровки и градуировки на воздухе счетчиков газа (турбинных, ротационных, вихревых, ультразвуковых, оптических, термально-массовых и других) в диапазоне от 0.01 м³/ч до 6500 м³/ч (и более при необходимости).

Принцип действия: сличение расхода (накопленного объема) поверяемого расходомера, приведенного к одинаковым условиям, с эталонным расходом (накопленным объемом). Направление потока измеряемой среды (воздуха) – «на всасывание». Поток измеряемой среды проходит последовательно поверяемый преобразователь расхода, затем эталон (набор критических сопел или мастер-счетчик). Постоянство температуры и давления измеряемой среды на входе в поверяемую установку обеспечивает стабильность расхода в процессе проведения испытаний.

Набор, тип и количество СИ расхода определяется из технических требований на установку (диапазон воспроизводимых расходов, желаемая потребляемая мощность).

УПРГ комплектуется измерительными участками (пост- и предвключенными, с точками отбора давления и температуры) разных типоразмеров с переходами на входной коллектор эталонной части Установки (облегченные, из нержавеющей стали).

Также изготавливаются приборные измерительные секции (облегченные, из нержавеющей стали) с комплектом монтажных частей под необходимые типы испытываемых приборов.

Для ускорения и облегчения процесса монтажа и демонтажа все соединения на участке испытываемого прибора (переходы на разные Ду, пост- и предвключенные участки, приборная измерительная секция, отбор давления) выполнены с помощью быстроразъемных соединений.

Возможна комплектация вспомогательным оборудованием – тележками с регулируемым по высоте гидравлическим подъемником-столом, стойками-опорами под трубы с регулировкой по высоте.

Конструктивно возможна поверка приборов фланцевых (вафельных), погружных, врезных (изготавливается приборная измерительная секция), Ду от 25 мм до 250 мм (и более при необходимости).

По выходному сигналу возможна поверка приборов с токовым (активным и пассивным) выходом (4–20 мА, 0–20 мА, 0–5 мА), с частотно-импульсным выходом (типа открытый коллектор), возможность поверки одновременно по обоим каналам).

На УПРГ возможно проведение поверки таких приборов как:

RVG, TRZ, СГ-16М, ДРГ.М, ДРГ.МЗ-л, Prowirl 72, FlowSick100, FlowSick600, Rosemount 8800, СУРГ, KURZ MFT, Proline t-mass 65, Метран-331, Метран-350, Агат-1М, ГСБ, Ritter, TERZ-91 (и другие при необходимости).

Возможности программного обеспечения:

по алгоритмам:

- приведение эталона и поверяемого прибора к стандартным условиям (возможность задания значений стандартных условий);
- приведение эталона к условиям поверяемого прибора;
- возможность расчета относительной или приведенной погрешности (отдельно для частотно-импульсного и токового каналов);

по интервалу времени:

- поверка по времени;
- поверка по накопленным импульсам поверяемого прибора;
- поверка приборов, не имеющих выходного сигнала (старт/стоп измерений с кнопки внешнего пульта);

по сервисным функциям:

- в автоматическом режиме (задание контрольных точек, времени прогона и количество прогонов на каждой точке);

- в полуавтоматическом режиме (поочередное задание контрольных точек и времени прогона в процессе проведения поверки, анализ результатов после продувки на каждой точке, принятие решения об игнорировании результата или записи в протокол);
- в произвольном режиме (полное управление элементами Установки с мнемосхемы оператором);
- ведение базы данных поверяемых приборов с результатами проверок (с подключаемой базой данных «справочник типов приборов»);
- возможность самодиагностики и сигнализирования о неисправностях;
- гибкая настроечная база данных установки (возможность замены эталонных СИ на СИ с другими диапазонами).

При необходимости степень автоматизации установки может быть упрощена: управление запорной арматурой возможно производить оператором вручную – с помощью тумблеров пульта управления установкой (в этом случае, соответственно, невозможны автоматические и полуавтоматические режимы). Также можно отказаться от пневмосистемы установки – перенаправление потока рабочей среды будет производиться оператором переключением непосредственно самой задвижки (крана).

С целью исключения коррозии внутренней части измерительных линий и самой установки оборудование изготавливается из нержавеющей стали 12Х18Н10Т.

5.1.2.1. Установка поверочная расходомерная газовая УПРГ-2500 (на критических соплах)

Принцип действия установки основан на измерении объема воздуха, прошедшего через поверяемый счетчик газа, и объема воздуха, прошедшего через блок критических сопел за фиксированное время, и сравнении приведенных к одинаковым условиям объема, измеренного блоком критических сопел, с объемом, измеренным поверяемым счетчиком газа. Метрологические и технические характеристики установки представлены в Таблице 5.2.

Таблица 5.2.

Метрологические и технические характеристики УПРГ-2500

Параметр	Значение
Измеряемая среда	воздух
Установка воспроизводит расходы воздуха, м ³ /ч	0.01–2 500
Пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведения расходов, %, не более	± 0,3
Напряжение питания установки, В	380 ± 38 220 ± 22
Частота напряжения питания установки, Гц	50.0 ± 0.4
Мощность, потребляемая установкой, кВт, не более	75.0
Средний срок службы, лет	10
Параметры окружающей среды:	
температура, °С	20 ± 5
относительная влажность, %	30–80
атмосферное давление, кПа	84–106.7
Габаритные размеры, мм, ШхДхВ, не более	5500x11500x2400
Масса, кг, не более	4000

УПРГ-2500 имеет автономную пневмосистему, три генератора расхода, два блока критических сопел. На Рисунках 5.2-5.14 представлен состав и размещение данной поверочной установки.

УПРГ-2500 разработана и изготовлена по заказу ОАО «Сургутнефтегаз». и внесена в Государственный Реестр средств измерений. На Рисунке 5.15 представлено свидетельство об утверждении типа УПРГ-2500.

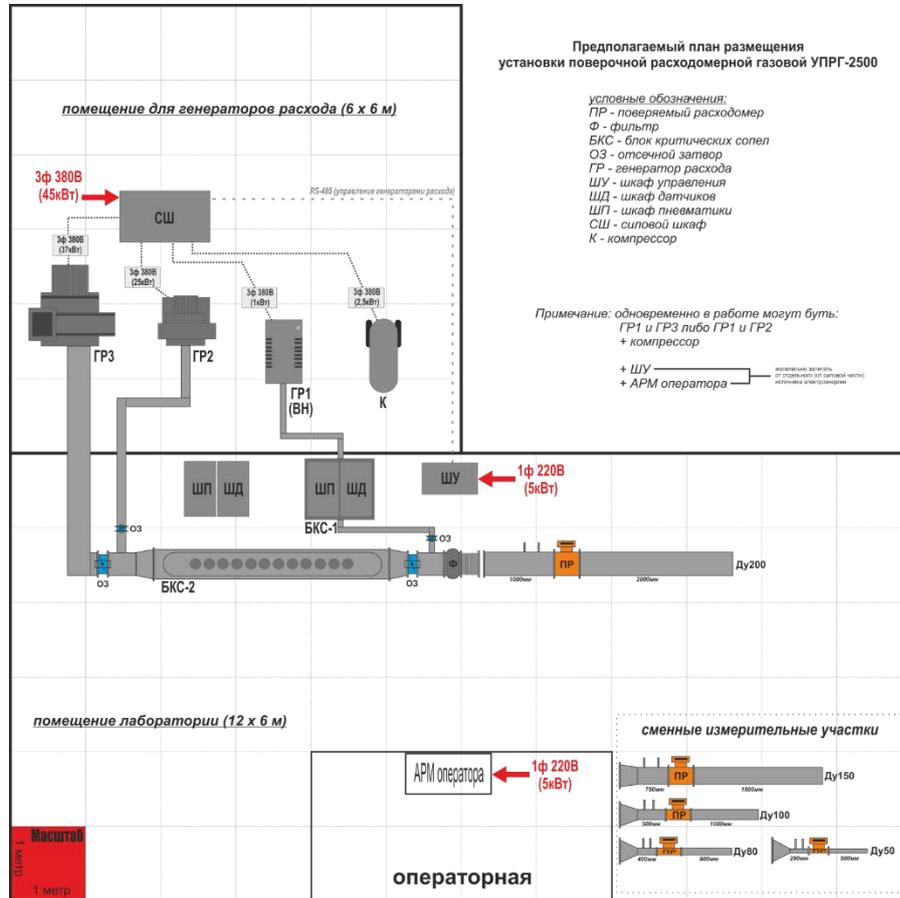


Рис. 5.2. Схема УПРГ-2500



Рис. 5.3. Блок (большой) критических сопел УПРГ-2500



Рис. 5.4. Блок (малый) критических сопел УПРГ-2500

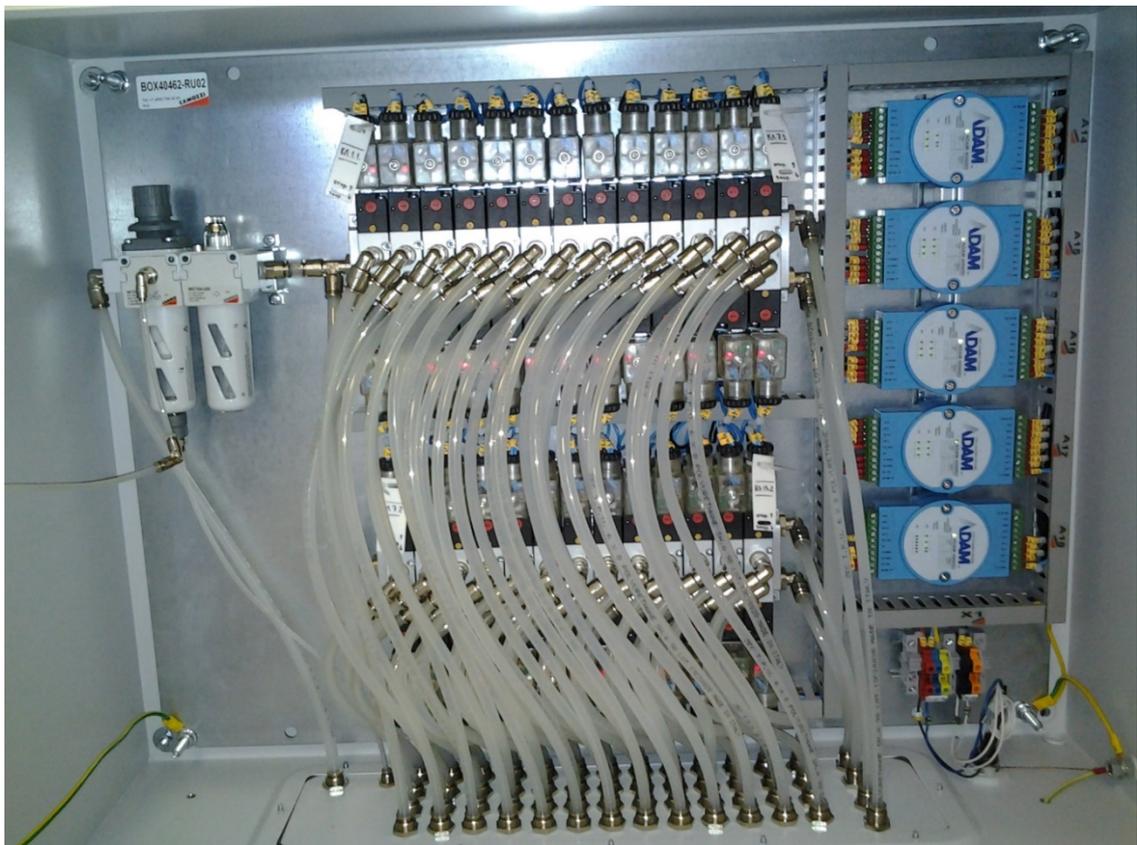


Рис. 5.5. Шкаф пневматики УПРГ-2500



Рис. 5.6. Шкаф датчиков УПРГ-2500



Рис. 5.7. Испытуемый прибор (зондовый) на стенде УПРГ-2500



Рис. 5.8. Испытуемый прибор (фланцевый) на стенде УПРГ-2500



Рис. 5.9. Испытуемый прибор (TRZ) на стенде УПРГ-2500



Рис. 5.10. Испытуемый прибор (Ritter, без электрического выхода) на стенде УПРГ-2500



Рис. 5.11. Генераторы расхода УПРГ-2500



Рис. 5.12. АРМ оператора УПРГ-2500



Рис. 5.15. Свидетельство об утверждении типа УПРГ-2500

5.1.2.2. Установка поверочная расходомерная газовая УПРГ-6000 (на мастер-счетчиках)

Установка поверочная расходомерная газовая УПРГ-6000 предназначена для поверки, калибровки и градуировки на воздухе счетчиков газа с диаметром условного прохода от 50 до 500 мм и диапазоном расходов от 3 до 4000 м³/ч (6500 м³/ч).

Принцип действия установки основан на измерении объема воздуха, прошедшего через поверяемый счетчик газа, и объема воздуха, прошедшего через эталонный счетчик газа за фиксированное время, и сравнении приведенных к нормальным условиям измерений (20 °С, нулевое избыточное давление) объема, измеренного эталонным счетчиком газа, с объемом, измеренным поверяемым счетчиком газа. Метрологические и технические характеристики установки представлены в Таблице 5.3.

Таблица 5.3.

Метрологические и технические характеристики УПРГ-6000

Параметр	Значение
Измеряемая среда	воздух
Установка воспроизводит расходы воздуха, м ³ /ч	3–4 000
Пределы допускаемой относительной погрешности установки, %, не более	± 0.3
Температура измеряемой среды, °С	20 ± 5
Напряжение питания установки, В	380 ± 38
Мощность, потребляемая установкой, кВт, не более	25,0
Средний срок службы, лет	10
Параметры окружающей среды:	
температура, °С	20 ± 5
относительная влажность, %	30–80
атмосферное давление, кПа	84–106,7
Габаритные размеры, мм, ШхДхВ, не более	6000x12000x2000
Масса, кг, не более	1500

Установка имеет три эталонных линии с турбинными мастер-счетчиками, одну эталонную линию с ротационным мастер-счетчиком, два генератора расхода, не имеет пневмосистемы управления запорной арматурой, реализован один алгоритм сличения (приведение к стандартным условиям), поддержки базы данных не имеет. На Рисунках 5.16–5.21 представлен состав и размещение данной поверочной установки.

Соединения измерительных участков – фланцевое (облегченные фланцы, тонкостенные трубы).

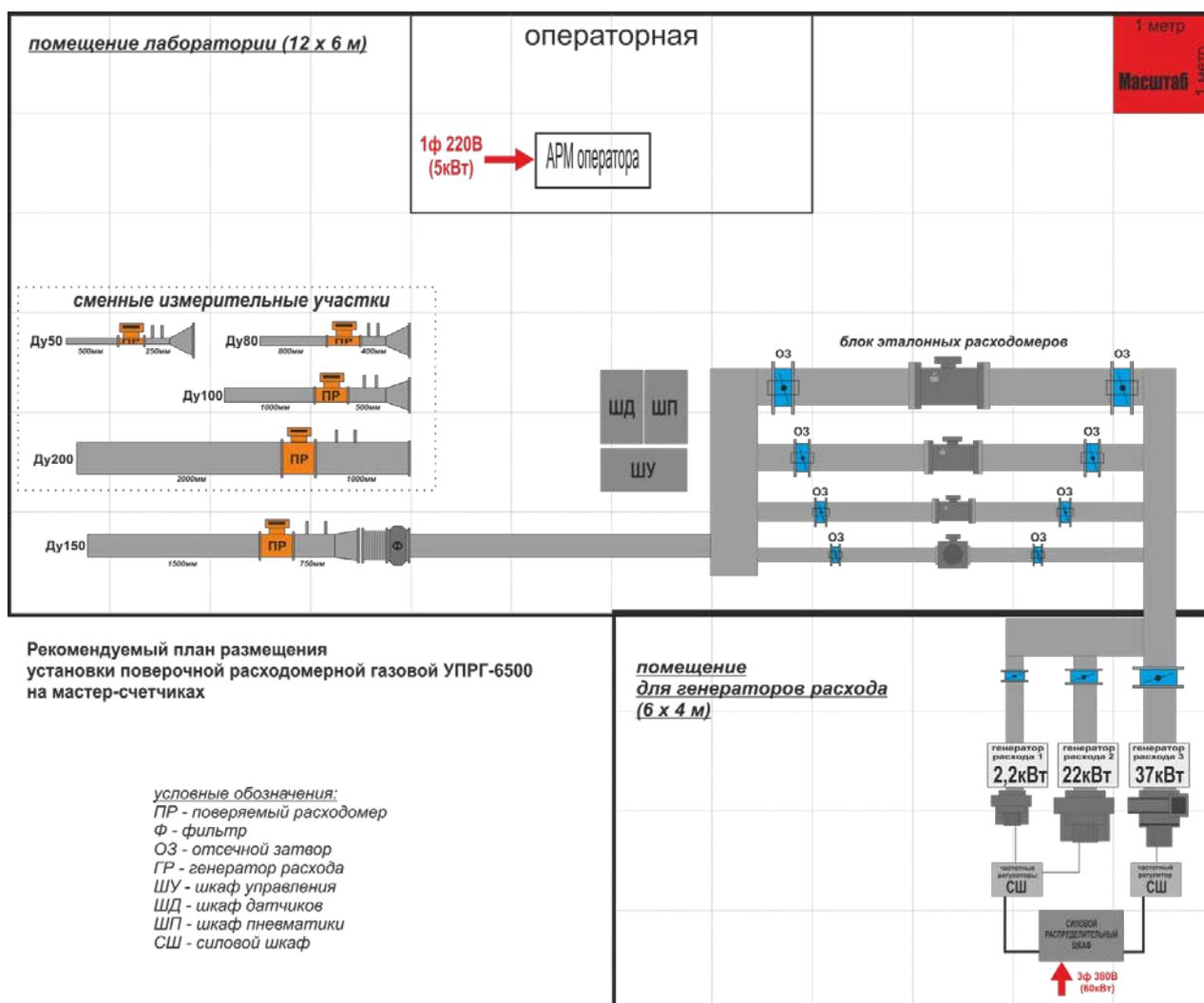


Рис. 5.16. УПРГ-6000 на мастер-счетчиках



Рис. 5.17. Эталонные счетчики и воздуховуки с блоками управления расходом УПРГ-6000



Рис. 5.18. АРМ оператора (СОИ) УПРГ-6000



Рисунок 5.19. Испытательный участок УПРГ-6000



Рис. 5.20. Сменные ИУ УПРГ-6000

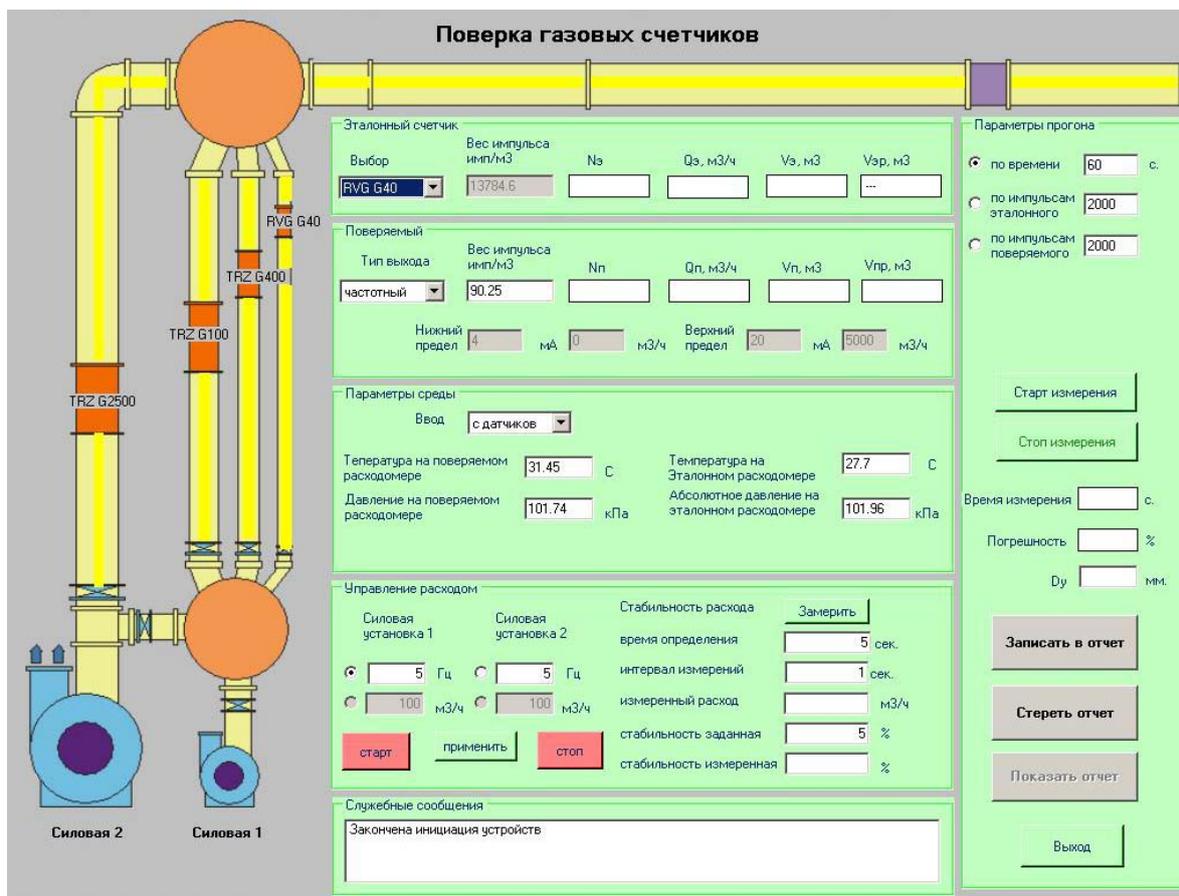


Рис. 5.21. Мнемосхема УПРГ-6000

Данная поверочная установка внесена в Государственный Реестр средств измерений и успешно эксплуатируется в лаборатории ОАО «Газприборсервис» при поверке приборов по заказам предприятий и при создании других поверочных установок. На рисунке 5.22 представлено свидетельство об утверждении типа УПРГ-6000.



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

PATTERN APPROVAL CERTIFICATE OF MEASURING INSTRUMENTS

RU.E.29.141.A № 40724

Действительно до
бессрочное

Настоящее свидетельство удостоверяет, что на основании положительных результатов испытаний утвержден тип установки поверочной расходомерной газовой УПРГ-6000

наименование средства измерений

ООО "Газприборсервис", г.Казань

наименование предприятия-изготовителя

который зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 45131-10 и допущен к применению в Российской Федерации.

Свидетельство распространяется на партию в количестве 1 шт., заводские номера 1.

Описание типа средства измерений приведено в приложении к настоящему свидетельству.

Заместитель
Руководителя



В.Н.Крутиков

20 " 10 " 2016 г.

400724

Рис. 5.22. Свидетельство об утверждении типа УПРГ-6000

5.1.2.3 Установка для поверки счетчиков газа УПГ-1600 (комбинированная)

Принцип действия установки основан на измерении объема воздуха, прошедшего через поверяемый счетчик газа, и объема воздуха, прошедшего через блок критических сопел (или мастер-счетчик) за фиксированное время, и сравнении приведенных к одинаковым условиям объема, измеренного блоком критических сопел (или мастер-счетчиком) и объема, измеренного поверяемым счетчиком газа. Метрологические и технические характеристики установки представлены в Таблице 5.4.

Таблица 5.4.

Метрологические и технические характеристики УПГ-1600

Параметр	Значение	
Измеряемая среда	воздух	
Установка воспроизводит расходы воздуха, м ³ /ч	0.01–1 600	
Пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведения расходов, %, не более	± 0,3	
Напряжение питания установки, В	380 ± 38	
	220 ± 22	
Частота напряжения питания установки, Гц	50 ± 0,4	
Мощность, потребляемая установкой, кВт, не более	35.0	
Средний срок службы, лет	10	
Параметры окружающей среды:		
	температура, °С	20 ± 5
	относительная влажность, %	30–80
атмосферное давление, кПа	84–106,7	
Габаритные размеры, мм, ШхДхВ, не более	7600x2900x1600	
Масса, кг, не более	2000	

УПГ-1600 имеет автономную пневмосистему, три генератора расхода, два блока критических сопел, мастер-счетчик.

Общая идеология построения и возможности идентичны установке УПРГ-2500.

При необходимости данная схема организации поверочной установки позволяет создавать поверочные установки с верхним пределом воспроизведения расхода $6500 \text{ м}^3/\text{ч}$ и выше. На Рисунке 5.23 представлен состав и план размещения оборудования поверочной установки УПГ-1600.

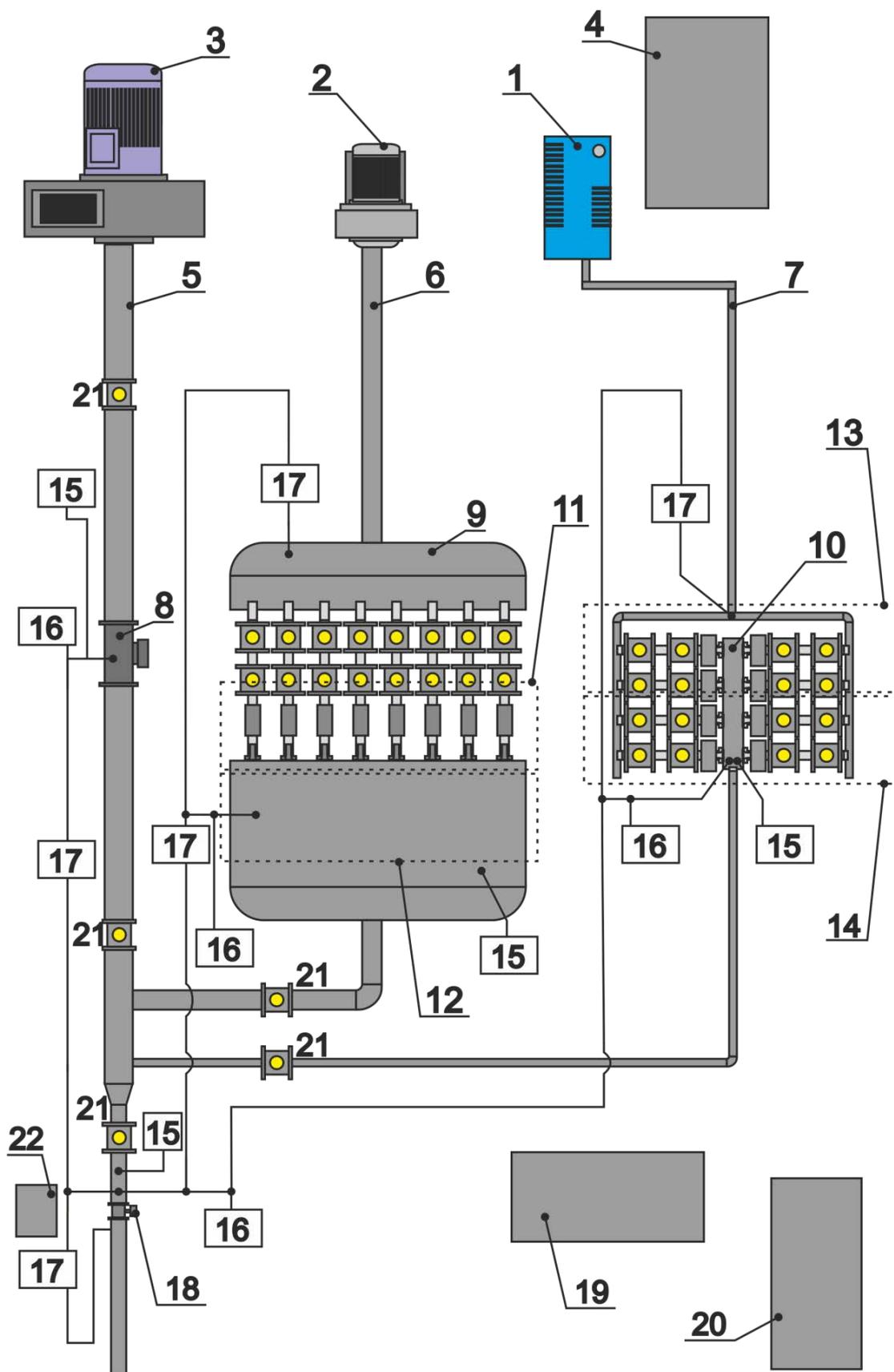


Рис. 5.23. Схема УПГ-1600

- 1 – Генератор расхода 1 (вакуумный насос);
- 2 – Генератор расхода 2 (вихревая воздуходувка);

- 3 – Генератор расхода 3;
 - 4 – Силовой шкаф (с частотными преобразователями);
 - 5 – Измерительная линия 3 (эталона);
 - 6 – Измерительная линия 2 (эталона);
 - 7 - Измерительная линия1 (эталона);
 - 8 – Эталонный расходомер;
 - 9 – Блок критических сопел 2;
 - 10 – Блок критических сопел 1;
 - 11 – Шкаф пневматики линии 2, линии 3 и измерительной линии поверяемого расходомера;
 - 12 - Шкаф датчиков линии 2, линии 3 и измерительной линии поверяемого расходомера;
 - 13 - Шкаф пневматики линии 1;
 - 14 - Шкаф датчиков линии 1;
 - 15 – Датчик температуры;
 - 16 – Датчик давления (абсолютного);
 - 17 – Датчик перепада давлений;
- Примечание: датчики перепада и датчики абсолютного давления размещены в шкафах датчиков, на данной схеме указаны точки отбора давлений и условные линии к самим датчикам.
- 18 – Измерительная линия поверяемого расходомера с установленным на ней поверяемым расходомером;
 - 19 – Шкаф управления;
 - 20 – АРМ оператора;
 - 21 – отсекающие затворы;
 - 22 – шкаф коммутации.

На рисунках 5.24-5.28 представлен состав и размещение данной поверочной установки.

Данная поверочная установка внесена в Государственный Реестр средств измерений и успешно эксплуатируется в Базовой лаборатории метрологии

ОАО «Сургутнефтегаз». На Рисунке 5.29 представлено свидетельство об утверждении типа УПГ-1600.



Рис. 5.24. Блок (малый) критических сопел УПГ-1600



Рис. 5.25. Общий вид установки УПГ-1600



Рис. 5.26. Силовая часть установки УПГ-1600



Рис. 5.27. Шкаф управления УПГ-1600

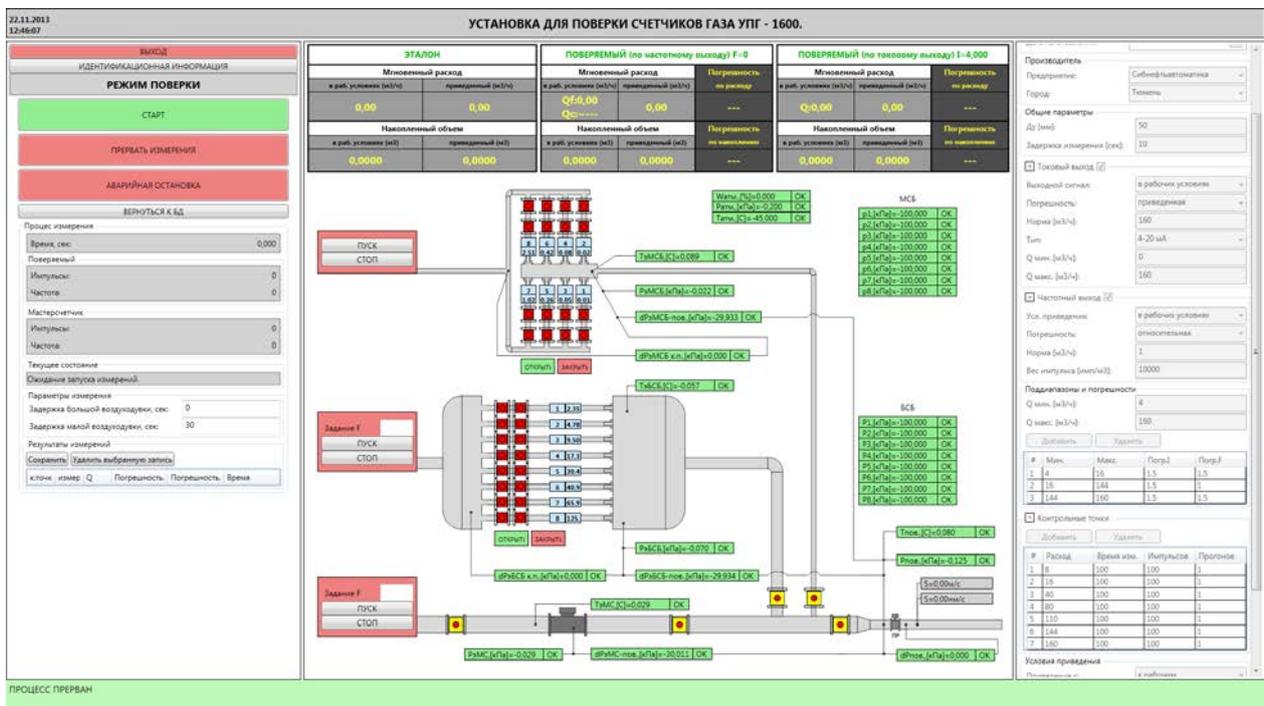


Рис. 5.28. Мнемосхема режима поверки УПГ-1600



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.29.141.A № 53578

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ
Установка для поверки счетчиков газа УПГ-1600

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 01

ИЗГОТОВИТЕЛЬ
ООО "Газприборсервис", г. Казань

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 56016-13

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ
МП 56016-13

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 2 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от **19 декабря 2013 г. № 1497**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства



Ф.В.Булыгин

"26" 12 2013 г.

Серия СИ

№ **013283**

Рис. 5.29. Свидетельство об утверждении типа УПГ-1600

5.2 Поверочные установки жидкостные

5.2.1. Трубопоршневая поверочная установка «НАФТА ПРУВЕР»

Трубопоршневая поверочная установка (ТПУ) (Рис. 5.30) [16] предназначена для поверки и контроля метрологических характеристик расходомеров.



Рис. 5.30. Общий вид ТПУ

ТПУ действуют по принципу вытеснения шаровым поршнем, увлекаемым потоком рабочей жидкости, определенного заранее известного объема жидкости из калиброванного участка трубопоршневого устройства. Вытесненный объем рабочей жидкости протекает через поверяемый преобразователь расхода или поверяемую ТПУ, сигнал с которых подается на вход вторичной электронной аппаратуры. Накопленное за время прохождения шаровым поршнем калиброванного участка количество импульсов преобразователя расхода соответствует объему калиброванного участка ТПУ.

Типовой состав ТПУ:

- калиброванный участок;
- детекторы прохождения шарового поршня;
- кран-манипулятор приемно-пусковой камеры с электроприводом;
- шаровый поршень;

– датчики температуры и термометры, преобразователи давления и манометры, установленные на входном и выходном трубопроводах ТПУ.

Для измерений температуры применяются преобразователи температуры или термометры с пределами допускаемой абсолютной погрешности при измерениях температуры не более ± 0.2 °С. Для измерений давления применяются преобразователи давления или манометры с пределами допускаемой приведенной погрешности при измерениях давления ± 0.6 % для манометров и ± 0.5 % для преобразователей давления. Применяются средства измерений температуры и давления утвержденного типа.

ТПУ содержат узлы взрывозащищенного исполнения и могут устанавливаться во взрывоопасных помещениях и открытых установках, в которых могут образовываться взрывоопасные смеси паров и газов с воздухом. ТПУ изготавливаются в передвижном и стационарном исполнении и могут устанавливаться как в блок-боксе, так и на открытом воздухе. Для защиты от несанкционированного доступа калиброванный участок, сигнализаторы, датчики температуры и преобразователи давления пломбируются.

Виды ТПУ «НАФТА-ПРУВЕР»:

«НАФТА-ПРУВЕР» – 100

- Измеряемая среда: вода, нефть, нефтепродукты, газовый конденсат, жидкие углеводороды, промышленные жидкости;
- Рабочий диапазон расхода: от 5 до 100 м³/ч;
- Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении вместимости калибровочного участка: ± 0.05 % (по МИ 1972), ± 0.1 % (по МИ 2974, МИ 3268);
- Номинальное значение вместимости калибровочного участка при температуре 20 °С и избыточном давлении равным нулю: от 0.4 до 0.55 м³.

«НАФТА-ПРУВЕР» – 300

- Измеряемая среда: вода, нефть, нефтепродукты, газовый конденсат, жидкие углеводороды, промышленные жидкости;
- Рабочий диапазон расхода: от 20 до 300 м³/ч;
- Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении вместимости калибровочного участка: ± 0.05 % (по МИ 1972), ± 0.1 % (по МИ 2974, МИ 3268);
- Номинальное значение вместимости калибровочного участка при температуре 20 °С и избыточном давлении равным нулю: от 1.2 до 1.55 м³.

«НАФТА-ПРУВЕР» – 500

- Измеряемая среда: вода, нефть, нефтепродукты;
- Рабочий диапазон расхода: от 50 до 500 м³/ч;
- Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении вместимости калибровочного участка: ± 0.05 %;
- Номинальное значение вместимости калибровочного участка при температуре 20 °С и избыточном давлении равным нулю: от 2.0 до 2.75 м³.

5.2.2. Двухнаправленная трубопоршневая поверочная установка («Системы нефть и газ» (OGS))

Двухнаправленные ТПУ (Рис. 5.31) [17] предназначены для проведения поверки, калибровки и контроля метрологических характеристик средств измерений объема и массы на месте эксплуатации без нарушения процесса учета рабочего продукта. ТПУ производительностью до 1100 м³/час могут производиться как в мобильном, так и в стационарном варианте, ТПУ с более высокой производительностью – в стационарном варианте.

В двухнаправленной конструкции ТПУ объем измерительного участка принимается за проход поршня в обоих направлениях, вследствие чего компенсируется погрешность срабатывания детекторов, за счет чего достигается увеличение достоверности измерений и улучшение повторяемости.



Рис. 5.31. Двухнаправленная ТПУ

В двухнаправленных ТПУ, благодаря достаточному объему измерительного участка, достоверные метрологические характеристики гарантируются без применения компаратора.

ТПУ представляет собой установку двухнаправленного действия, в качестве переключателя потока применяется четырехходовой кран с контролем

герметичности, двух камер приема/пуска шарового поршня. Измерительный участок изготавливается из труб и отводов, калиброванных по внутреннему диаметру. Измерительный участок ограничен детекторами, которые фиксируют прохождение шарового поршня.

В процессе поверки расходомера шаровой поршень, находящийся внутри пусковой камеры, увлекается потоком жидкости и начинает движение в направлении противоположной камеры приема-пуска. Попадая в разгонный участок ТПУ, поршень полностью перекрывает внутреннее сечение ТПУ и движется вместе с жидкостью с одной и той же скоростью.

При прохождении поршня детектор генерирует сигнал, разрешающий отсчёт импульсов от поверяемого преобразователя расхода (ПР). Когда поршень достигает второго детектора, генерируемый им сигнал дает команду на прекращение отсчёта импульсов. По числу импульсов, поступивших с преобразователя расхода и фиксированному объёму калиброванного участка ТПУ, находящегося между детекторами, определяется коэффициент преобразования ПР. Далее поршень попадает в противоположную камеру ТПУ и остается там до тех пор, пока 4-х ходовой кран не изменит направление потока жидкости внутри пружера на противоположное. Далее шаровой поршень увлекается потоком идущим в противоположном направлении и процесс поверки повторяется вновь.

Благодаря многократным перемещениям шарового поршня между пусковыми камерами внутри ТПУ и подсчету количества импульсов, поступивших с преобразователя расхода за каждый проход шаровым поршнем калиброванного участка между детекторами, набираются статистические результаты измерений, которые позволяют получить метрологические характеристики расходомера с высокой достоверностью. Установка дополнительных детекторов прохождения поршня позволяет существенно сократить время поверки расходомеров.

5.2.3 Государственный первичный специальный эталон единицы объемного и массового расхода нефтепродуктов ГЭТ 120-2010

Государственный первичный специальный эталон единицы объемного и массового расхода нефтепродуктов ГЭТ 120-2010 (Рис. 5.31) [18] утвержден Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 4 марта 2011 г. № 892.



Рис. 5.31. Общий вид ГЭТ 120-2010

ГЭТ 120-2010 предназначен для воспроизведения и хранения единиц объемного и массового расхода нефтепродуктов и передачи единиц вторичным эталонам, рабочим эталонам и рабочим средствам измерений методами непосредственного сличения, косвенных измерений и сличения при помощи эталонов сравнения в соответствии с ГОСТ 8.373-2012.

Таблица 5.5

Метрологические и технические характеристики ГЭТ 120-2010

Параметр	Значение
Диапазон расхода, т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$)	0.01–50
Расширенная неопределенность, %	0.03
Объемный расход, $\text{м}^3/\text{ч}$	0.01–50.0
Массовый расход, т/ч	0.01–50.0

5.2.4 Государственный первичный специальный эталон единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019

Государственный первичный специальный эталон единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019 (Рис. 5.32) [19], утвержденный приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2019 г. № 3394, предназначен для воспроизведения и хранения единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости и передачи их вторичным эталонам, рабочим эталонам 1-го, 2-го и 3-го разрядов и средствам измерений в целях обеспечения единства измерений массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости.



ЭУ-1



ЭУ-2



ЭУ-3

Рис. 5.32. Общий вид ГЭТ 63-2019

ЭУ-1, ЭУ-2 и ЭУ-3 включают в себя системы хранения и дренажа рабочей жидкости, системы создания и стабилизации расхода рабочей жидкости,

системы регулирования расхода рабочей жидкости, системы переключения потока, блоки взвешивания рабочей жидкости, системы температурной стабилизации рабочей жидкости, системы химводоочистки, системы поддержания параметров окружающей среды, комплекты эталонов сравнения. В качестве рабочей жидкости в ГЭТ 63-2017 используется вода по СанПиН 2.1.4.1074 при температуре от 15 °С до 25 °С.

ЭУ-1 обеспечивает воспроизведение единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости в диапазоне значений массового и объемного расходов жидкости от 2.5 до 500 т/ч (м³/ч) со средним квадратическим отклонением (СКО) результата измерений $S_{\rho}\%$, не превышающим $0.62 \cdot 10^{-2}$ при 11 независимых измерениях, с неисключенной систематической погрешностью (НСП), $\Theta 10^{-2}$ при доверительной вероятности $P = 0.95$.

ЭУ-2 обеспечивает воспроизведение единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости в диапазоне значений массового и объемного расходов жидкости от 0.01 до 50 т/ч (м³/ч) со средним квадратическим отклонением (СКО) результата измерений $S_{\rho}\%$, не превышающим $0.54 \cdot 10^{-2}$ при 11 независимых измерениях, с неисключенной систематической погрешностью (НСП), $\Theta 10^{-2}$ при доверительной вероятности $P = 0.95$.

ЭУ-3 обеспечивает воспроизведение единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости в диапазоне значений массового и объемного расходов жидкости от 5 до 2000 т/ч (м³/ч) со средним квадратическим отклонением (СКО) результата измерений $S_{\rho}\%$, не превышающим $1 \cdot 10^{-2}$ при 11 независимых измерениях, с неисключенной систематической погрешностью (НСП), Θ при доверительной вероятности $P = 0.95$.

5.2.5 Государственный первичный специальный эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011

Государственный первичный специальный эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011 (Рис. 5.33) [20] предназначен для воспроизведения состава и единицы массового расхода газожидкостных смесей. Эталон позволяет решать как научно-исследовательские задачи по исследованию динамики и режимов течения многофазных потоков, так и метрологические задачи по разработке методов и средств измерений расхода.



Рис. 5.33. Общий вид ГЭТ 195-2011

Государственный первичный специальный эталон ГЭТ 195-2011 позволяет расширить номенклатуру поверяемых средств измерений и значительно повысить достоверность учета нефти и нефтепродуктов.

5.2.6 Установка поверочная расходомерная жидкостная УРЖ (ООО «СТП»)

Установка поверочная расходомерная жидкостная УРЖ (Рис. 5.34) [21] предназначена для измерения объемного расхода и вычисления массового расхода воды при поверке, калибровке, градуировке и исследованиях метрологических характеристик расходомеров, расходомеров-счетчиков, счетчиков, преобразователей объемного расхода и объема жидкости в качестве рабочего эталона 2-го разряда. УРЖ внесена в Государственный реестр средств измерений № 51858-12.



Рис. 5.34. Общий вид УРЖ

Принцип действия УРЖ основан на измерении с помощью электромагнитных расходомеров-счетчиков «SITRANS F M» фирмы Siemens объемного расхода и объема воды, прошедших через измерительную линию (ИЛ). Вода в ИЛ подается из резервуара при помощи центробежных электронасосов типа «К». Регулирование объемного расхода через ИЛ осуществляется изменением частоты вращения электронасосов с помощью преобразователей частоты и запорной арматуры узла регулирования расхода.

УРЖ состоит из ИЛ, системы подачи и регулирования расхода воды и системы обработки информации (СОИ).

На ИЛ установлены: электромагнитные расходомеры-счетчики «SITRANS F M» (Госреестр № 35024-12), датчик давления «Метран-55-ДИ» (Госреестр № 18375-08), термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-2700 (Госреестр № 38548-08) и манометры показывающие деформационные Метер ДМ 02 (Госреестр № 25264-08). Расходомеры-счетчики электромагнитные «SITRANS F M» откалиброваны в соответствии с МК 2567988-08-2011 «Методика объемных расходомеров жидкости» с применением Государственного первичного эталона единицы массового расхода жидкости ГЭТ 63-2011 и МК 2567988-14-2011 «Методика калибровки объемных расходомеров жидкости» с применением Государственного первичного специального эталона единицы объемного и массового расхода воды ГЭТ 119-2010.

Система подачи и регулирования расхода воды включает: три электронасоса, два преобразователя частоты, устройство плавного пуска электронасоса, ресивер с газоуловителем, резервуар, запорная арматура.

СОИ состоит из комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «RISO» (Госреестр № 47986-11) (ИБК) и автоматизированного рабочего места оператора на базе персонального компьютера (АРМ).

ИБК осуществляет измерение, преобразование и обработку измерительных сигналов, поступающих от расходомеров-счетчиков электромагнитных «SITRANS F M», датчика давления «Метран-55 ДИ» и термопреобразователя с унифицированным выходным сигналом Метран-2700, от исследуемых расходомеров, расходомеров-счетчиков, счетчиков, преобразователей объемного расхода и объема жидкости, а также передачу на АРМ по цифровому интерфейсу связи измерительной информации.

Основные функции СОИ:

- измерение, преобразование, обработка измерительных аналоговых, импульсных и цифровых сигналов;
- синхронизация счета импульсов от электромагнитных расходомеров-счетчиков «SITRANS F M» и исследуемых расходомеров, расходомеров-счетчиков, счетчиков, преобразователей объемного расхода и объема жидкости;
- вычисление массового расхода и массы воды по результатам измерения объемного расхода, объема, давления и температуры воды;
- автоматическое регулирование объемного расхода воды через установку;
- проведение поверки в автоматическом режиме с заранее заданным количеством точек объемного расхода воды и необходимым числом измерений формирование, архивирование и вывод на печать протоколов испытаний.

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций установки. Защита ПО установки от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем идентификации и защиты от несанкционированного доступа.

Идентификация ПО установки осуществляется путем отображения на жидкокристаллическом дисплее ИВК и дисплея АРМ структуры идентификационных данных.

Часть этой структуры, относящаяся к идентификации метрологически значимой части ПО установки поверочной, представляет собой хэш-сумму (контрольную сумму) по значимым частям.

ПО установки защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем введения логина и пароля, ведения доступного только для чтения журнала событий. Доступ к метрологически значимой части ПО установки для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО установки поверочной обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записываются в журнал событий, доступный только для чтения.

Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования. ПО установки поверочной имеет уровень защиты С по МИ 3286-2010.

Таблица 5.6.

Метрологические и технические характеристики УРЖ

Наименование	Показатели
Рабочая среда	вода
Диаметр условного прохода измерительной линии, мм	123
Диапазон измерения объемного расхода, м ³ /ч	от 0.15 до 250
Верхний предел измерения абсолютного давления, кПа	1000
Диапазон измерения температуры, °С	от минус 5 до 50
Диапазоны входных сигналов:	
- напряжения, В	от 0 до 5 от 1 до 5 от 0 до 10
- силы постоянного тока, мА	от 0 до 5 от 0 до 20 от 4 до 20 (HART)
- импульсный частотой, Гц	от 0 до 20000
- частотный, Гц	от 0 до 20000
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода (объема) и массового расхода (массы) воды, %	± 0.15
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода (объема) и массового расхода (массы) воды, %	± 0.15
Условия эксплуатации установки:	
-температура окружающей среды, °С	от 15 до 25
-относительная влажность, %	от 30 до 80
-атмосферное давление, кПа	от 84 до 106.7
Параметры электропитания:	
- напряжение, В:	
силовое оборудование технические средства СОИ, частота, Гц	380 (+ 10 %, – 15 %) 220 (+ 10 %, – 15 %) 50
Потребляемая мощность, Вт, не более	38000

Габаритные размеры, мм, ДхШхВ

10000x3000x2300

Масса, кг, не более:

2900

5.2.7 Установка поверочная жидкостная УПЖ (ЗАО «ИПФ Вектор»)

Установка поверочная жидкостная УПЖ (Рис. 5.34) [22] предназначена для воспроизведения, хранения, измерения и передачи единицы объема и массы при проведении поверки, калибровки и градуировки счетчиков объема, преобразователей расхода и расходомеров жидкости массовых и объемных, трубопоршневых установок 1-го и 2-го разряда. УПЖ внесена в Государственный реестр средств измерений № 61746-15.



Рис. 5.34. Общий вид УПЖ

Принцип действия УПЖ основан на методе сравнения массы (массового расхода) и объема (объемного расхода) жидкости, воспроизводимого или измеренного установкой с массой (массовым расходом) или объемом (объемным расходом) жидкости измеренного поверяемым средством измерений. Установка реализует прямой метод измерений с помощью весового терминала, эталонных мерников и эталонных счетчиков-расходомеров жидкости массовых.

Конструктивно УПЖ представляет собой функционально объединенные эталонные средства измерений массы и объема, устройство управления уста-

новкой, устройства переключения потока, трубопроводы и емкости для хранения жидкости.

Состав УПЖ:

- гидравлическая система (система хранения и подготовки воды, устройства подачи воды, трубной обвязки, перекидные устройства, запорная арматура);
- система управления установкой (пульты рабочих столов, ИВК и АРМ оператора);
- эталонные средства измерений:
 - весы электронные KES 1500;
 - комплект эталонных мерников 1 разряда;
 - комплект эталонных счетчиков-расходомеров массовых СМФ, регистрационный номер 45115-10;
 - преобразователь измерительный Rosemount 3144Р (температура);
 - преобразователи давления измерительные 3051;
 - комплекс измерительно-вычислительный ИВК Вектор-02;
 - манометры;
 - термометры лабораторные;

Основные функции УПЖ:

- автоматизированное управление оборудованием установки;
- выбор параметров поверки средств измерений и эталонных средства измерений;
- измерение температуры, давления, массы, объема, расхода;
- расчет погрешности поверяемого средства измерений;
- формирование и хранение протоколов поверки в базе данных АРМ.

Установка имеет аттестованное ПО. ПО представлено встроенным прикладным ПО измерительно-вычислительного комплекса «Вектор-02» и ПО автоматизированного рабочего места оператора «АРМ». Программное обеспечение на персональном компьютере через интерфейс по протоколу Modbus Ethernet управляет работой модулей расположенных в шкафах управления. Производит перевод цифровых сигналов от первичных измерительных преоб-

разователей и устройств управления в форму удобную для работы оператора, осуществляет расчет погрешности поверяемого средства измерений.

Таблица 5.7.

Метрологические и технические характеристики УПЖ

Наименование	Показатели
Рабочая среда	вода питьевая по СанПиН 2.1.4.1074
Диаметр условного прохода поверяемых средств измерений: на рабочем столе № 1, мм	от 10 до 50
Диаметр условного прохода поверяемых средств измерений: на рабочем столе № 2, мм	от 50 до 200
Вместимость накопительной емкости, м ³ , не менее	6.0
Вместимость емкости хранилища, м ³ , не менее	30.0
Количество одновременно поверяемых средств измерений:	
на рабочем столе № 1, штук	от 1 до 4
на рабочем столе № 2, штук	от 1 до 2
Габаритные размеры установки ДхШхВ, м, не более	13х8х5
Масса установки без учета массы рабочей жидкости, т, не более	10
Напряжение питание от сети переменного тока, В	380
Частота переменного тока, Гц	50 ± 1
Максимальная потребляемая мощность, кВт,	300
Нестабильность воспроизведения расхода, %, не более	± 2.0

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. **Кремлевский, П.П.** Расходомеры и счетчики количества веществ: Справочник : В 2 книгах. Книга 1. / П.П. Кремлевский. – 5-е изд., перераб. и доп. – СПб.: Политехника, 2004. – 409 с. – ISBN 5-7325-0709-4 – Текст: непосредственный.

2. **Кремлевский, П.П.** Расходомеры и счетчики количества веществ: Справочник : В 2 книгах. Книга 2. / П.П. Кремлевский ; Под общ. ред. Е.А. Шорникова. – 5-е изд., перераб. и доп. – СПб.: Политехника, 2004. – 412 с. – ISBN 5-7325-0410-9 – Текст: непосредственный.

3. **ГОСТ Р 8.615-2005.** Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования : национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28 декабря 2005 г. № 411-ст: введен впервые : дата введения 2006-03-01 / разработан ОАО «ТНЦ». – Москва : Стандартинформ, 2007. – 21 с. – Текст: непосредственный.

4. **ПНСТ 360-2019.** Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования : предварительный национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 13 сентября 2019 г. № 30-пнст: введен впервые : дата введения 2019-10-01 / разработан ФГУП «ВНИИР». – Москва : Стандартинформ, 2019. – 11 с. – Текст: непосредственный.

5. **ГОСТ Р 8.733-2011.** Государственная система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования : национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утвержден и введен в

действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 14 июля 2011 г. № 182-ст: введен впервые : дата введения 2012-03-01 / разработан ОАО «НК Роснефть», ООО «МЦ КИТ», ООО «СТП». – Москва : Стандартиформ, 2019. – 36 с. – Текст: непосредственный.

6. **Методика ГСССД МР 113 - 03.** Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263...500 К при давлениях до 15 МПа. / Козлов А.Д., Мамонов Ю.В., Роговин М.Д., Рыбаков С.И.; Всеросс. научно-исслед. центр стандартизации, информации и сертификации сырья, материалов и веществ Госстандарта Российской Федерации. – М., 2003. – 48 с.: Деп. во ВНИЦСМВ 10.06.2003 г. № 804-03кк. – Текст: непосредственный.

7. **ГОСТ 34396-2018.** Системы измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия : межгосударственный стандарт: издание официальное : утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 24 мая 2018 г. № 272-ст в качестве национального стандарта Российской Федерации: введен впервые : дата введения 2018-12-01 / разработан ООО «НИИ Транснефть». – Москва : Стандартиформ, 2018. – 27 с. – Текст: непосредственный.

8. **ГОСТ 2517-2012.** Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб : межгосударственный стандарт: издание официальное : утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 ноября 2011 г. № 1448-ст в качестве национального стандарта Российской Федерации: введен взамен : дата введения 2014-03-01 / разработан ООО ФГУП «ВНИИР». – Москва : Стандартиформ, 2018. – 35 с. – Текст: непосредственный.

9. Автоматизированный учет нефти и нефтепродуктов при добыче, транспорте и переработке : Монография / А.Ш. Фатхутдинов, М.А. Слепян, Н.И. Ханов [и др.]. – М. : Недра, 2002. – 416 с. – ISBN 5-247-03876-2 – Текст : непосредственный.

10. **РМГ 29-2013.** Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения : утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 5 декабря 2013 г. № 2166-ст в качестве рекомендаций по метрологии Российской Федерации: введен взамен : дата введения 2015-01-01 / разработан ООО ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева». – Москва : Стандартинформ, 2014. – 60 с. – Текст: непосредственный.

11. **ГОСТ 8.587-2019.** Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений : межгосударственный стандарт: издание официальное : утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 14 ноября 2019 г. № 1170-ст в качестве национального стандарта Российской Федерации: введен впервые : дата введения 2020-04-30 / разработан ООО «НИИ Транснефть», ФГУП «ВНИИР», АО «Нефтеавтоматика» – Москва : Стандартинформ, 2019. – 50 с. – Текст: непосредственный.

12. **Фазльяхматов, М.Г.** Акустический неразрушающий контроль: учеб. пособие / М.Г. Фазльяхматов. – Казань: Казан. ун-т, 2019. – 56 с. – Текст: непосредственный.

13. Ультразвуковые расходомеры газа с накладными датчиками / А.Д. Мансфельд, А.Г. Санин, Г.П. Волков [и др.]. – Текст: непосредственный // Учен. зап. физ. фак-та Моск. ун-та. – 2017. – № 5. 1751201.

14. **Патент № 2583167 Российская Федерация, МПК G01F 1/66 (2006.01).** Способ измерения расхода газа в трубопроводах и устройство для его осуществления : № 2015104616/28 : заявл. 11.02.2015 : опубл. 10.05.2016 / Трусилло С. В., Мороскин Д. В., Агуреев В. А. – 9 с.: ил. – Текст : непосредственный.

15. Государственный первичный эталон единиц объемного и массового расходов газа ГЭТ 118-2017. – Текст : электронный // ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» : официальный сайт. – URL: <http://vniir.org/standards/get-118-2017/> (дата обращения: 10.04.2021).

16. Трубопоршневая поверочная установка (ТПУ) «Нафта Прувер». – Текст : электронный // АО «Нефтеавтоматика» : официальный сайт. – URL: https://www.nefteavtomatika.ru/ru/sup/hydrocarbons-metering-systems/mechanical/?tab=mc_first (дата обращения: 10.04.2021).

17. Двухнаправленные трубопоршневые поверочные установки (ТПУ). – Текст : электронный // OGS Системы нефть и газ : официальный сайт. – URL: <https://www.og.systems/inzhiniring/metrologiyaem-sistemy-ucheta-i-kalibrovki/truboporshnevye-poverochnye-ustanovki/> (дата обращения: 10.04.2021).

18. Государственный первичный специальный эталон единицы объемного и массового расхода нефтепродуктов ГЭТ 120-2010. – Текст : электронный // ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» : официальный сайт. – URL: <http://vniir.org/standards/get-120-20110/> (дата обращения: 10.04.2021).

19. Государственный первичный специальный эталон единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019. – Текст : электронный // ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» : официальный сайт. – URL: <http://vniir.org/standards/get-63-2019/> (дата обращения: 10.04.2021).

20. Государственный первичный специальный эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011. – Текст : электронный // ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» : официальный сайт. – URL: <http://vniir.org/standards/get-195-2011/> (дата обращения: 10.04.2021).

21. Установка поверочная расходомерная жидкостная УРЖ (ООО «СТП»). – Текст : электронный // ALL-Pribors.ru. Измерительное оборудование : сайт. – URL: <https://all-pribors.ru/opisanie/51858-12-urzh-55102#ot> (дата обращения: 10.04.2021).

22. Установка поверочная жидкостная УПЖ (ЗАО «ИПФ Вектор»). – Текст : электронный // ALL-Pribors.ru. Измерительное оборудование : сайт. – URL: <https://all-pribors.ru/opisanie/61746-15-upzh-70118#ot> (дата обращения: 10.04.2021).

Учебное издание

Фазлыяхматов Марсель Галимзянович;

Сабитов Линар Салихзанович;

Лазарев Дмитрий Константинович;

Лазарев Владислав Константинович;

Гильманшин Искандер Рафаилович

**МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ
КОЛИЧЕСТВА НЕФТИ И ГАЗА**

Учебное пособие

Подписано в печать 15.04.2021.

Бумага офсетная. Печать цифровая.

Формат 60x84 1/16. Гарнитура «Times New Roman». Усл. печ. л. 14,88.

Уч.-изд. л. 7,91. Тираж 100 экз. Заказ 159/4

Отпечатано в типографии Издательства Казанского университета

420008, г. Казань, ул. Профессора Нужи́на, 1/37

тел. (843) 233-73-59, 233-73-28