

СОГЛАСОВАНО
Генеральный директор
ООО НПФ «КРУГ»



О.В. Прокопов

2015 г.

УТВЕРЖДАЮ
Директор
ФБУ «Центренский ЦСМ»



Ю.Г. Катышкин

24 декабря 2015 г.

**СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ
УЧЁТА ПРИРОДНОГО ГАЗА
НА ГРП АРХАНГЕЛЬСКОЙ ТЭЦ**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

ЖАЯК.425000.030 МП

и.р. 63563-16

2015 г.

Настоящая методика поверки устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверок Системы автоматизированной учёта природного газа на ГРП Архангельской ТЭЦ (Далее по тексту – АСУГ).

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Поверке подлежит АСУГ в соответствии с перечнем измерительных каналов (ИК), приведенным в Приложении А.

1.2 Первичную поверку АСУГ выполняют перед вводом в эксплуатацию, а также после ремонта.

1.3 Периодическую поверку АСУГ выполняют в процессе эксплуатации через установленный интервал между поверками.

1.4 Интервал между поверками АСУГ – 2 года.

1.5 Средства измерений (далее – СИ), входящие в состав АСУГ, поверяют с интервалом между поверками, установленным при утверждении их типа. Если очередной срок поверки какого-либо СИ наступает до очередного срока поверки АСУГ, поверяется только это СИ. При этом поверка АСУГ (в том числе в части измерительного канала, в состав которого входит это СИ) не проводится.

1.6 Замена СИ, входящих в состав измерительных каналов (далее – ИК) АСУГ, на аналогичные допускается при наличии у последних действующих свидетельств о поверке. При этом поверка АСУГ (в том числе в части ИК, в состав которого входит это СИ) не проводится.

1.7 Допускается проведение поверки отдельных измерительных каналов из состава АСУГ в соответствии с заявлением ее владельца.

2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Описание операции поверки	Рекомендуемые средства поверки
1. Подготовка к поверке	7	–
2. Внешний осмотр	8.1	–
3. Проверка комплектности	8.2	–
4. Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав АСУГ	8.3	–
5. Опробование	8.4	МСХ-II-R
6. Проверка ошибок информационного обмена	8.5	–
7. Проверка хода часов	8.6	РЧ-011
8. Идентификация программного обеспечения	8.7	–
9. Определение диапазона измерений и пределов допускаемой погрешности измерений объемного расхода природного газа.	8.8	ПО «Расходомер-ИСО»
10. Оформление результатов поверки	9	–

3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки применяют средства измерений, указанные в таблице 2.

Таблица 2 – Средства поверки

№	№ пункта методики поверки	Средства поверки	Требуемые характеристики	Рекомендуемый тип
1	8.4	Калибратор многофункциональный	Пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения силы постоянного тока $\pm 0,004$ мА Пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения сигналов термометров сопротивления $\pm 0,15$ °С	МСХ-ИР
2	8.6	Приемник сигналов точного времени	Установка и коррекция времени по сигналам ЭСЧВ р/ст РБУ Пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,1$ с	Радиочасы РЧ-011/2

Примечание – допускается применять иные средства поверки, обеспечивающие проверку метрологических характеристик АСУГ с требуемой точностью

4 УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны соблюдаться рабочие условия эксплуатации компонентов, входящих в состав АСУГ в соответствии с НД на эти компоненты.

5 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

При проведении поверки необходимо соблюдать требования безопасности, предусмотренные «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок» (утвержденных приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013г. №328н), ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ 22261-94 и указаниями по безопасности, оговоренными в технических описаниях, руководствах по эксплуатации на измерительные компоненты АСУГ в соответствующей документации на эталоны и другие средства поверки.

6 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

Поверку СИ должен проводить персонал, соответствующий требованиям пунктов 44, 45 Приказа Министерства экономического развития РФ от 30 мая 2014 г. № 326 «Об утверждении критериев аккредитации, перечня документов, подтверждающих соответствие заявителя, аккредитованного лица критериям аккредитации, и перечня документов в области стандартизации, соблюдение требований которых заявителями, аккредитованными лицами обеспечивает их соответствие критериям аккредитации», а также изучивший настоящую методику поверки и эксплуатационную документацию АСУГ, имеющий стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, а также прошедший инструктаж по технике безопасности на рабочем месте.

7 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей к местам установки компонентов АСУГ, отключению в необходимых случаях СИ, входящих в состав поверяемых ИК;
- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования;
- средства поверки выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в нормативных документах на средства поверки;

– все средства измерений, которые подлежат заземлению, должны быть надежно заземлены, подсоединение зажимов защитного заземления к контуру заземления должно производиться ранее других соединений, а отсоединение – после всех отсоединений.

8 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

8.1 Внешний осмотр

При проведении внешнего осмотра АСУГ проверяют:

- отсутствие механических повреждений компонентов, входящих в состав АСУГ;
- состояние линий связи, разъемов и соединительных клеммных колодок, при этом они должны соответствовать технической документации (ТД) на систему и не иметь повреждений, деталей с ослабленным или отсутствующим креплением;
- наличие действующих пломб в установленных местах, соответствие заводских номеров технических компонентов АСУГ номерам, указанным в эксплуатационной документации;
- наличие заземляющих клемм (или клемм на корпусах) шкафов с электрооборудованием, входящим в состав АСУГ.

8.2. Проверка комплектности

Проверка комплектности АСУГ проводится в соответствии документом «Система автоматизированная учёта природного газа на ГРП Архангельской ТЭЦ. Формуляр. ЖАЯК.425000.030 ФО».

Считается, что проверка прошла успешно, если комплектность АСУГ соответствует требованиям документа «Система автоматизированная учёта природного газа на ГРП Архангельской ТЭЦ. Формуляр. ЖАЯК.425000.030 ФО»

8.3 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав АСУГ

Проверка результатов поверки проводится путем проверки наличия и срока действия знаков поверки СИ, входящих в состав АСУГ (см. приложение А). При этом знаки поверки должны быть нанесены на СИ и (или) на свидетельства о поверке СИ и (или) в паспорт (формуляр) СИ.

Все СИ, входящие в состав АСУГ, должны обладать действующим статусом поверки. Ежегодный контроль диафрагмы по ГОСТ 8.586.2-2005, должен быть подтвержден соответствующим документом.

8.4 Опробование

8.4.1 Непосредственно перед выполнением экспериментальных исследований необходимо подготовить АСУГ и средства измерений к работе в соответствии с их эксплуатационной документацией.

8.4.2 Перед опробованием АСУГ в целом необходимо выполнить проверку функционирования её компонентов.

8.4.3 Отключить электрическое питание СПГ761 и первичных измерительных преобразователей.

8.4.4 Отключить первичный измерительный преобразователь от линии связи, связывающей его с корректором газа СПГ761.

8.4.5 Вместо первичного измерительного преобразователя подключить калибратор многофункциональный и подключить электрическое питание корректора СПГ761

8.4.6 Поочередно установить три значения входного сигнала, равномерно распределенных в диапазоне измерений ИК: 0%, 50 %, 100 %.

8.9.5 Зарегистрировать показания с выхода корректора газа СПГ 761 и сервера. Они должны соответствовать установленным значениям на входе корректора газа СПГ 761 с погрешностью, регламентированной на применяемое средство измерения МСХ-II-R.

8.9.6 Повторить п.п. 8.4.3-8.4.5 для всех первичных измерительных преобразователей давления, разности давлений, температуры.

8.5 Проверка ошибок информационного обмена

8.5.1 На сервере АСУГ распечатывают значения результатов измерений, зарегистрированные за полные предшествующие дню проверки сутки по всем ИК. Проверяют наличие данных, соответствующих каждому интервалу времени. Пропуск данных не допускается за исключением случаев, когда этот пропуск был обусловлен отключением ИК или устранимым отказом какого-либо компонента АСУГ.

8.5.2 Распечатывают журнал событий корректора газа СПГ761 и отмечают моменты нарушения связи между первичными измерительными преобразователями и сервером. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти корректора газа СПГ761 и сервере АСУГ на тех интервалах времени, в течение которого была нарушена связь.

8.5.3 Различие результатов измерений, хранящихся в памяти корректора газа СПГ761 и сервера не должно превышать единицы младшего разряда.

8.6 Проверка хода часов

Для проверки хода часов выполнить сличение показаний часов корректора газа СПГ761 и сервера с показаниями радиочасов РЧ-011. Через 24 часа повторить сличение. Различие результатов измерений интервала времени 24 часа не должно превышать ± 5 с.

8.7 Идентификация программного обеспечения

8.7.1 Проверка наименования, идентификационного наименования и номера версии (идентификационного номера) производится для метрологически значимой части программного обеспечения (ПО) в составе, приведенном в таблицах 3-6.

Таблица 3 Идентификационные данные ПО SCADA «КРУГ-2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SCADA «КРУГ-2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.0 и выше
Цифровой идентификатор ПО	0x5dc32f41bef844b95b3a8d79e9633c42
Другие идентификационные данные, если имеются	Нет

Таблица 4 – Идентификационные данные ПО СРВК DevLink

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СРВК DevLink
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.17 и выше
Цифровой идентификатор ПО	0xC973
Другие идентификационные данные, если имеются	Нет

Таблица 5 Идентификационные данные драйвера магистрального протокола приборов «Логика» (СПТ961 и СПГ761)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	драйвер магистрального протокола приборов «Логика» (СПТ961 и СПГ761)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2 и выше
Цифровой идентификатор ПО	78db207209546811f7b4c1620940fe03
Другие идентификационные данные, если имеются	Нет

Таблица 6 – Идентификационные данные ПО TimeVisor

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	TimeVisor
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2 и выше
Цифровой идентификатор ПО	1f0a04ae2c873b0f1167d2c698e2eb52
Другие идентификационные данные, если имеются	Нет

8.7.2 В соответствии с указаниями инструкции оператора считывают с сервера АСУГ идентификационные наименования и номера версий программ и сличают считанные наименования программ с наименованиями программ, приведенных в таблицах 3-6, а также считанные идентификационные наименования и номера версий программ с приведенными в таблицах 3-6.

Результат проверки считается положительным, если наименования, идентификационные наименования и номер версии программ соответствуют указанным в таблицах 3-6.

8.7.3 Проверка цифрового идентификатора (контрольной суммы исполняемого кода) программ метрологически значимой части программного обеспечения и алгоритма вычисления цифрового идентификатора производится в следующем порядке: на сервере АСУГ запускают программу расчета контрольной суммы по соответствующему алгоритму и производят расчет контрольной суммы для файлов программ, указанных в таблицах 3-6.

Результат проверки считается положительным, если рассчитанные контрольные суммы программ совпадают с приведенными в таблицах 3-6.

8.8 Определение диапазонов измерений и пределов допускаемой погрешности измерений объемного расхода природного газа

8.8.1 Определение диапазона измерений и пределов допускаемой погрешности измерений объемного расхода природного газа, приведенного к стандартным условиям, проводится с помощью программного комплекса «Расходомер-ИСО» для каждой из двух измерительных линий (основной и растопочной).

8.8.2 При выполнении расчетов с использованием программного комплекса «Расходомер-ИСО» следует использовать данные, приведенные в Приложении Б.

8.8.3 Диафрагмы, установленные в основной и растопочной линии, должны проходить ежегодный контроль по ГОСТ 8.586.2-2005.

8.8.4 Сравнить данные, полученные с помощью программного комплекса «Расходомер-ИСО» с данными, внесенными в память корректора СПГ761, при необходимости внести изменения в корректор.

8.8.5 Результат считается положительным, если пределы погрешности прямой и растопочной линий не превышают $\pm 2\%$, и данные, внесенные в память корректора, совпадают с данными, полученными при выполнении расчетов с использованием программного комплекса «Расходомер-ИСО».

9 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

9.1 На основании положительных результатов поверки АСУГ оформляется свидетельство о поверке по форме приложения 1а к Порядку проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержденному Приказом Минпромторга от 02 июля 2015 г. №1815. На оборотной стороне свидетельства о поверке указывается состав АСУГ и диапазон измерений расхода природного газа.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Примечание – Если в соответствии с заявлением владельца АСУГ проведена поверка отдельных измерительных каналов из состава АСУГ с положительными результатами, в свидетельстве о поверке АСУГ обязательно должен быть приведен перечень этих измерительных каналов.

9.2 На основании отрицательных результатов поверки АСУГ оформляется извещение о непригодности к применению по форме приложения 2 к Порядку проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержденному Приказом Минпромторга от 02 июля 2015 г. №1815.

Приложение А

Таблица А1 – Состав ИК АСУГ

Но- мер ИК	Номер и на- именование трубопровода	Наименование ИК	Тип СИ, входящих в состав ИК, № в реестре СИ ФИФ ОЕИ		
			1 уровень	2 уровень	3 уровень
1	1 (основная линия)	Давление	Метран-150ТА № 32854-13	Логика СПГ761 № 36693-08 БППС 4090Ех/М11 № 32453-06	SCADA «КРУГ- 2000»
2		Температура	ТСПТ № 57176-14		
3		Разность давлений	Метран-150CD № 32854-13		
4			Метран-150CD № 32854-13		
5		Расход газа	СИ, входящие в состав ИК 1-4 1 уровня		
6		Объем газа			
7	2 (растопочная линия)	Давление	Метран-150ТА № 32854-13	Логика СПГ761 № 36693-08 БППС 4090Ех/М11 № 32453-06	SCADA «КРУГ- 2000»
8		Температура	ТСПТ № 57176-14		
9		Разность давлений	Метран-150CD № 32854-13		
10			Метран-150CD № 32854-13		
11		Расход газа	СИ, входящие в состав ИК 7-10 1 уровня		
12		Объем газа			
13		Время	–		

Приложение Б

Сведения о конфигурации измерительного трубопровода основной линии приведены в таблице Б1.

Таблица Б1

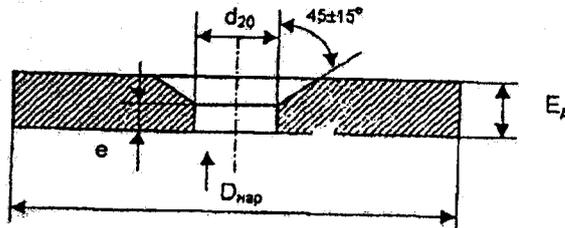
Наименование характеристики	Значение
Материал ИТ	Сталь 16ГС
Тип и состояние поверхности стенки ИТ	Стальная ржавая
Тип 1-го местного сопротивления (МС)	Дисковое устройство подготовки потока «Zanker»
Расстояние от 1-го МС до СУ, мм	4315
Длина 1-го МС, мм	65
Тип 2-го МС	90° колено
Расстояние между 1-м и 2-м МС, мм	4320
Диаметр трубопровода между 1-ым и 2-ым МС, мм	511,42
Расстояние до МС после СУ, м	3705
Место установки гильзы термометра	после СУ
Расстояние между СУ и гильзой термометра, м	2700
Наружный диаметр гильзы термометра, мм	20
Примечания	
Длины прямолинейных участков ИТ соответствуют ГОСТ 8.586.1-5-2005.	

Рис. Б2 Паспорт на диафрагму №009

ПАСПОРТ № 009

на стандартную диафрагму с угловым,
фланцевым способом отбора
переменного перепада давления

Владелец А.С. Мещеряков Т.И.
 Измеряемая среда метанол
 Рабочее давление, кгс/см² 6,0
 Внутренний диаметр тр-да (D₂₀), мм 570
 Материал диафрагмы 12Х18Н10Т
 Наружный диаметр диафрагмы (D_{нар}), мм 555 -0,480
 Толщина диафрагмы (E_A), мм 11 ± 0,125
 Длина цилиндрической части (e), мм 4 ± 0,15
 Расчетный диаметр отверстия (d₂₀), мм 251,236 ± 0,112



Результаты поверки диафрагмы

Дата	Заключение о пригодности	Фактический диаметр (d ₂₀)	Фамилия поверителя	Подпись поверителя
29.04.2010	год	d ₂₀ = 251,24 мм	Хрисанова	[Подпись]
19.03.2011	год	d ₂₀ = 251,23	Хрисанова	[Подпись]
21.05.2013	год	d ₂₀ = 251,27	Хрисанова	[Подпись]

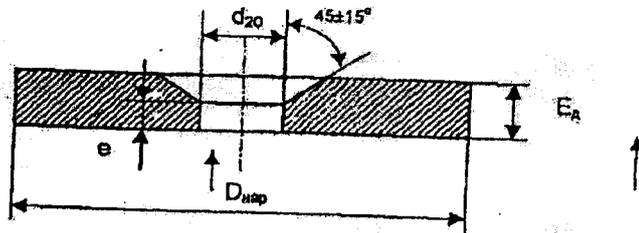
Рис.Б3 Паспорт на диафрагму №018

ФГУ «Чувашский ЦСМ»
428038, г.Чебоксары, ул.Энтузиастов, 42
Аттестат аккредитации №044 действителен до 31.12.2013 г.

ПАСПОРТ № 018

на стандартную диафрагму с угловым,
фланцевым способом отбора
переменного перепада давления

Владелец Архангельская ТЭЦ. ГРП
Измеряемая среда природный газ
Рабочее давление, кгс/см² 6
Внутренний диаметр тр-да (D_{20}), мм 510
Материал диафрагмы 12X18H10T
Наружный диаметр диафрагмы ($D_{нар}$), мм 555^{-0,480}
-0,880
Толщина диафрагмы (E_d), мм 14 ± 0,125
Длина цилиндрической части (e), мм 4 ± 0,15
Расчетный диаметр отверстия (d_{20}), мм 281,236 ± 0,112



Результаты поверки диафрагмы

Дата	Заключение о пригодности	Фактический диаметр (d_{20})	Фамилия поверителя	Подпись поверителя
27.10.2011	годен А	281,17 мм	Христанова	[Подпись]
28.05.12	годен В	281,203 мм	Христанова	[Подпись]

Сведения о конфигурации измерительного трубопровода растопочной линии приведены в таблице Б2.

Таблица Б2

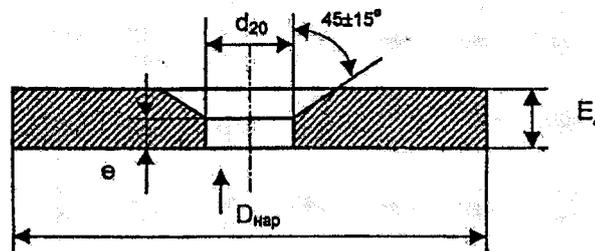
Наименование характеристики	Значение
Материал ИТ	Сталь 16ГС
Тип и состояние поверхности стенки ИТ	Стальная ржавая
Тип 1-го местного сопротивления (МС)	Дисковое устройство подготовки потока «Zanker»
Расстояние от 1-го МС до СУ, мм	2490
Длина 1-го МС, мм	40
Тип 2-го МС	Затвор (Заслонка)
Расстояние между 1-м и 2-м МС, мм	2490
Диаметр трубопровода между 1-ым и 2-ым МС, мм	309,15
Расстояние до МС после СУ, м	1900
Место установки гильзы термометра	после СУ
Расстояние между СУ и гильзой термометра, м	1800
Наружный диаметр гильзы термометра, мм	20
<p>Примечания</p> <p>Введена дополнительная расширенная неопределенность к коэффициенту истечения, равная 0,3% от сокращения длин прямолинейных участков в соответствии с аттестованной методикой, свидетельство №258-931-01.00270-2011</p>	

Рис.Б5 Паспорт на диафрагму №008

ПАСПОРТ № 008

на стандартную диафрагму с угловым,
фланцевым способом отбора
переменного перепада давления

Владелец Архангельская ТЭЦ
Измеряемая среда цирконий газ
Рабочее давление, кгс/см² 6
Внутренний диаметр тр-да (d_{20}), мм 309
Материал диафрагмы АХ18Н10Т
Наружный диаметр диафрагмы ($D_{нар}$), мм 350
Толщина диафрагмы (E_d), мм 8,0
Длина цилиндрической части (e), мм 2,0
Расчетный диаметр отверстия (d_{20}), мм 158,746 ± 0,063



Результаты поверки диафрагмы

Дата	Заключение о пригодности	Фактический диаметр (d_{20})	Фамилия поверителя	Подпись поверителя
30.03.2010	годен	$d_{20} = 158,747$	Смирнов	[Подпись]
30.03.2011	годен	$d_{20} = 158,748$	Климов	[Подпись]
10.05.2013	годен	$d_{20} = 158,748$	Томов	[Подпись]
26.05.2015	годен	$d_{20} = 158,813$	Климов	[Подпись]

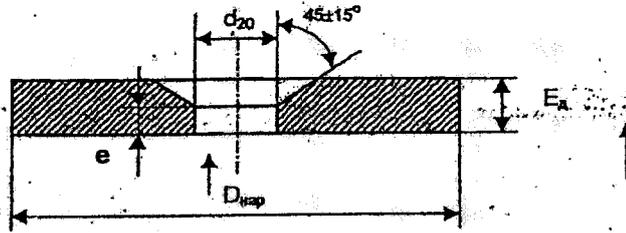
Рис.Б6 Паспорт на диафрагму №008

ФГУ «Чувашский ЦСМ»
428038, г.Чебоксары, ул.Энтузиастов, 42
Аттестат аккредитации №044 действителен до 31.12.2013 г.

ПАСПОРТ № 008

на стандартную диафрагму с угловым,
фланцевым способом отбора
переменного перепада давления

Владелец Архангельская ТЭЦ
Измеряемая среда цирконий газ
Рабочее давление, кгс/см² 6
Внутренний диаметр тр-да (D₂₀), мм 309
Материал диафрагмы 1АХ18Н10Т
Наружный диаметр диафрагмы (D_{нар}), мм 350 ± 0,30
Толщина диафрагмы (E_d), мм 8 ± 0,125
Длина цилиндрической части (e), мм 2 ± 0,125
Расчетный диаметр отверстия (d₂₀), мм 158,776 ± 0,063



Результаты поверки диафрагмы

Дата	Заключение о пригодности	Фактический диаметр (d ₂₀)	Фамилия поверителя	Подпись поверителя
05.08.2011 г	годен	d ₂₀ = 158,769 мм	Самойкин	
21.05.2012	годен	d ₂₀ = 158,772 мм	Толнова	
15.05.2014	годен	d ₂₀ = 158,775 мм	Толнова	
03.06.2014	годен	d ₂₀ = 158,775 мм	Толнова	