



®
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЗАКРЫТОГО ТИПА
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА ЛОГИКА

ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА ЛОГИКА

Методика поверки

РАЖГ.421442.004ПМ

РОССИЯ

198020, Санкт-Петербург, наб. Обводного канала, 150
тел: (812) 2525757, факс: (812) 2522940
e-mail: adm@logika.spb.su web: <http://www.logika.spb.ru>

Настоящая методика согласована ГЦИ ВНИИМС

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на **информационно-измерительные системы ЛОГИКА** для учета энергии, энергоносителей, воды и технически важных газов (в дальнейшем – ИИС ЛОГИКА), изготавливаемые по техническим условиям ТУ 4217-035-23041473-2000 путем компоновки на объектах эксплуатации из серийно-выпускаемых агрегатных средств.

Методика устанавливает правила и методы первичной, периодической и внеочередной поверок ИИС ЛОГИКА.

Для ИИС ЛОГИКА установлен поэлементный метод поверки измерительных каналов.

Первичной поверке подвергают ИИС ЛОГИКА после установки и монтажа системы на объекте, проведения приемо-сдаточных испытаний и опытной эксплуатации не менее месяца.

Периодической поверке подвергают ИИС ЛОГИКА, находящиеся в эксплуатации. Межповерочный интервал ИИС ЛОГИКА - четыре года. При этом составные части системы подвергают поверке отдельно с периодичностью, установленной в нормативных документах (НД) на методики поверки соответствующих составных частей.

Внеочередной поверке в объеме периодической подвергают ИИС ЛОГИКА, находящиеся в эксплуатации, в случае утраты документов, подтверждающих прохождение первичной или периодической поверки.

После ремонта путем замены отказавшей составной части на исправную часть, поверку ИИС ЛОГИКА не проводят.

Периодическая поверка может проводиться только по реально используемым измерительным каналам системы. При этом в паспорте ИИС ЛОГИКА делают соответствующую запись.

2. Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, перечисленные в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта методики	Обязательность проведения операции	
		при первичной поверке	при периодической поверке
Поверка составных частей	7.1	* ¹	* ²
Внешний осмотр	7.2	да	да
Проверка правильности функционирования	7.3	да	да
Определение погрешности	7.4	* ³	* ³

Примечания. *¹ - проводят поверку составной части в случае истечения половины межповерочного интервала, определенного для составной части, к моменту начала поверки системы;

*² - проводят с периодичностью, установленной в НД на методику поверки соответствующей составной части независимо от периодичности поверки системы;

*³ - проводят при необходимости определения пределов фактической погрешности измерительных каналов ИИС ЛОГИКА.

3 Средства поверки

При проведении поверки применяют средства измерений и вспомогательное оборудование, указанные в НД на методику поверки соответствующих составных частей ИИС ЛОГИКА.

Все средства поверки должны иметь действующие свидетельства о поверке или метрологической аттестации.

Определение пределов фактической погрешности измерительных каналов ИИС ЛОГИКА выполняют, как правило, с помощью компьютерных программ. Применение таких программ согласовывают с организациями Госстандарта, проводящими поверку системы.

4 Требования безопасности

Источниками опасности при монтаже и эксплуатации ИИС ЛОГИКА являются электрический ток, а также: теплоноситель, который может находиться под давлением до 30 МПа при температуре до 600 °С; взрывоопасные измеряемые среды (например, природный газ, водород и т.д); опасные для здоровья человека измеряемые среды (аммиак, хлор, окись углерода и т.д.).

При проведении испытаний необходимо соблюдать "Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей", "Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей", требования, установленные ГОСТ 12.2.007.0 и специальные требования безопасности, изложенные в документации на составные части ИИС ЛОГИКА.

5 Условия поверки

При проведении поверки системы соблюдают следующие условия (если иное не указано в методиках поверки его составных частей):

- температура окружающего воздуха: от 15 до 35 °С;
- относительная влажность воздуха: от 30 до 80 %;
- напряжение питания: от 187 до 242 В;
- частота напряжения питания: от 49 до 51 Гц;
- вибрация: амплитуда не более 0,1 мм, частота не более 25 Гц;
- выдержка после подачи напряжения питания: не менее 15 мин.

6 Подготовка к поверке

Перед проведением поверки выполняют подготовительные работы, изложенные в документации на составные части ИИС ЛОГИКА.

7 Проведение поверки

7.1 Поверка составных частей

Поверку составных частей выполняют отдельно в объеме и последовательности по НД на методику поверки соответствующей составной части.

Составную часть системы считают годной, если выполняются критерии годности, изложенные в методике поверки этой составной части.

В части измерительных каналов учета электрической энергии и мощности поэлементной поверке подлежат, входящие в их состав, измерительные

трансформаторы тока и напряжения, счетчики электрической энергии, сумматоры типа СПЕ™¹.

В части измерительных каналов учета тепловой энергии и теплоносителя, водопотребления и водоотведения поэлементной поверке подлежат, входящие в их состав, датчики расхода (датчики перепада давления и сужающие устройства), датчики температуры и датчики давления.

В части измерительных каналов учета природного газа и других технически важных газов поэлементной поверке подлежат, входящие в их состав, датчики расхода (датчики перепада давления и сужающие устройства), датчики температуры, датчики давления, датчики плотности и датчики удельной теплоты сгорания.

В части измерительных каналов учета стабильных и нестабильных газовых конденсатов и ШФЛУ поэлементной поверке подлежат, входящие в их состав, датчики расхода (датчики перепада давления и сужающие устройства), датчики температуры, датчики давления, датчики плотности и датчики вязкости.

7.2 Внешний осмотр

При внешнем осмотре ИИС ЛОГИКА устанавливаются:

- соответствие комплектности системы паспорту РАЖГ.421442.004ПС;
- наличие непросроченных свидетельств о поверке (или других документов, подтверждающих прохождение первичной или периодической поверки) ИИС ЛОГИКА и каждой ее составной части;
- наличие и целостность пломб изготовителя, а также пломб и клейм, обязательных для коммерческих средств учета;
- отсутствие механических повреждений, влияющих на работоспособность составных частей системы и электрических линий связи между ними.

7.3 Проверка правильности функционирования

7.3.1 При проверке правильности функционирования ИИС ЛОГИКА проверяют функционирование только задействованных измерительных каналов и используемых программных комплексов СПСеть®.

Проверку ИИС ЛОГИКА проводят в рабочих режимах и условиях, определенных для составных частей системы.

При обнаружении неисправности продолжают проверку других каналов, а по устранении неисправности возвращаются к каналу, не прошедшему проверку.

7.3.2 Проверка правильности функционирования программного комплекса СПСеть®

Программный комплекс СПСеть® устанавливается на одном компьютере. В состав ИИС ЛОГИКА может входить более одного программного комплекса СПСеть®. Проверяется правильность функционирования каждого программного комплекса СПСеть®, входящего в состав ИИС ЛОГИКА.

Каждый программный комплекс СПСеть® поддерживает обмен данными с одной или несколькими группами приборов типа СПГ™, СПГ™, СПЕ™. Приборы I и II

¹ Сумматоры СПЕ542 по требованию территориальных органов Госстандарта при периодической поверке могут поверяться совместно с используемыми адаптерами-расширителями АДС84.

поколений¹ для организации информационной сети объединяются в кольцо (одно кольцо – одна группа приборов); приборы III поколения объединяются в сеть с помощью двухпроводной *шины* (магистральной), которая на аппаратном уровне соответствует стандарту RS-485 (одна шина – одна группа приборов), приборы с автономным питанием типа СПТ™941 объединяются посредством трехпроводной шины с помощью адаптера АПС45. В частном случае группа может состоять из одного прибора. При проверке правильности функционирования программного комплекса СПСеть® проверяется возможность установления связи с каждой из групп приборов, обслуживаемых данным комплексом, и правильность информационного обмена.

Для проведения проверки с помощью интерактивной программы, входящей в состав программного комплекса СПСеть®, для каждой группы *приборов I, II и III поколений* формируется набор параметров, в который для каждого прибора группы включается параметр "текущая дата".² Далее, посредством той же программы формируется команда чтения данных из приборов в соответствии с сформированными наборами. При этом, если связь с группой осуществляется через модем, то предварительно автоматически устанавливается коммутируемое соединение.

Для проверки работы с *приборами с автономным питанием* специальные наборы данных не формируются, а запрашиваются отчетные данные за прошедшие сутки

Считается, что программный комплекс СПСеть® выдержал операцию проверки правильности функционирования, если:

- каждое коммутируемое соединение установлено не более, чем с трех попыток (при свободной линии связи);
- для каждого *из приборов I, II и III поколений* получено (не более, чем с трех попыток) значение запрашиваемого параметра и оно совпадает с текущей датой;
- для каждого *из приборов с автономным питанием* получены (не более, чем с трех попыток) отчетные данные за прошедшие сутки и они совпадают с данными, выведенными непосредственно на табло прибора.

7.3.3 Проверка правильности функционирования измерительных каналов учета электрической энергии и мощности.

7.3.3.1 Проверка сводится к проверке функционирования комплекса технических средств, включающих сумматоры типа СПЕ™, счетчики электрической энергии с датчиками импульсов, измерительные трансформаторы тока и напряжения.

¹ К приборам I поколения относятся СПГ91, СПГ701, СПГ702, СПТ92, СПТ920, СПТ940, СПЕ540; к приборам II поколения относятся СПТ960, СПГ705, СПГ706, СПЕ541; к приборам III поколения относятся СПТ961, СПГ761, СПГ762, СПГ763, СПЕ542. К приборам с автономным питанием относятся СПГ741, СПТ941.

² Наборы параметров могут быть созданы заранее

7.3.3.2 Проверяется отсутствие сообщений сумматоров о текущих нештатных ситуациях. При наличии нештатных ситуаций, связанных с аппаратной частью какого-либо сумматора, проверка функционирования данного сумматора прекращается до устранения неисправности.

7.3.3.3 По каждому используемому каналу учета каждого сумматора типа СПЕ™ проверяется соответствие фактических и введенных в сумматор значений параметров "Произведение коэффициентов передачи трансформаторов тока и напряжения" и "Коэффициент передачи счетчика". Проверяется совпадение формата вывода сумматором значений параметра "Энергия в масштабе показаний счетчика" и формата вывода информации счетчиком. Проверку можно производить путем вывода на табло значений перечисленных параметров, либо с использованием программного комплекса СПСеть®. Выявленные несоответствия устраняются.

7.3.3.4 По каждому используемому измерительному каналу, как критерий качества линий связи между сумматором и датчиками импульсов и совместимости датчиков импульсов и сумматора, определяется погрешность измерения энергии, вызванная "пропаданием" или, наоборот, появлением лишних импульсов в цепи счетчик⇒датчик импульсов⇒сумматор.

Процедура проверки сводится к тому, что практически одновременно по соответствующему каналу учета фиксируются показания счетчика электроэнергии и показания сумматора: параметр "Энергия в масштабе показаний счетчиков". Затем через сутки операция повторяется. При правильном функционировании разность двух показаний счетчика должна быть близка к разности показаний сумматора, как это оговорено ниже.

Следует учитывать, что все доступные для пользователя параметры обновляются сумматором с периодичностью, которая задается параметром "Период вычислений", и может быть равна 1, 3 или 5 минутам. При этом значение параметра "Энергия в масштабе показаний счетчика" по состоянию на момент окончания очередного периода вычислений изменяется в сумматорах СПЕ540 и СПЕ541 через 5 секунд после окончания периода вычислений; в сумматорах СПЕ542 запаздывание составляет 1,5 минуты.

Формализованная процедура проверки описывается ниже.

7.3.3.4.1 Часы персонала, осуществляющего проверку, выставляются по часам сумматора с точностью ± 5 с.

7.3.3.4.2 Составляется поминутный график фиксации показаний счетчиков и сумматора с указанием номеров каналов по нумерации сумматора, соответствующих им номеров счетчиков и указанием расчетного времени съема информации; эти данные заносятся в графы 1-3 таблицы 7.1 (см. пример ПРИЛОЖЕНИЕ А, таблица А.1). Не следует включать в график моменты фиксации, равные 0, 1, 2, 28, 29, 30, 31, 32, 58, 59 минутам. Копии таблицы раздаются персоналу, снимающему показания счетчиков и оператору, снимающему показания сумматора.

7.3.3.4.3 В соответствии с графиком снимаются показания счетчиков в формате счетных механизмов и записываются в графу 4 таблицы 7.1. Отклонения моментов снятия показаний счетчиков от расчетных моментов времени не должны превышать ± 20 с. Этим ограничивается количество счетчиков, для которых определено одно и то же расчетное время снятия показаний; в любом случае их число должно быть не более 16 и согласовано с возможностями оперативной фиксации данных на стороне сумматора.

7.3.3.4.4 В соответствии с графиком и с запаздыванием относительно расчетных моментов времени 10-50 секунд для сумматоров СПЕ540 и СПЕ541 и запаздыванием 90 – 120 секунд для сумматоров СПЕ542 снимаются значения параметра "Энергия в масштабе показаний счетчика" и записываются в графу 5 таблицы 7.1. Снятие показаний можно производить путем вывода на табло значений перечисленных параметров, либо с использованием программного комплекса СПСеть®.

7.3.3.4.5 Через сутки, в соответствии с тем же графиком, повторяются операции по 7.3.3.4.3, 7.3.3.4.4 и данные записываются, соответственно, в графы 6 и 7 таблицы 7.1.

7.3.3.4.6 Вычисляются приращения показаний счетчиков по формуле $dS_i = S_{i1} - S_{0i}$ и записываются в графу 8 таблицы 7.1.

7.3.3.4.7 Вычисляются приращения показаний сумматора по формуле $dW_i = W_{i1} - W_{0i}$ и записываются в графу 9 таблицы 7.1.

7.3.3.4.8 Определяются абсолютные погрешности измерения энергии ΔW_i по формуле $\Delta W_i = dW_i - dS_i$ и записываются в графу 10 таблицы 7.1.

7.3.3.4.9 Для тех каналов, для которых $dS_i \geq 8$ кВт·ч (квар·ч), вычисляются относительные погрешности измерения энергии δW_i по формуле $\delta W_i = \Delta W_i / dS_i \times 100$ и записываются в графу 11 таблицы 7.1.

Результаты проверки считаются удовлетворительными, если выполняются условия:

$$|\delta W_i| \leq 0,1 \text{ при } dS_i \geq 8 \text{ или}$$

$|\Delta W_i|$ не больше единицы младшего разряда счетного механизма счетчика при $dS_i < 8$.

При отрицательных результатах проверки следует отдельно проверить входные цепи сумматора и счетчик с датчиком импульсов, а также линии связи. До выяснения и устранения причин эксплуатация данных измерительных каналов не разрешается.

Таблица 7.1 – Определение погрешности измерения энергии за сутки:

Сумматор СПЕ ____ № _____										
Дата проведения проверки										
Номер канала	Номер счетчика	Расчетное время, час-мин	Показания счетчика на начало проверки, S_{0i} , кВт·ч (квар·ч)	Показания сумматора на начало проверки, W_{0i} , кВт·ч (квар·ч)	Показания счетчика через сутки, S_{1i} , кВт·ч (квар·ч)	Показания сумматора на конец, W_{1i} , кВт·ч (квар·ч)	Приращение показаний счетчиков dS_i , кВт·ч (квар·ч)	Приращение показаний сумматора dW_i , кВт·ч (квар·ч)	Абсолютная погрешность измерения энергии ΔW_i , кВт·ч (квар·ч)	Относительная погрешность измерения энергии δW_i , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

7.3.4 Проверка правильности функционирования измерительных каналов учета тепловой энергии и теплоносителя, измерительных каналов учета водопотребления и водоотведения.

7.3.4.1 Проверка сводится к проверке функционирования составных теплосчетчиков с тепловычислителями типа СПТ™.

7.3.4.2 Проверяется отсутствие сообщений тепловычислителей о текущих нештатных ситуациях по датчикам обслуживаемых¹ трубопроводов и о неисправности собственно тепловычислителя. При наличии нештатных ситуаций, связанных с аппаратной частью какого-либо тепловычислителя, проверка функционирования данного тепловычислителя прекращается до устранения неисправности. При наличии нештатных ситуаций, связанных с каким-либо датчиком, проверка функционирования данного измерительного канала прекращается до устранения неисправности.

7.3.4.3 Проверяется соответствие введенных в каждый тепловычислитель значений настроечных параметров значениям, указанным в эксплуатационной документации. Проверку можно производить путем вывода на табло значений перечисленных параметров, либо с использованием программного комплекса СПСеть®. Выявленные несоответствия устраняются.

7.3.4.4 Проверяется герметичность соединения преобразователей температуры, расхода и давления с трубопроводом в объеме операций опробования каждой составной части теплосчетчика.

7.3.4.5 По показаниям тепловычислителей контролируются расход, температура и давление в тех трубопроводах, где установлены соответствующие преобразователи. Проверку можно производить путем вывода на табло значений перечисленных параметров, либо с использованием программного комплекса СПСеть®.

¹ В зависимости от сезона, те или трубопроводы в данный момент могут обслуживаться или нет

Результаты проверки считаются удовлетворительными, если для каждого теплосчетчика показания контролируемых параметров устойчивы, их значения лежат в пределах диапазонов показаний, а список нештатных ситуаций пуст.

7.3.5 Проверка правильности функционирования измерительных каналов учета природного и других технически важных газов, каналов учета газовых конденсатов и ШФЛУ.

7.3.5.1 Проверка сводится к проверке функционирования составных счетчиков газа, газовых конденсатов и ШФЛУ с корректорами типа СПГ™.

7.3.5.2 Проверяется отсутствие сообщений корректоров о текущих нештатных ситуациях по датчикам обслуживаемых трубопроводов и о неисправности собственно корректора. При наличии нештатных ситуаций, связанных с аппаратной частью какого-либо корректора, проверка функционирования данного корректора прекращается до устранения неисправности. При наличии нештатных ситуаций, связанных с каким-либо датчиком, проверка функционирования данного измерительного канала прекращается до устранения неисправности.

7.3.5.3 Проверяется соответствие введенных в каждый корректор значений настроечных параметров значениям, указанным в эксплуатационной документации. Проверку можно производить путем вывода на табло значений перечисленных параметров, либо с использованием программного комплекса СПСеть®. Выявленные несоответствия устраняются.

7.3.5.4 Проверяется герметичность соединения преобразователей температуры, расхода, давления, плотности и удельной теплоты сгорания с трубопроводом в объеме операций опробования каждой составной части счетчика газа.

7.3.5.5 По показаниям корректоров контролируются расход, температура, давление, плотность и удельная теплота сгорания измеряемой среды в тех трубопроводах, где установлены соответствующие преобразователи. Проверку можно производить путем вывода на табло значений перечисленных параметров, либо с использованием программного комплекса СПСеть®.

Результаты проверки считаются удовлетворительными, если для каждого счетчика измеряемой среды показания контролируемых параметров устойчивы, их значения лежат в пределах диапазонов показаний, а список нештатных ситуаций пуст.

7.4 Определение погрешности

7.4.1 Определение погрешности измерительных каналов учета электрической энергии и мощности

7.4.1.1 Соответствие погрешностей трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии и сумматоров допускаемым значениям определяется при поэлементной поверке по методикам, определенным в НД перечисленных средств измерений. Поэлементная поверка всех или отдельных составных частей может совпадать или не совпадать по времени с поверкой системы в целом (см. таблицу 2.1).

7.4.1.2 Фактические пределы значений относительной погрешности измерения электрической энергии измерительным каналом (комплексом), включающим трансформаторы тока, напряжения, опорные счетчики и сумматор, рассчитываются по формуле:

$$\delta_{w_i} = \pm \sqrt{\delta_{li}^2 + \delta_{Ui}^2 + \delta_{Qi}^2 + \delta_{OCi}^2 + \delta_{Li}^2 + \sum_{j=1}^{j=n} \delta_{ДСj}^2 + \delta_C^2} \quad (7.1)$$

где δ_{w_i} – предел погрешности i -го измерительного канала;

δ_{li} , δ_{Ui} – пределы допускаемых значений относительной амплитудной погрешности трансформаторов тока и напряжения;

δ_{Qi} – предел допускаемых значений относительной суммарной угловой погрешности трансформаторов; $\delta_{Qi}^2 = 0,029^2 \cdot (\delta_{QI}^2 + \delta_{QU}^2) \cdot \text{tg}^2 \varphi$;

δ_{OCi} – предел допускаемых значений относительной основной погрешности опорного счетчика;

$\delta_{ДСj}$ – предел допускаемых значений относительной дополнительной погрешности от j влияющего фактора;

δ_{Li} – предел допускаемых значений относительной погрешности, связанной с потерями в линии;

δ_C – предел допускаемых значений относительной погрешности сумматора.

Фактические пределы значений относительной погрешности измерения энергии по группе каналов с учетом погрешности сумматора рассчитываются по формуле:

$$\delta_{wk} = \pm \frac{1}{3} \left(2 \sqrt{\sum_i \mu_{ik}^2 \cdot \delta_{wi}^2} + \sum_i |\mu_{ik}| \cdot \delta_{wi} \right)$$

где δ_{wk} – предел относительной погрешности измерения энергии по группе каналов;

δ_{wi} – предел относительной погрешности i -го измерительного канала;

μ_{ik} – отношение доли энергии по i -му каналу к сумме энергии по k группе каналов

Фактический предел значений относительной погрешности измерения средней мощности по каналу учета, рассчитывается по формуле:

$$\delta_{P_{\text{зи}}} = \pm \sqrt{\delta_{w_i}^2 + \delta_{OCMi}^2 + \delta_T^2} \quad (7.2)$$

где $\delta_{P_{\text{зи}}}$ – предел относительной погрешности измерения средней мощности;

$\delta_{OCMi} = \pm \frac{2 \cdot K_{Ui} \cdot K_{li} \cdot 100}{\sqrt{6} \cdot W_i \cdot R_i}$ – предел относительной методической погрешности

счетчика, обусловленной дискретностью выходного сигнала, %;

K_{Ui} , K_{li} – коэффициенты передачи трансформаторов тока и напряжения;

R_i – передаточное число счетчика, имп/кВт·ч;

W_i – энергия за интервал усреднения, кВт·ч;

δ_T – предел относительной погрешности измерения интервала усреднения; определяется сумматором и равен 0,01%

Вычисления по формулам (7.1), (7.2) ведутся для значений тока по каждому каналу равных максимально допустимому (I_{max}), номинальному (I_n), 0,1 от номинального ($0,1 \cdot I_n$) и 0,05 от номинального ($0,05 \cdot I_n$). Вычисления по формуле (7.2) проводятся только по тем группам, которые указаны в паспорте на систему.

ИИС ЛОГИКА считается выдержавшей испытания, если определенные по п.7.4.1.1 погрешности составных частей соответствуют допустимым, а вычисленные по (7.1), (7.2) значения погрешностей измерительных каналов в целом не превосходят пределов, указанных в паспорте на систему (если такие пределы указаны).

7.4.2 Определение погрешности измерительных каналов учета тепловой энергии и теплоносителя, измерительных каналов учета водопотребления и водоотведения.

7.4.2.1 Соответствие погрешностей преобразователей расхода (объема), перепада давления, давления и температуры, соответствие погрешностей сужающих устройств и тепловычислителей допускаемым значениям определяется при поэлементной поверке по методикам, определенным в НД перечисленных устройств. Поэлементная поверка всех или отдельных составных частей может совпадать или не совпадать по времени с поверкой системы в целом (см. таблицу 2.1).

7.4.2.2. Фактические пределы основной абсолютной погрешности измерительных каналов температуры вычисляются по формуле:

$$\Delta_T = \pm \sqrt{(\Delta_T^П)^2 + (\Delta_T^В)^2}, \quad (7.3)$$

где Δ_T - фактические пределы основной абсолютной погрешности измерительного канала температуры, °С;
 $\Delta_T^П$ - фактические пределы основной абсолютной погрешности преобразователя температуры, °С;
 $\Delta_T^В$ - фактические пределы основной абсолютной погрешности тепловычислителя типа СПТ™ по показаниям температуры, °С.

Вычисления Δ_T проводят для каждого из расчетных значений температуры: 25, 75, 150°С для воды и 150, 300 и 600°С для пара.

Значения $\Delta_T^П$ и $\Delta_T^В$ определяют по эксплуатационной документации на преобразователи и тепловычислитель.

Результаты проверки считаются положительными если вычисленное значение погрешности Δ_T по каждому каналу измерения температуры не выходит за пределы допустимых значений $\Delta_T^Д$. При этом

$$\Delta_T^Д = \pm (0,6 + 0,004 T),$$

где T - расчетное значение температуры, °С.

7.4.2.3 Фактические пределы основной относительной погрешности измерительных каналов разности температур вычисляют по формуле

$$\delta_{\Delta T} = \pm \sqrt{(\delta_{\Delta T}^{\text{П}})^2 + (\delta_{\Delta T}^{\text{В}})^2}, \quad (7.4)$$

где $\delta_{\Delta T}$ - фактические пределы основной относительной погрешности измерительного канала разности температур, %;

$\delta_{\Delta T}^{\text{П}}$ - фактические пределы основной относительной погрешности преобразователя разности температур, %;

$\delta_{\Delta T}^{\text{В}}$ - фактические пределы основной относительной погрешности тепловычислителя по показаниям разности температур, %.

Вычисления $\delta_{\Delta T}$ проводят для каждого из трех расчетных значений разности температур: 5, 10 и 20 °С.

Значения $\delta_{\Delta T}^{\text{П}}$ определяют по эксплуатационной документации на преобразователи, а $\delta_{\Delta T}^{\text{В}}$, в %, - по формуле

$$\delta_{\Delta T}^{\text{В}} = \pm 5/\Delta T, \quad (7.5)$$

где ΔT - расчетное значение разности температур, °С.

Результаты проверки считаются положительными если вычисленное значение погрешности $\delta_{\Delta T}$ по каждому каналу измерения температуры не выходит за пределы допустимых значений $\delta_{\Delta T}^{\text{Д}}$. При этом

$$\delta_{\Delta T}^{\text{Д}} = \pm \begin{cases} 0,5 + 4/\Delta T & \text{при } \Delta T \geq 20 \text{ } ^\circ\text{C}, \\ 1 + 4/\Delta T & \text{при } 20 > \Delta T(^{\circ}\text{C}) \geq 10, \\ 2 + 4/\Delta T & \text{при } 10 > \Delta T(^{\circ}\text{C}) \geq 5 \end{cases}$$

где ΔT - расчетное значение разности температур, °С.

7.4.2.4 Фактические пределы основной относительной погрешности измерительных каналов давления вычисляют по формуле

$$\delta_P = \pm (P_{\text{В}}/P) \cdot \sqrt{(\gamma_P^{\text{П}})^2 + (\gamma_P^{\text{В}})^2}, \quad (7.6)$$

где δ_P - фактические пределы основной относительной погрешности измерительного канала давления, %;

$\gamma_P^{\text{П}}$ - фактические пределы основной приведенной погрешности преобразователя давления, %;

$\gamma_P^{\text{В}}$ - фактические пределы основной приведенной погрешности тепловычислителя по показаниям давления, %;

$P_{\text{В}}$ - верхний предел номинального диапазона измерений преобразователя давления, МПа (кгс/см²);

P - расчетное значение давления, МПа (кгс/см²).

Вычисления δ_P проводят для каждого из трех расчетных значений давления: 0,3 $P_{\text{В}}$, 0,5 $P_{\text{В}}$ и $P_{\text{В}}$.

Значения $\gamma_P^{\text{П}}$, $P_{\text{В}}$ и $\gamma_P^{\text{В}}$ определяют по эксплуатационной документации на преобразователи и тепловычислитель.

Результаты проверки считаются положительными, если вычисленное значение погрешности δ_P по каждому каналу измерения давления не выходит за пределы допустимых значений, равных ± 2 %.

7.4.2.5 Фактические пределы основной относительной погрешности измерительных каналов объемного расхода вычисляют по формуле

$$\delta_Q = \pm \sqrt{(\delta_Q^{\text{П}})^2 + (\delta_Q^{\text{В}})^2}, \quad (7.7)$$

где δ_Q - фактические пределы основной относительной погрешности измерительного канала объемного расхода, %;
 $\delta_Q^{\text{П}}$ - фактические пределы основной относительной погрешности преобразователя объемного расхода, %;
 $\delta_Q^{\text{В}}$ - фактические пределы основной относительной погрешности тепловычислителя по показаниям объемного расхода, %.

Вычисления δ_Q проводят для каждого из трех расчетных значений объемного расхода: $0,3 Q_{\text{НАИБ}}$, $0,5 Q_{\text{НАИБ}}$ и $Q_{\text{НАИБ}}$, где $Q_{\text{НАИБ}}$ - наибольший измеряемый расход преобразователя, м³/с (м³/ч).

Значения $\delta_Q^{\text{П}}$, $Q_{\text{НАИБ}}$ и $\delta_Q^{\text{В}}$ определяют по эксплуатационной документации на преобразователи и тепловычислитель. Если сигналом, пропорциональным объемному расходу, является сигнал силы тока, то $\delta_Q^{\text{В}}$, в %, определяют по формуле

$$\delta_Q^{\text{В}} = \pm \gamma_Q^{\text{В}} \cdot Q_{\text{НАИБ}} / Q, \quad (7.8)$$

где $\gamma_Q^{\text{В}}$ - фактические пределы основной приведенной погрешности тепловычислителя по показаниям объемного расхода, %;
 Q - расчетное значение объемного расхода, м³/с (м³/ч).

Результаты проверки считаются положительными, если вычисленное значение погрешности δ_Q по каждому каналу измерения объемного расхода не выходит за пределы допустимых значений, равных ± 2 %.

7.4.2.6 Фактические пределы основной относительной погрешности измерительных каналов массового расхода вычисляют по формуле

$$\delta_G = \pm \sqrt{(\delta_Q)^2 + (\alpha_1 \cdot \delta_T)^2 + (\alpha_2 \cdot \delta_P)^2 + (\delta_G^{\text{В}})^2}, \quad (7.9)$$

где δ_G - фактические пределы основной относительной погрешности измерительного канала массового расхода, %;
 δ_Q - фактические пределы основной относительной погрешности измерительного канала объемного расхода, %;
 $\delta_G^{\text{В}}$ - фактические пределы основной относительной погрешности тепловычислителя по вычислению массового расхода, %.
 α_1 - коэффициент, зависящий от типа теплоносителя; $\alpha_1 = 0$ для воды, $\alpha_1 = 0,4$ для перегретого пара, $\alpha_1 = 3$ для насыщенного пара
 α_2 - коэффициент, зависящий от типа теплоносителя; $\alpha_2 = 0$ для воды, $\alpha_2 = 1$ для перегретого пара, $\alpha_2 = 0$ для насыщенного пара

Вычисления δ_G проводят для каждого из трех расчетных значений объемного расхода: $0,3 Q_{\text{НАИБ}}$, $0,5 Q_{\text{НАИБ}}$ и $Q_{\text{НАИБ}}$.

Значения $Q_{\text{НАИБ}}$ и $\delta_G^{\text{В}}$ определяют по эксплуатационной документации на преобразователи и тепловычислитель, а δ_Q - по формуле (7.7).

Фактические пределы основной относительной погрешности измерительных каналов массового расхода в случае применения метода переменного перепада давления определяют по стандартным методикам и программам Госстандарта, которые применяются при расчете расходомерных узлов в соответствии с ГОСТ 8.563.

Результаты проверки считаются положительными, если вычисленное значение погрешности δ_G по каждому каналу измерения массового расхода не выходит за пределы допустимых значений, равных $\pm 2\%$ для воды и $\pm 3\%$ для пара.

7.4.2.7 Фактические пределы основной относительной погрешности измерительных каналов массы вычисляют по формуле

$$\delta_M = \pm \sqrt{(\delta_G)^2 + (\delta_M^B)^2}, \quad (7.10)$$

где δ_M - фактические пределы основной относительной погрешности измерительного канала массы, %;
 δ_G - фактические пределы основной относительной погрешности измерительного канала массового расхода, %;
 δ_M^B - фактические пределы основной относительной погрешности тепловычислителя по вычислению массы, %.

Вычисления δ_M проводят для каждого из трех расчетных значений объемного расхода: $0,3 Q_{\text{НАИБ}}$, $0,5 Q_{\text{НАИБ}}$ и $Q_{\text{НАИБ}}$.

Значения $Q_{\text{НАИБ}}$ и δ_M^B определяют по эксплуатационной документации на преобразователи расхода и тепловычислитель, а δ_G - по формуле (7.9).

Результаты проверки считаются положительными, если вычисленное значение погрешности δ_M по каждому каналу измерения массового расхода не выходит за пределы допустимых значений, равных $\pm 2\%$ для воды и $\pm 3\%$ для пара.

7.4.2.8 Фактические пределы основной относительной погрешности измерительных каналов тепловой энергии на стороне потребителя для закрытых систем вычисляют по формуле

$$\delta_{WH} = \pm \sqrt{(\delta_{G1})^2 + (\delta_{\Delta T})^2 + (\delta_W^B)^2}, \quad (7.11)$$

где δ_{WH} - фактические пределы основной относительной погрешности измерительного канала тепловой энергии на стороне потребителя %;
 δ_{G1} - фактические пределы основной относительной погрешности измерительного канала массового расхода в подающем трубопроводе, %;
 $\delta_{\Delta T}$ - фактические пределы основной относительной погрешности измерительного канала разности температур (не учитывается в паровых системах теплоснабжения), %;
 δ_W^B - фактические пределы основной относительной погрешности тепловычислителя по вычислению тепловой энергии, %.

Вычисления δ_{WH} для водяных систем теплоснабжения проводят для каждого из трех наборов расчетных значений разности температур ΔT и объемного расхода Q_1 в подающем трубопроводе: $50\text{ }^\circ\text{C}$ и $0,5 Q_{1\text{НАИБ}}$; $10\text{ }^\circ\text{C}$ и $0,5 Q_{1\text{НАИБ}}$; $5\text{ }^\circ\text{C}$ и $Q_{1\text{НАИБ}}$, где $Q_{1\text{НАИБ}}$ - наибольший измеряемый расход преобразователя в подающем трубопроводе, $\text{м}^3/\text{с}$ ($\text{м}^3/\text{ч}$).

Вычисления $\delta_{wи}$ для паровых систем теплоснабжения проводят для каждого из двух расчетных значений объемного расхода Q_1 в подающем трубопроводе: $Q_1=0,3 \cdot Q_{1НАИБ}$ и $Q_1=Q_{1НАИБ}$, где $Q_{1НАИБ}$ - наибольший измеряемый расход в подающем трубопроводе, м³/с (м³/ч).

Значения $Q_{1НАИБ}$ и δ_w^B определяют по эксплуатационной документации на преобразователь и тепловычислитель, а $\delta_{\Delta T}$ и δ_G - по формулам (7.4) и (7.9).

Фактические пределы основной относительной погрешности измерительного канала тепловой энергии на стороне источника (в зависимости от способа определения расхода подпитки) вычисляют по формулам

- а) схема учета с определением расхода подпитки непосредственно с помощью преобразователя расхода в трубопроводе подпитки

$$\delta_{w0} = \pm \sqrt{(b_1 \cdot \delta_{G1})^2 + (b_1 \cdot \delta_{\Delta T})^2 + (b_2 \cdot \delta_{GП})^2 + (b_2 \cdot \delta_{\Delta T2XB})^2 + (\delta_w^B)^2}, \quad (7.12)$$

- б) схема учета с определением расхода подпитки по разности расходов, измеренной с помощью преобразователей расхода в подающем и обратном трубопроводе

$$\delta_{w0} = \pm \sqrt{((b_1 + b_1 \cdot k_T) \cdot \delta_{G1})^2 + (b_1 \cdot \delta_{\Delta T})^2 + ((b_2 - b_1 \cdot k_T) \cdot \delta_{G2})^2 + (b_2 \cdot \delta_{\Delta T2XB})^2 + (\delta_w^B)^2} \quad (7.13)$$

$$\text{где } b_1 = 1/(1 + k_T \cdot k_P), \quad (7.14)$$

$$b_2 = 1 - b_1, \quad (7.15)$$

$$k_T = \Delta T_{2XB} / \Delta T, \quad (7.16)$$

$$k_P = Q_{П} / Q_1, \quad (7.17)$$

- δ_{w0} - фактические пределы основной относительной погрешности измерительного канала тепловой энергии на стороне источника, %;
- δ_{G1} - фактические пределы основной относительной погрешности измерительного канала массового расхода в подающем трубопроводе, %;
- δ_{G2} - фактические пределы основной относительной погрешности измерительного канала массового расхода в обратном трубопроводе, %;
- $\delta_{GП}$ - фактические пределы основной относительной погрешности измерительного канала массового расхода в трубопроводе подпитки, %;
- $\delta_{\Delta T}$ - фактические пределы основной относительной погрешности измерительного канала разности температур теплоносителя между подающим и обратным трубопроводами (не учитывают для паровых систем теплоснабжения), %;
- $\delta_{\Delta T2XB}$ - фактические пределы основной относительной погрешности измерительного канала разности температур теплоносителя между обратным трубопроводом и трубопроводом подпитки, %;
- δ_w^B - фактические пределы основной относительной погрешности тепловычислителя по вычислению тепловой энергии, %;

- ΔT - расчетное значение разности температур теплоносителя между подающим и обратным трубопроводами, °С;
- ΔT_{2XB} - расчетное значение разности температур теплоносителя между обратным трубопроводом и трубопроводом подпитки, °С;
- Q_1 - расчетное значение объемного расхода теплоносителя в подающем трубопроводе, м³/с (м³/ч);
- Q_{Π} - расчетное значение объемного расхода теплоносителя в трубопроводе подпитки, м³/с (м³/ч).

Вычисления δ_{w0} для водяных систем проводят для каждого из трех наборов расчетных значений разности температур ΔT теплоносителя между подающим и обратным трубопроводами и объемного расхода Q_1 в подающем трубопроводе: 100 °С и $Q_{1НАИБ}$; 50 °С и 0,5 $Q_{1НАИБ}$; 20 °С и 0,3 $Q_{1НАИБ}$, где $Q_{1НАИБ}$ - наибольший измеряемый расход преобразователя в подающем трубопроводе, м³/с (м³/ч).

При этом в каждом случае принимают: $\Delta T_{2XB} = 50$ °С; $Q_{\Pi} = 0,1 Q_{1НАИБ}$.

Значения $Q_{1НАИБ}$ и δ_w^B определяют по эксплуатационной документации на преобразователь и тепловычислитель, а $\delta_{\Delta T}$, $\delta_{\Delta T_{2XB}}$ и δ_{G1} , δ_{G2} , $\delta_{G\Pi}$ - по формулам (7.4) и (7.9).

Вычисления δ_{w0} для паровых систем теплоснабжения проводят для каждого из двух расчетных значений объемного расхода Q_1 в подающем трубопроводе: $Q_1 = 0,3 \cdot Q_{1НАИБ}$ и $Q_1 = Q_{1НАИБ}$, где $Q_{1НАИБ}$ - наибольший измеряемый расход в подающем трубопроводе, м³/с (м³/ч).

Результаты проверки считаются положительными, если вычисленное значение погрешности δ_w по каждому каналу измерения тепловой энергии не выходит за пределы допустимых значений, равные

± 4 %	при $\Delta T \geq 20$ °С	(водяные системы
± 5 %	при 10 °С $\leq \Delta T < 20$ °С	системы
± 6 %	при 5 °С $\leq \Delta T < 10$ °С	теплоснабжения)
± 5 %	при $0,1 \cdot Q_{НАИБ} \leq Q < 0,3 \cdot Q_{НАИБ}$	(паровые системы
± 4 %	при $0,3 \cdot Q_{НАИБ} \leq Q < Q_{НАИБ}$	теплоснабжения)

7.4.3 Определение погрешности измерительных каналов учета природного и других технически важных газов

7.4.3.1 Соответствие погрешностей преобразователей расхода (объема), перепада давления, давления, температуры и плотности, соответствие погрешностей сужающих устройств и корректоров допускаемым значениям определяется при поэлементной поверке по методикам, определенным в НД перечисленных средств измерений. Поэлементная поверка всех или отдельных составных частей может совпадать или не совпадать по времени с поверкой системы в целом (см. таблицу 2.1).

7.4.3.2 Фактические пределы основной относительной погрешности измерительных каналов объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, в случае применения метода переменного перепада давления, определяют по стандартным методикам и программам Госстандарта, которые применяются при расчете расходомерных узлов в соответствии с ГОСТ 8.563.

Вычисления ведутся для трех перепада давления ΔP : максимального расчетного, минимального расчетного и среднего для различных сочетаний максимального и минимального рабочего давления, максимальной и минимальной рабочей температуры.

Результаты проверки считаются положительными, если вычисленное значение погрешности δ_Q по каждому каналу измерения объемного расхода газа при стандартных условиях не выходит за пределы допустимых значений, указанных в паспорте на систему.

7.4.3.3 Фактические пределы основной относительной погрешности измерительных каналов объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, в случае применения датчиков объемного расхода газа при рабочих условиях вычисляются по формулам:

$$\delta_Q = \pm \sqrt{(\delta_{Q_0})^2 + (\delta_Q^K)^2 + (\delta_{\rho_c})^2 + (\delta_\rho)^2} - \text{плотность газа } \rho \text{ в рабочих условиях измеряется;} \quad (7.18)$$

$$\delta_Q = \pm \sqrt{(\delta_{Q_0})^2 + (\delta_Q^K)^2 + (\theta_T \cdot \delta_T)^2 + (\theta_P \cdot \delta_P)^2 + (\theta_{\rho_c} \cdot \delta_{\rho_c})^2 + \Sigma(\theta_i \delta_i)^2 + \delta_{KM}^2} \quad (7.19)$$

- плотность газа в рабочих условиях ρ вычисляется по компонентному составу с учетом температуры и давления

- Здесь δ_Q - фактические пределы основной относительной погрешности измерительного канала объемного расхода, приведенного к стандартным условиям, %;
- δ_{Q_0} - фактические пределы основной относительной погрешности измерительного канала объемного расхода при рабочих условиях, %;
- δ_Q^K - фактические пределы основной относительной погрешности корректора по вычислению объемного расхода, %.
- δ_{ρ_c} - фактические пределы основной относительной погрешности определения плотности при стандартных условиях, %;
- θ_{ρ_c} - коэффициент влияния по ρ_c ;
 $\theta_{\rho_c} = (-0,0083 + 0,084 \cdot p) \cdot \rho_c$ при применении уравнения NX19 (ГОСТ 30319.2);
 $\theta_{\rho_c} = (-0,01 + 0,1 \cdot p) \cdot \rho_c$ при применении уравнения GERG-91 (ГОСТ 30319.2);
- δ_ρ - фактические пределы основной относительной погрешности измерения плотности при рабочих условиях, %;
- δ_T - фактические пределы основной относительной погрешности измерительного канала абсолютной температуры, %;
- θ_T - коэффициент влияния по температуре; $\theta_T = 1 + K_T \cdot T$, где $K_T = -0,000026 + 0,00034 \cdot p$ при применении уравнения NX19 ;
 $K_T = -0,000038 + 0,00041 \cdot p$ при применении уравнения GERG-91 ;
 по ГОСТ 8.563.2 допускается принимать $\theta_T = 1$;
- δ_P - фактические пределы основной относительной погрешности измерительного канала абсолютного давления газа, %;
- θ_P - коэффициент влияния по давлению; $\theta_P = 1 - K_P \cdot P$, где $K_P = 0,0014 + 0,0024 \cdot p$ при применении уравнения NX19 ;
 $K_P = -0,00008 + 0,0029 \cdot p$ при применении уравнения GERG-91 ;
 по ГОСТ 8.563.2 допускается принимать $\theta_P = 1$

- δ_i - фактические пределы погрешности определения концентраций компонентов газа, %;
- θ_i - коэффициенты влияния по концентрациям компонентов;
 по концентрации X_A азота $\theta_1 = \theta_{X_A} = (-0,0086 + 0,057 \cdot p) \cdot X_A$ при применении уравнения NX19 (ГОСТ 30319.2);
 по концентрации X_A азота $\theta_1 = \theta_{X_A} = (-0,0074 + 0,075 \cdot p) \cdot X_A$ при применении уравнения GERG-91 (ГОСТ 30319.2);
 по концентрации X_{CO_2} диоксида углерода $\theta_2 = \theta_{X_{CO_2}} = (-0,0046 + 0,047 \cdot p) \cdot X_{CO_2}$ при применении уравнения NX19 (ГОСТ 30319.2);
 по концентрации X_{CO_2} диоксида углерода $\theta_2 = \theta_{X_{CO_2}} = (-0,0085 + 0,085 \cdot p) \cdot X_{CO_2}$ при применении уравнения GERG-91 (ГОСТ 30319.2);
- δ_{KM} - фактические пределы основной относительной методической погрешности определения коэффициента сжимаемости по ГОСТ 30319.2, таблица 1, %;

При этом

$$\delta_{Q_0} = \pm \sqrt{(\delta_{Q_0}^{\Pi})^2 + (\delta_Q^K)^2}, \quad (7.20)$$

- где $\delta_{Q_0}^{\Pi}$ - фактические пределы основной относительной погрешности преобразователя объемного расхода при рабочих условиях, %;
- δ_Q^K - фактические пределы основной относительной погрешности корректора типа СПГ™ по показаниям объемного расхода, %.

$$\delta_T = \pm \sqrt{(\Delta_T^{\Pi})^2 + (\Delta_T^K)^2} / T, \quad (7.21)$$

- где δ_T - фактические пределы основной относительной погрешности измерительного канала температуры, %;
- Δ_T^{Π} - фактические пределы основной абсолютной погрешности преобразователя температуры, °С;
- Δ_T^K - фактические пределы основной абсолютной погрешности корректора типа СПГ™ по показаниям температуры, °С.
- T - расчетная абсолютная температура, К

$$\delta_P = \pm (P_B/P) \cdot \sqrt{(\gamma_P^{\Pi})^2 + (\gamma_P^K)^2}, \quad (7.22)$$

- где δ_P - фактические пределы основной относительной погрешности измерительного канала давления, %;
- γ_P^{Π} - фактические пределы основной приведенной погрешности преобразователя давления, %;
- γ_P^K - фактические пределы основной приведенной погрешности корректора по показаниям давления, %;
- P_B - верхний предел номинального диапазона измерений преобразователя давления, МПа (кгс/см²);
- P - расчетное значение давления, МПа (кгс/см²).

Вычисления ведутся для трех значений Q_0 : максимального расчетного, минимального расчетного и среднего для различных сочетаний максимального и минимального рабочего давления, максимальной и минимальной рабочей температуры.

Значения $\Delta_T^П$, $\gamma_P^П$, Δ_T^K , γ_P^K определяют по эксплуатационной документации на преобразователи и корректор.

Результаты проверки считаются положительными, если вычисленное значение погрешности δ_Q по каждому каналу измерения объемного расхода газа при стандартных условиях не выходит за пределы допустимых значений, указанных в паспорте на систему.

7.4.4 Определение погрешности измерительных каналов учета стабильных и нестабильных газовых конденсатов и ШФЛУ

7.4.4.1 Соответствие погрешностей преобразователей расхода (объема), перепада давления, давления, температуры и плотности, соответствие погрешностей сужающих устройств и корректоров допусковым значениям определяется при поэлементной поверке по методикам, определенным в НД перечисленных средств измерений. Поэлементная поверка всех или отдельных составных частей может совпадать или не совпадать по времени с поверкой системы в целом (см. таблицу 2.1).

7.4.4.2 Фактические пределы основной относительной погрешности измерительных каналов массового расхода углеводородов при применении метода переменного перепада давления вычисляют в соответствии с МИ 2311-94 и ГОСТ 8.563 по формуле:

$$\delta_G = \pm \sqrt{[\delta_C^2 + \delta_{III}^2 + \delta_{II}^2 + (\frac{2 \cdot \beta^4}{1 - \beta^4})^2 \cdot \delta_D^2 + (\frac{2}{1 - \beta^4})^2 \cdot \delta_d^2 + \delta_e^2 + 0,25 \cdot (\delta_{AP}^2 + \delta_p^2) + (\delta_G^K)^2]} \quad (7.23)$$

где δ_G - фактические пределы основной относительной погрешности измерительного канала массового расхода, %;

δ_C - фактические пределы основной относительной погрешности измерения коэффициента истечения диафрагмы, %;

δ_{III} - фактические пределы основной относительной погрешности измерения коэффициента шероховатости K_{III} стенок трубопровода, %.

δ_{II} - фактические пределы основной относительной погрешности измерения коэффициента притупления K_{II} кромки диафрагмы, %.

δ_D - фактические пределы основной относительной погрешности измерения внутреннего диаметра D трубопровода, %.

δ_d - фактические пределы основной относительной погрешности измерения диаметра отверстия d диафрагмы, %.

β - отношение d/D ;

δ_{AP} - фактические пределы основной относительной погрешности измерения перепада давления, %.

δ_p - фактические пределы основной относительной погрешности измерения плотности углеводородной смеси, %.

δ_e - фактические пределы основной относительной погрешности измерения коэффициента расширения углеводородной смеси, %.

δ_G^K - фактические пределы основной относительной погрешности корректора по вычислению массового расхода, %.

При этом:

$$\delta_C = 0,6 \text{ при } \beta \leq 0,6;$$

$$\delta_C = \beta \text{ при } \beta > 0,6;$$

$$\delta_{Ш} = 100 \cdot (K_{Ш} - 1);$$

$$\delta_{П} = 100 \cdot (K_{П} - 1);$$

$$\delta_D = 0,4;$$

$$\delta_d = 0,07;$$

$$\delta_{\Delta P} = \pm (\Delta P_B / \Delta P) \cdot \sqrt{(\gamma_{\Delta P}^{\Pi})^2 + (\gamma_{\Delta P}^K)^2}, \quad (7.24)$$

где $\gamma_{\Delta P}^{\Pi}$ - фактические пределы основной приведенной погрешности преобразователя перепада давления, %;

$\gamma_{\Delta P}^K$ - фактические пределы основной приведенной погрешности корректора по показаниям перепада давления, %;

ΔP_B - верхний предел номинального диапазона измерений преобразователя перепада давления, кПа (кгс/м²);

ΔP - расчетное значение перепада давления, кПа (кгс/м²);

$$\delta_{\rho} = \pm (\rho_B / \rho) \cdot \sqrt{(\gamma_{\rho}^{\Pi})^2 + (\gamma_{\rho}^K)^2} \text{ - при применении плотномеров,} \quad (7.25)$$

где γ_{ρ}^{Π} - фактические пределы основной приведенной погрешности преобразователя плотности, %;

γ_{ρ}^K - фактические пределы основной приведенной погрешности корректора по показаниям плотности, %;

ρ_B - верхний предел номинального диапазона измерений преобразователя плотности, кг/м³;

ρ - расчетное значение плотности, кг/м³;

$$\delta_{\rho} = \pm \sqrt{(100 \cdot (\Delta \rho_C / \rho_C))^2 + (\partial \rho / \partial T)^2 \cdot \delta_T^2 + (\partial \rho / \partial P)^2 \cdot \delta_P^2} \text{ - при определении плотности} \\ \text{расчетным путем,} \quad (7.26)$$

где ρ_C - значение плотности при стандартных условиях, кг/м³;

$\Delta \rho_C$ - абсолютная погрешность определения плотности при стандартных условиях, кг/м³;

$\partial \rho / \partial T$ - отношение изменения плотности $\partial \rho$ к изменению температуры ∂T по табличным данным (справочным или экспериментальным) в расчетной точке¹;

$\partial \rho / \partial P$ - отношение изменения плотности $\partial \rho$ к изменению давления ∂P по табличным данным (справочным или экспериментальным) в расчетной точке;

δ_T - см. формулу (7.21)

δ_P - см. формулу (7.22)

$\delta_{\varepsilon} = 0$, если измеряемая среда – жидкость;

$\delta_{\varepsilon} = \pm (\beta_0 / (1 - \beta_0)) \cdot \delta \beta_0$, при измерении двухфазной среды с объемным газосодержанием $0,005 \leq \beta_0 \leq 0,40$ (7.27)

¹ Определить $\partial \rho / \partial T$ и $\partial \rho / \partial P$ можно непосредственно с помощью корректора, переведя его в режим вычислений по вводимым значениям температуры и давления.

$$\delta\beta_0 = \pm 0,2$$

Вычисления ведутся для трех значений перепада давления ΔP : максимального расчетного, минимального расчетного и среднего для различных сочетаний максимального и минимального рабочего давления, максимальной и минимальной рабочей температуры.

Результаты проверки считаются положительными, если вычисленное значение погрешности δ_G по каждому каналу измерения массового расхода не выходит за пределы допустимых значений, равных $\pm 2,8 \%$ (измеряемая среда – жидкость) и $\pm 4 \%$ (измеряемая среда – двухфазная смесь)

7.4.4.3 Фактические пределы основной относительной погрешности измерительных каналов массового расхода углеводородов при применении преобразователей объемного расхода (объема) вычисляются в соответствии с МИ 2311 по формуле:

$$\delta_G = \pm \sqrt{\delta_{Q_0}^2 + \delta_n^2 + (\delta_G^K)^2} \quad (7.28)$$

При этом δ_{Q_0} определяется по формуле (7.20), δ_p – по формулам (7.24), (7.25).

Вычисления ведутся для трех значений объемного расхода при рабочих условиях Q_0 : максимального расчетного, минимального расчетного и среднего для различных сочетаний максимального и минимального рабочего давления, максимальной и минимальной рабочей температуры.

Результаты проверки считаются положительными, если вычисленное значение погрешности δ_G по каждому каналу измерения массового расхода не выходит за пределы допустимых значений, равных $\pm 2,8 \%$ (измеряемая среда – жидкость) и $\pm 4 \%$ (измеряемая среда – двухфазная смесь)

8 Оформление результатов поверки

Положительные результаты поверки оформляют в паспорте ИИС ЛОГИКА записью результатов и даты поверки, заверенной подписью поверителя с нанесением клейма по ПР50.2.007.

При отрицательных результатах периодической поверки ИИС ЛОГИКА в его паспорте делают запись о непригодности, а клеймо гасят.

Порядок оформления результатов поверки составных частей ИИС ЛОГИКА приведен в НД на методику поверки каждой составной части.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 – Пример заполнения таблицы при проверке правильности функционирования измерительных каналов учета электрической энергии и мощности

Сумматор СПЕ542 № 0112										
Дата проведения проверки: 22.09.2000										
Номер канала	Номер счетчика	Расчетное время, час-мин	Показания счетчика на начало проверки, S_{0i} , кВт·ч (квар·ч)	Показания сумматора на начало проверки, W_{0i} , кВт·ч (квар·ч)	Показания счетчика через сутки, S_{1i} , кВт·ч (квар·ч)	Показания сумматора на через, W_{1i} , кВт·ч (квар·ч)	Приращение показаний счетчиков dS_i , кВт·ч (квар·ч)	Приращение показаний сумматора dW_i , кВт·ч (квар·ч)	Абсолютная погрешность измерения энергии ΔW_i , кВт·ч (квар·ч)	Относительная погрешность измерения энергии δW_i , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	755667	09-03 ¹⁾	0128,65	0128,55	0138,65	0128,55	10,00	10,00	0,00	0,0
2	755668		1128,65	1128,55	1148,65	1128,56	40,00	40,01	-0,01	-0,025
3	755669		2128,56	2128,56	2158,56	2128,56	50,00	50,00	0,00	0,0
4	755670		3128,66	3128,56	3168,66	3128,55	60,00	59,99	0,01	0,017
5	655667	09-06 ¹⁾	0928,65	0928,65	0988,65	0928,66	60,00	60,01	-0,01	-0,017
6	655668		1928,65	1928,65	1978,65	1928,64	50,00	49,99	0,01	0,02
7	655669		2928,56	2928,56	2968,56	2928,56	40,00	40,00	0,00	0,00
8	655670		3928,66	3928,56	3958,66	3928,66	30,00	30,00	0,00	0,00
9	665667	09-09	0228,65	0228,55	0229,65	0228,55	1,00	1,00	0,00	- ²⁾
10	665668		1228,65	1228,55	1229,65	1228,55	1,00	1,00	0,00	-
11	665669		2228,56	2228,56	2229,56	2228,56	1,00	1,00	0,00	-
12	665670		3228,66	3228,56	3229,66	3228,57	1,00	1,01	0,01 ³⁾	-
13	765667	09-12	1228,65	1228,55	1248,65	1228,55	20,00	20,00	0,00	0,00
14	765668		2228,65	2228,55	2248,65	2228,55	20,00	20,00	0,00	0,00
15	765669		3228,56	3228,56	3248,56	3228,56	20,00	20,00	0,00	0,00
16	765670		4228,66	4228,56	4248,66	4228,56	20,00	20,00	0,00	0,00
...								
125	765687	11-33	0248,65	0248,55	0248,95	0248,85	0,30	0,30	0,00	-
126	765688		1248,65	1248,55	1248,95	1248,85	0,30	0,30	0,00	-
127	765689		2248,56	2248,56	2248,86	2248,86	0,30	0,30	0,00	-
128	765690		3248,66	3248,56	3248,76	3248,66	0,10	0,11	0,01 ³⁾	-

¹⁾ Показания снимаются с интервалом в 3 минуты с каждой группы из 4 счетчиков

²⁾ Относительная погрешность не вычисляется поскольку значение энергии за сутки меньше 10 кВт·ч

³⁾ Значение абсолютной погрешности не превосходит 1 младшего разряда табло счетчика