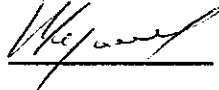


Генеральный директор
ООО ПО «Химпром»


Казанцев И.Ю.
« _____ » _____ 2012 г.

ОТЧЕТ О МОНИТОРИНГЕ
по проекту совместного осуществления
«Использование сбросного коксового газа в ООО ПО «Химпром»,
Кемерово, Россия

Период мониторинга: 01.01.2008 – 30.06.2012

Версия документа: версия 01.3

Дата документа: 24 декабря 2012г.

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗДЕЛ А. Общее описание проекта.....	3
А.1. Наименование проекта:	3
А.2. Описание проекта:	3
А.3. Статус реализации проекта:	4
А.4. Отклонения или изменения в ПТД или план мониторинга:	4
А.5. Период мониторинга:.....	9
А.6. Информация о периодичности отчета о мониторинге и изменениях с предыдущей верификации:	9
А.7. Участники проекта:	9
А.8. Измеренный объем сокращения выбросов за период мониторинга:.....	9
А.9. Утверждение проекта участвующими сторонами:.....	10
А.10. Организация, ответственная за подготовку отчета о мониторинге:	10
РАЗДЕЛ В. План мониторинга и структура мониторинга:.....	11
В.1. Общее описание избранного плана мониторинга:.....	11
В.2. Данные, используемые для мониторинга сокращений выбросов, генерируемых проектом: ..	12
В.3. Описание формул, использующихся для расчета сокращений выбросов, генерируемых проектом:.....	14
В.4. Операционная и управленческая структура, применяемая при реализации плана мониторинга:.....	16
В.5. Контроль качества (QC) и обеспечение качества (QA):	18
В.6. Данные об измерительных приборах и организациях, ответственных за измерение параметров, подлежащих мониторингу:	19
РАЗДЕЛ С. Расчет сокращений выбросов:	22
С.1. Данные мониторинга:	22
С.2. Расчет проектных выбросов парниковых газов:.....	29
С.3. Расчет выбросов парниковых газов по базовой линии	29
С.4. Расчет утечек:.....	29
С.5. Расчет сокращений выбросов, генерируемых проектом:	29
С.6. Анализ отклонения между результатами мониторинга и прогнозируемым предварительным сокращением выбросов:	30
Приложение 1 Контактная информация участников проекта:	32
Вложение. Таблица Excel с расчетом сокращений выбросов.	

РАЗДЕЛ А. Общее описание проекта

А.1. Наименование проекта:

Наименование проекта: Использование сбросного коксового газа в ООО ПО «Химпром», Кемерово, Россия (ПТД версии 03)

Сектор(ы) (1) Производство энергии и (13) Переработка и уничтожение отходов применения

Версия отчета о мониторинге: 01.3

Дата: 24.12.2012 г.

А.2. Описание проекта:

Краткое описание проекта

Для большинства химических технологий, применяемых на ООО ПО «Химпром» (далее Химпром), необходим пар промышленных параметров: (2,4 МПа и 270 С и ниже). Пар также применяется на ООО ПО «Химпром» для отопления и горячего водоснабжения. Обеспечение паром осуществляется из двух источников:

- 3 котла Химпрома (по 25 тонн пара в час) на природном газе;
- Ново-Кемеровская ТЭЦ, которая поставляет пар на Химпром по 3-километровому паропроводу.

ОАО «Кокс» расположено в непосредственной близости от Химпрома. Его основная продукция – кокс (несколько миллионов тонн в год). Технологический процесс сопровождается образованием коксового газа. После ввода в действие в 2007 г. четвертой коксовой батареи выход газа достигнет по крайней мере 1300 млн.м³/год. Примерно 50% коксового газа будет использоваться самим ОАО «Кокс» для собственных нужд, 30% - будет направляться на Кемеровскую ГРЭС и 20% - сжигаться на факеле. Количество сбросного газа составит 150-200 млн.м³ в год.

Суть деятельности по проекту заключается в следующем (в соответствии с ПТД версии 03):

- сооружение на Химпроме 2 новых котлов по 25 т пара в час каждый, которые будут использовать коксовый газ с ОАО «Кокс»; эти 2 котла должны нести максимальную нагрузку, сжигая до 64 млн. м³ коксового газа в год. Это заместит соответствующее количество природного газа от 3 существующих котлов (3 x 25 т пара в час), оставляя 1 из этих котлов в качестве резервного для покрытия пиковых нагрузок, а один - в качестве аварийного;
- повышенная мощность котельной Химпрома даст возможность отказаться от поставок пара с Ново-Кемеровской ТЭЦ, которая сжигает уголь и природный газ
- после осуществления проекта до 100% потребности Химпрома в паре будет покрываться собственными источниками – 2 котлами на коксовом газе (перекрывающими примерно 2/3 потребности в тепле) и остальное – котлами на природном газе

Для реализации проекта были произведены следующие строительные работы:

- установка 2 котлов по 25 т/час для сжигания коксового газа;
- расширение корпуса котельной для 2 новых котлов;
- сооружение эстакады длиной 1,7 км с трубопроводом для коксового газа;
- сооружение дополнительной станции водоподготовки в расширенном корпусе;
- внедрение системы коммерческого учета потребления коксового газа, оснащение новых котлов КИПиА.

Для перекачки коксового газа не используются компрессоры, так как исходное давление газа на ОАО «Кокс» и выбранный диаметр трубопровода позволяют транспортировать газ на Химпром без компримирования.

Задача проекта

Задачей проекта является способствовать повышению эффективности, экономичности, надежности поставки энергии (пара) на технологические установки Химпрома, а также снизить выбросы парниковых газов и локальное воздействие на окружающую среду. Целью является использование в качестве топлива сбросного коксового газа от ОАО «Кокс» в двух новых паровых котлах Химпрома для его собственного потребления. Таким образом, ОАО «Кокс» не будет направлять часть избыточного коксового газа «на факел» и сжигать на открытом воздухе, сокращая использование природного топлива на котельной Химпрома и Ново-Кемеровской ТЭЦ (Н-К ТЭЦ).

Проектный сценарий

Как описано выше в разделе «Краткое описание проекта»

Сценарий базовой линии

Продолжение поставок пара из 2 источников: 3 действующих котла на природном газе и пар с Н-К ТЭЦ

Применяемая методология

МЧР методология АСМ004 «Консолидированная методология построения базовой линии для отработанного газа и/или тепла и/или давления для производства энергии» (версия 02 от 3 марта 2006, она была действительна на момент разработки ПТД) очень близка к теме, она была приспособлена к условиям проекта.

Подход к определению базовой линии и плана мониторинга был четко описан в ПТД версии 03, которая была успешно детерминирована.

А.3. Статус реализации проекта

ПТД версии 01 проекта была передана в Det Norske Veritas Certification AS (DNV) для детерминации в начале 2006г. В процессе детерминации ПТД была изменена и исправлена и в результате в декабре 2006 г. была выпущена версия 03. Положительное экспертное заключение было получено на ПТД версии 03. Эта версия полностью описывает настоящий проект. Дата начала генерации сокращения выбросов в соответствии с ПТД и фактической деятельности по проекту – 01 января 2008 г.

Проект был реализован и функционирует, как описано в ПТД версии 03 с некоторыми отклонениями, описанными в разделе А.4 ниже.

А.4. Отклонения или изменения в ПТД или план мониторинга

Деятельность по настоящему проекту в период с 01 января 2008 г. по 30 июня 2012 г. в целом соответствует деятельности, описанной в ПТД версии 03. Однако отклонения и изменения в ПТД и плане мониторинга были выявлены. Основные отклонения, которые повлияли на сокращение выбросов, были вызваны тем, что (1) Химпрому пришлось сохранить в небольших количествах поставки пара с Н-К ТЭЦ; (2) кроме угля и природного газа Н-К ТЭЦ в 2008-2012 гг. сжигала небольшое количество мазута и (3) котел №5 на коксовом газе был введен в эксплуатацию немного позднее, в мае 2008г.

В отношении пункта (1) первый опыт использования коксового газа выявил некоторые технические проблемы с его транспортировкой на длительное расстояние и сжиганием, вызванным содержанием некоторого количества смолы в коксовом газе. Для сохранения надежности обеспечения паром

Химпрому пришлось отказаться от планов полного прекращения поставок пара с Н-К ТЭЦ и вывода из эксплуатации паропровода Ново-Кемеровская ТЭЦ-ООО ПО «Химпром». Возможные последствия таких отклонений подробно отражены в таблице А.4-1.

В отношении пункта (2) использование мазута на Н-К ТЭЦ привело к корректировке коэффициента эмиссии для смеси топлив на Н-К ТЭЦ и корректировке расчетов выбросов по базовой линии.

В отношении пункта (3) задержка ввода в эксплуатацию котла №5 привела к снижению использования коксового газа и сокращения выбросов по сравнению с оценками, сделанными в ПТД версии 03.

Отклонения (1) и (2) привели к пересмотру формул, используемых для расчета сокращения выбросов.

Для первого полугодия 2012г. мониторинг проводился на основании месячных/полугодовых данных. Все формулы для годовых выбросов скорректированы с помощью использования индекса "h-y" (полугодие) вместо "y" (год) в аналогичных формулах.

Отклонения и изменения от ПТД версии 03 приведены в таблице А.4-1.

А.9. Утверждение проекта участвующими сторонами:

Разрешительные документы (письма подтверждения) были выпущены уполномоченными координаторами:

- Принимающая сторона: в мае 2012 года проект был утвержден стороной А, Российской Федерацией (Приказ Министерства экономического развития Российской Федерации от 16 мая 2012 года № 277)
- Сторона В: утверждение проекта стороной В, Швецией, было получено в 2007г.

Копии разрешительных документов обеих сторон предоставлены аккредитованному независимому органу.

А.10. Организация, ответственная за подготовку отчета о мониторинге:

Дата подготовки отчета о мониторинге (версия 01.3): 24.12.2012г.

Отчет о мониторинге подготовлен ООО ПО «Химпром»

Тел.: +7 384 2 57 0592

E-mail: Art-Chernishev@yandex.ru

ООО ПО «Химпром» является участником проекта, указанным в секции А.7.

В.1. Общее описание избранного плана мониторинга:

План мониторинга был разработан с применением утвержденной МЧР методологии АСМ004 "Консолидированная методология построения базовой линии для отработанного газа и/или тепла и/или давления для производства энергии" (версия 02 от 3 марта 2006, она была действительна на момент разработки ПТД)

В своей деятельности в области измерений и метрологии ООО ПО «Химпром» следует требованиям Федерального Закона от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» и ряда национальных положений и предписаний региональной метрологической инспекции. На ООО ПО «Химпром» имеется подразделение по метрологии, которое ответственно за соответствующие планы, документацию, поверку приборов, калибровку и т.п. Измерительные приборы имеют специальный допуск к эксплуатации; имеются ежегодные метрологические планы по проверке параметров приборов.

Измерения основных параметров проекта полностью подпадают под ту внутризаводскую метрологическую систему, которая действует в настоящее время. Единственными новыми измерительными приборами стали расходомер коксового газа и системы измерения производимой тепловой энергии на котлах на коксовом газе. На них распространяются те же метрологические правила, что и для любого другого измерительного прибора.

Два основных структурных подразделения ООО ПО «Химпром» отвечают за реализацию плана мониторинга:

1. Производственно-технический отдел;
2. Служба КИП.

Мониторинг следующих параметров реализован для расчетов сокращений выбросов по проекту:

- производство тепла котлами на коксовом газе ООО ПО «Химпром»;
- доля угля в топливном балансе на Н-К ТЭЦ;
- доля природного газа в топливном балансе на Н-К ТЭЦ;
- доля мазута в топливном балансе на Н-К ТЭЦ;
- удельный расход топлива для производства 1 ТДж тепла на Н-К ТЭЦ;
- потребление коксового газа на ООО ПО «Химпром»;
- фактическая поставка тепла с Н-К ТЭЦ.

Для полных лет деятельности по проекту (2008, 2009, 2010 и 2011г.) применяются годовые значения (в формулы добавляется индекс «у»), для 6 месяцев 2012 г. – полугодовые значения (с индексом «h-у» в аналогичных формулах).

Параметры, которые не контролировались (постоянные или предварительно зафиксированные):

- коэффициенты эмиссии по умолчанию по МГЭИК для мазута (EF_m), угля (EF_{coal}) и природного газа (EF_{NG}) приняты постоянными, они не изменялись МГЭИК вплоть до декабря 2012 г. (постоянные значения);
- Потери тепла (выраженные в %) на паропроводе, проходящем от Н-К ТЭЦ (предварительно зафиксированы);
- КПД котлов на природном газе (предварительно зафиксирован).

В.2. Данные, используемые для мониторинга сокращений выбросов, генерируемых проектом:

Данные и параметры, используемые при мониторинге сокращений выбросов, представлены в таблице В.2-1.

Параметр	Переменная	Источник данных	Ответственное подразделение	Единица измерения	Измеренный (m), Подсчитанный (с), Оцененный (e)	Частота записи данных	Измеряется/ зафиксирован в ПТД	Способ хранения (электронный/ документальный)
1. $HG_{\text{cog},y}$ ($HG_{\text{cog},h,y}$)	Производство тепла котлами на коксовом газе ООО ПО «Химпром» в год (полугодие)	Показания счетчиков пара	Служба КИП	ТДж	m	постоянно	измеряется	Электронный и документальный
2. $SHARE_{\text{coal},y}$ ($SHARE_{\text{coal},h,y}$)	Доля угля в топливном балансе Н-К ТЭЦ за год (полугодие)	ОАО «Кузбассэнерго»	Производственно-технический отдел	%/100	Рассчитывается на основании прямых измерений	ежегодно (для 2008-2011гг.) полугодие (для 2012г.)	измеряется	Документальный
3. $SHARE_{\text{ng},y}$ ($SHARE_{\text{ng},h,y}$)	Доля природного газа в топливном балансе Н-К ТЭЦ за год (полугодие)	ОАО «Кузбассэнерго»	Производственно-технический отдел	%/100	Рассчитывается на основании прямых измерений	ежегодно (для 2008-2011гг.) полугодие (для 2012г.)	измеряется	Документальный
4. $SHARE_{\text{m},y}$ ($SHARE_{\text{m},h,y}$)	Доля мазута в топливном балансе Н-К ТЭЦ за год (полугодие)	ОАО «Кузбассэнерго»	Производственно-технический отдел	%/100	Рассчитывается на основании прямых измерений	ежегодно (для 2008-2011гг.) полугодие (для 2012г.)	измеряется	Документальный
5. $b_{\text{N-KP},y}$ ($b_{\text{N-KP},h,y}$)	Удельный расход топлива для производства 1 ТДж тепла на Н-К ТЭЦ за год (полугодие)	ОАО «Кузбассэнерго»	Производственно-технический отдел	ТДж/ТДж	Рассчитывается на основании прямых измерений	ежегодно (для 2008-2011гг.) полугодие (для 2012г.)	измеряется	Документальный

Параметр	Переменная	Источник данных	Ответственное подразделение	Единица измерения	Измеренный (м), Подсчитанный (с), Оцененный (е)	Частота записи данных	Измеряется/ зафиксирован в ПТД	Способ хранения (электронный/ документальный)
6. $H_{N-KP, y}$ ($H_{N-KP, y, y}$)	Фактическая поставка тепла с Н-К ТЭЦ за год (полугодие)	ОАО «Кузбассэнерго»	Производственно-технический отдел	ТДж	т	постоянно	измеряется	Документальный
7. $H_{N-KP, y}$ ($H_{N-KP, y, y}$)	Поставка тепла с Н-К ТЭЦ за год (полугодие)	ПТД версии 03 ³	-	ТДж	-	-	зафиксирован в ПТД	Документальный
8. EF_{coal}	Коэффициент эмиссии для угля по МГЭИК	МГЭИК		т CO ₂ /ТДж	-	-	Постоянная	-
9. EF_{ng}	Коэффициент эмиссии для природного газа по МГЭИК	МГЭИК		т CO ₂ /ТДж	-	-	Постоянная	-
10. EF_{in}	Коэффициент эмиссии для мазута по МГЭИК	МГЭИК		т CO ₂ /ТДж	-	-	Постоянная	-
11. Eff_{ng}	КПД котлов на природном газе	ПТД версии 03	-	%/100	-	-	зафиксирован в ПТД	-
12. Losses	Потери тепла в паропроводе с Н-К ТЭЦ	ПТД версии 03	-	%	-	-	зафиксирован в ПТД	-
13. B_{cog}	Потребление коксового газа на ООО ПО «Химпром»	Показания счетчиков газа	Служба КИП	млн м ³	т	постоянно	измеряется	Электронный и Документальный

³ с учетом отклонений, описанных в разделе А.4

В.3. Описание формул, использующихся для расчета сокращений выбросов, генерируемых проектом:

Формулы для расчета проектных выбросов

В соответствии с методом определения сокращения выбросов, использованным в ПТД версии 03, проектные выбросы должны быть приняты равными нулю.

Формулы для расчета выбросов по базовой линии

В данном проекте имеется 2 источника выбросов парниковых газов в сценарии БЛ (в зоне замещения топлива утилизируемым коксовым газом): котлы Химпрома на природном газе и Н-К ТЭЦ. Выбросы по базовой линии определяются следующим образом (формула d1 из ПТД):

$$BE_y = H_{ng,y} \cdot EF_{ng} + b_{N-КР,y} H_{N-КР,y} \cdot EF_{mix,y} \quad (\text{т CO}_2) \quad (b1)$$

где

$H_{ng,y}$ – тепло, поставляемое котлами на природном газе, которое будет замещено котлами на коксовом газе (ТДж);

EF_{ng} – коэффициент эмиссии для природного газа по МГЭИК (т CO₂/ТДж);

$b_{N-КР,y}$ – удельный расход топлива для производства 1 ТДж тепла на Н-К ТЭЦ за год y (ТДж/ТДж);

$H_{N-КР,y}$ – поставка тепла с Н-К ТЭЦ за год y (ТДж);

$EF_{mix,y}$ – усредненный коэффициент эмиссии для смеси топлив, вычисляется по формуле:

$$EF_{mix,y} = EF_{coal,y} \cdot SHARE_{coal,y} + EF_{ng,y} \cdot SHARE_{ng,y} + EF_m \cdot SHARE_{m,y} \quad (\text{т CO}_2/\text{ТДж}) \quad (b2)$$

где

$SHARE_{coal,y}$ – доля угля в топливном балансе на Н-К ТЭЦ в году y (%/100);

$SHARE_{ng,y}$ – доля природного газа в топливном балансе на Н-К ТЭЦ в году y (%/100);

$SHARE_{m,y}$ – доля мазута в топливном балансе на Н-К ТЭЦ в году y (%/100);

EF_{ng} – коэффициент эмиссии для природного газа по МГЭИК (т CO₂/ТДж);

EF_{coal} – коэффициент эмиссии для угля по МГЭИК (т CO₂/ТДж);

EF_m – коэффициент эмиссии для мазута по МГЭИК (т CO₂/ТДж);

$H_{ng,y}$ – тепло, поставляемое котлами на природном газе в сценарии базовой линии, которое будет замещено котлами на коксовом газе, оно может быть найдено из соотношения:

$$H_{ng,y} = (HG_{cog,y} - H_{N-КР,y} + Losses) / Eff_{ng} \quad (\text{ТДж}) \quad (b3)$$

где

$HG_{cog,y}$ – производство тепла котлами Химпрома на коксовом газе в году y (ТДж);

Eff_{ng} – КПД котлов на природном газе (%/100);

$H_{N-КР,y}$ – поставка тепла с Н-К ТЭЦ в году y (ТДж);

$Losses$ – потери тепла в паропроводе с Н-К ТЭЦ (ТДж).

С учетом отклонений от ПТД, описанных в разделе А.4, и полугодического периода мониторинга в 2012 году формулы из ПТД, приведенные выше, преобразуются следующим образом.

Размер поставки тепла с Н-К ТЭЦ, замещенного теплом, выработанным котлами на коксовом газе, определяется как разница между объемами поставки с Н-К ТЭЦ (в ПТД версии 03 эта величина принята равной 300 ТДж/год) и фактическими поставками тепла с Н-К ТЭЦ:

$$H_{N-КР,y} = 300 - H_{N-КР,f,y} \quad (\text{ТДж}) \quad (b4)$$

где

$H_{N-КР,f,y}$ – фактическая поставка тепла с Н-К ТЭЦ в году y (ТДж).

Так как 300 ТДж – это годовой объем поставки тепла с Н-К ТЭЦ, то за полугодие этот показатель будет равен 150 ТДж, соответственно при расчете за первое полугодие 2012 г. эта формула будет иметь вид:

$$H_{N-КР,h,y} = 150 - H_{N-КР,f,h,y} \quad (\text{ТДж}) \quad (b5)$$

где

$H_{N-KP f, h-y}$ – фактическая поставка тепла с Н-К ТЭЦ за полугодие 2012 г. (ТДж).

Используя постоянные и предварительно зафиксированные значения формула расчета годовых выбросов по базовой линии может быть выражена как:

$$BE_y = (56.1/0.939) \times [(HG_{\text{cog},y} - 300 + H_{N-KP f,y} + 0.11 \times (300 - H_{N-KP f,y})] + b_{N-KP,y} \times (300 - H_{N-KP f,y}) \times (96.1 \times \text{SHARE}_{\text{coal},y} + 56.1 \times \text{SHARE}_{\text{ng},y} + 77.4 \times \text{SHARE}_{\text{m},y}) \text{ (т CO}_2\text{)} \text{ (b6)}$$

где

$HG_{\text{cog},y}$ – производство тепла котлами Химпрома на коксовом газе в году y (ТДж);

$H_{N-KP f,y}$ – фактическая поставка тепла с Н-К ТЭЦ в году y (ТДж);

$b_{N-KP,y}$ – удельный расход топлива для производства 1 ТДж тепла на Н-К ТЭЦ за год y (ТДж/ТДж);

$\text{SHARE}_{\text{coal},y}$ – доля угля в топливном балансе на Н-К ТЭЦ в году y (%/100);

$\text{SHARE}_{\text{ng},y}$ – доля природного газа в топливном балансе на Н-К ТЭЦ в году y (%/100);

$\text{SHARE}_{\text{m},y}$ – доля мазута в топливном балансе на Н-К ТЭЦ в году y (%/100);

Для полугодия 2012г. используется приведенная выше формула (b6) с индексом $h-y$ (полугодие) и с учетом формулы (b5):

$$BE_{h-y} = 59.7 \times [(HG_{\text{cog},h-y} - 150 + H_{N-KP f,h-y} + 0.11 \times (150 - H_{N-KP f,h-y})] + b_{N-KP,h-y} \times (150 - H_{N-KP f,h-y}) \times (96.1 \times \text{SHARE}_{\text{coal},h-y} + 56.1 \times \text{SHARE}_{\text{ng},h-y} + 77.4 \times \text{SHARE}_{\text{m},h-y}) \text{ (т CO}_2\text{)} \text{ (b7),}$$

где

$HG_{\text{cog},h-y}$, $H_{N-KP f,h-y}$, $b_{N-KP,h-y}$, $\text{SHARE}_{\text{coal},h-y}$, $\text{SHARE}_{\text{ng},h-y}$, $\text{SHARE}_{\text{m},h-y}$ те же параметры, что описаны выше, но за первое полугодие 2012 г.

Формулы для расчета утечек

В соответствии с ПТД версии 03 утечки равны нулю.

Формулы для расчета сокращений выбросов по проекту

Сокращение выбросов (ER) по проекту:

$$ER_y = BE_y \text{ и для первого полугодия 2012 г.: } ER_{h-y} = BE_{h-y} \text{ (т CO}_2\text{),}$$

где ER_y , BE_y , ER_{h-y} и BE_{h-y} описаны в формулах выше.

В.4. Операционная и управленческая структура, применяемая при реализации плана мониторинга:

План мониторинга и структура контроля полностью соответствуют существующей системе производственного мониторинга и контроля ООО ПО «Химпром». Мониторинг количества тепла, произведенного котлами ООО ПО «Химпром» на коксовом газе и количества газа, потребленного котлами ООО ПО «Химпром» на коксовом газе, осуществляется сменными операторами котельной.

Для измерения параметров, включенных в план мониторинга, используется только сертифицированное и надлежащим образом откалиброванное и поверенное оборудование. Все оборудование подвергается калибровке и поверке в соответствии с российскими стандартами и нормативно-правовыми актами.

Структура проведения работ и менеджмента, которые оператор проекта использует для мониторинга снижения выбросов следующие:

- Мониторинг будет проводиться персоналом Химпрома;
- Лицом, ответственным за всю систему мониторинга и координацию всей деятельности по мониторингу является г-н. Русаков А.Н. – заместитель главного энергетика; он несет ответственность за ежегодный протокол (документ) мониторинга;
- Лицом, несущим ответственность за QA/QC и сбор данных измерений является г-н. Счастливцев А. - начальник службы КИП (подчиненный г-на Русакова);
- Лицом, ответственным за хранение данных является г-жа Костромина Т. – начальник производственно-технического отдела: она также отвечает за получение данных от других предприятий (ОАО «Кузбассрегионгаз», ОАО «Кузбассэнерго», ОАО "Кокс").

Базовая управленческая структура показана ниже на рис. В.4-1.

Рис. В.4-1 Операционная и управленческая структура

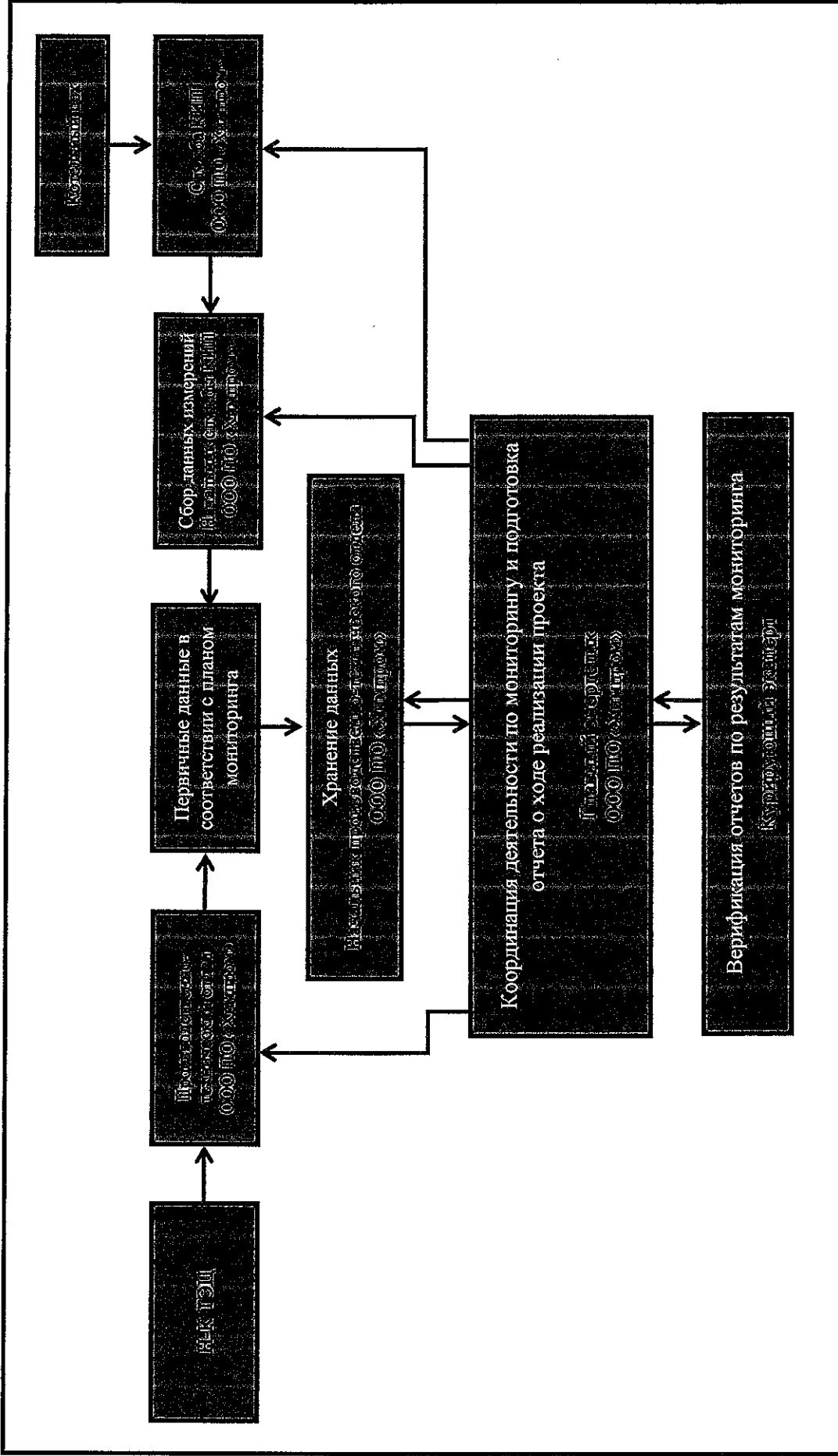


Рис. В.4-1. Операционная и управленческая структура

Данные мониторинга будут храниться на ООО ПО «Химпром» не менее 2 лет после последней передачи единиц сокращения выбросов (ЕСВ).

В.5. Контроль качества (QC) и обеспечение качества (QA):

Процедуры контроля качества (QC) и обеспечения качества (QA), осуществляемые для мониторинга данных:		
Данные	Уровень неопределенности данных (высокий/средний/низкий)	Пояснить процедуры QA/QC, запланированные в отношении этих данных, или почему процедуры не нужны
$HG_{\text{cog},y}$ ($HG_{\text{cog},h-y}$)	низкий	Для измерений применяется тепловычислитель СПТ-961 совместно с термопреобразователем сопротивления ТСП 9201.085-01 и датчиками Метран-100-ДИ модель 1160 и Метран-100-ДД модель 1440. Все приборы сертифицированы и проверяются каждые 3-4 года в соответствии с требованиями по метрологии.
$SHARE_{\text{coal},y}$ ($SHARE_{\text{coal},h-y}$)	низкий	Рассчитывается с использованием измерений потребления угля, природного газа и мазута на Ново-Кемеровской ТЭЦ. Данные представляют собой выдержку из официального государственного статистического отчета Кузбассэнерго по форме № 6-тп.
$SHARE_{\text{ng},y}$ ($SHARE_{\text{ng},h-y}$)	низкий	Рассчитывается с использованием измерений потребления угля, природного газа и мазута на Ново-Кемеровской ТЭЦ. Данные представляют собой выдержку из официального государственного статистического отчета Кузбассэнерго по форме № 6-тп.
$SHARE_{\text{m},y}$ ($SHARE_{\text{m},h-y}$)	низкий	Рассчитывается с использованием измерений потребления угля, природного газа и мазута на Ново-Кемеровской ТЭЦ. Данные представляют собой выдержку из официального государственного статистического отчета Кузбассэнерго по форме № 6-тп.
V_{cog}	низкий	Для измерений применяется корректор СПГ-762 совместно с датчиками Метран-100-ДИ модель 1131 и Метран-100-ДД модель 1420. Все приборы сертифицированы и проверяются каждые 3-4 года в соответствии с требованиями по метрологии
$H_{\text{N-КР } f,y}$ ($H_{\text{N-КР } f,h-y}$)	низкий	Учет этого параметра производится Кузбассэнерго с помощью приборов РП-160, КСУ-2, датчиков «Сапфир», преобразователя Ш900

Хранение данных

Данные измерений ежедневно записываются сменным оператором котельной в журнал и параллельно передаются в службу КИП, где эти данные анализируются, систематизируются и передаются для хранения в производственно-технический отдел. Информация о долях угля, природного газа и мазута в смеси топлив на Н-К ТЭЦ, удельном расходе топлива для производства 1 ТДж тепла на Н-К ТЭЦ, фактической поставки тепла с Н-К ТЭЦ поступает от Н-К ТЭЦ по запросу от ООО ПО «Химпром» в виде писем, которые хранятся в производственно-техническом отделе. Все данные будут храниться не менее 2 лет после передачи ЕСВ.

В.6. Данные об измерительных приборах и организациях, ответственных за измерение параметров, подлежащих мониторингу:

Данные по счетчикам пара

Таблица В.6-1. Данные по счетчикам пара

ID	Измерительный прибор	Серийный номер	Межпериодический интервал	Дата заводской поверки	Даты проверок (V - поверка с-калибровка)	Дата окончания действия текущей поверки	Методика поверки	Погрешность измерений	Ответственный за проверку
b1	Тепловычислитель СПТ-961	13412	48 месяцев	16.02.2007	с 24.08.2011	24.08.2015	РАЖГ.4214 12.012 ПИМ	Предел допускаемой основной погрешности (ГОСТ 8.401-80) 0,05%	Цех КИП ООО ПО «Химпром»
b2	Термопреобразователь сопротивления ТСП 9201.085-01	044	36 месяцев	22.01.2008	с 20.01.2011	20.01.2014	ГОСТ 8.461-82	Класс допуска (ГОСТ 6651-94) В	Цех КИП ООО ПО «Химпром»
b3	Датчик Метран-100-ДИ, модель 1160	322254	36 месяцев	07.09.2006	с 24.08.2009	24.08.2012	МИ 4212-012-2001	Предел допускаемой основной погрешности (ГОСТ 8.401-80) 0,5%	Цех КИП ООО ПО «Химпром»
b4	Датчик Метран-100-ДД, модель 1440	327129	36 месяцев	28.09.2006	с 21.08.2009	21.08.2012	МИ 4212-012-2001	Предел допускаемой основной погрешности (ГОСТ 8.401-80) 0,5%	Цех КИП ООО ПО «Химпром»
b5	Термопреобразователь сопротивления ТСП 9201.085-01	046	36 месяцев	22.01.2008	с 20.01.2011	20.01.2014	ГОСТ 8.461-82	Класс допуска (ГОСТ 6651-94) В	Цех КИП ООО ПО «Химпром»
b6	Датчик Метран-100-ДИ, модель 1160	441551	36 месяцев	21.02.2008	с 04.02.2011	04.02.2014	МИ 4212-012-2001	Предел допускаемой основной погрешности (ГОСТ 8.401-80) 0,5%	Цех КИП ООО ПО «Химпром»
b7	Датчик Метран-100-ДД, модель 1440	434303	36 месяцев	15.01.2008	с 04.02.2011	04.02.2014	МИ 4212-012-2001	Предел допускаемой основной погрешности (ГОСТ 8.401-80) 0,5%	Цех КИП ООО ПО «Химпром»

Данные по счетчикам газа

Таблица В.6-2. Данные по счетчикам газа

ID	Измерительный прибор	Серийный номер	Межповерочный интервал	Дата заводской поверки	Даты проверок (v - поверка с- калибровка)	Дата окончания действия текущей поверки	Методика поверки	Погрешность измерений	Ответственный за поверку
b8	Корректор СПГ-762	1419	48 месяцев	20.02.2007	v 24.08.2011	24.08.2015	РАЖГ.4214 12.016 ПМ	Предел допускаемой основной погрешности (ГОСТ 8.401-80) 0,05%	Цех КИП ООО ПО «Химпром»
b9	Датчик Метран-100-ДИ, модель 1131	357086	36 месяцев	26.02.2007	с 25.02.2010	25.02.2013	МИ 4212-012-2001	Предел допускаемой основной погрешности (ГОСТ 8.401-80) 0,5%	Цех КИП ООО ПО «Химпром»
b10	Датчик Метран-100-ДД, модель 1420	357284	36 месяцев	27.02.2007	с 25.02.2010	25.02.2013	МИ 4212-012-2001	Предел допускаемой основной погрешности (ГОСТ 8.401-80) 0,5%	Цех КИП ООО ПО «Химпром»
b11	Датчик Метран-100-ДИ, модель 1131	434234	36 месяцев	14.01.2008	с 22.02.2011	22.02.2014	МИ 4212-012-2001	Предел допускаемой основной погрешности (ГОСТ 8.401-80) 0,5%	Цех КИП ООО ПО «Химпром»
b12	Датчик Метран-100-ДД, модель 1420	433570	36 месяцев	11.01.2008	с 11.01.2011	11.01.2014	МИ 4212-012-2001	Предел допускаемой основной погрешности (ГОСТ 8.401-80) 0,5%	Цех КИП ООО ПО «Химпром»

В соответствии с Федеральным законом от 26.06.2008 №102-ФЗ (в редакции от 28.07.2012) «Об обеспечении единства измерений» приборы учета пара и коксового газа котлов, работающих на коксовом газе (датчики давления, датчики температуры, корректор, тепловычислитель) относятся к средствам измерений, не предназначенным для применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений и могут в

$H_{N-KP f, h-y}$ – фактическая поставка тепла с Н-К ТЭЦ за полугодие 2012 г. (ТДж).

Используя постоянные и предварительно зафиксированные значения формула расчета годовых выбросов по базовой линии может быть выражена как:

$$BE_y = (56.1/0.939) \times [(HG_{cog,y} - 300 + H_{N-KP f,y} + 0.11 \times (300 - H_{N-KP f,y})] + b_{N-KP,y} \times (300 - H_{N-KP f,y}) \times (96.1 \times SHARE_{coal,y} + 56.1 \times SHARE_{ng,y} + 77.4 \times SHARE_{m,y}) \text{ (т CO}_2\text{)} \quad (b6)$$

где

$HG_{cog,y}$ – производство тепла котлами Химпрома на коксовом газе в году y (ТДж);

$H_{N-KP f,y}$ – фактическая поставка тепла с Н-К ТЭЦ в году y (ТДж);

$b_{N-KP,y}$ – удельный расход топлива для производства 1 ТДж тепла на Н-К ТЭЦ за год y (ТДж/ТДж);

$SHARE_{coal,y}$ – доля угля в топливном балансе на Н-К ТЭЦ в году y (%/100);

$SHARE_{ng,y}$ – доля природного газа в топливном балансе на Н-К ТЭЦ в году y (%/100);

$SHARE_{m,y}$ – доля мазута в топливном балансе на Н-К ТЭЦ в году y (%/100);

Для полугодия 2012г. используется приведенная выше формула (b6) с индексом $h-y$ (полугодие) и с учетом формулы (b5):

$$BE_{h-y} = 59.7 \times [(HG_{cog,h-y} - 150 + H_{N-KP f,h-y} + 0.11 \times (150 - H_{N-KP f,h-y})] + b_{N-KP,h-y} \times (150 - H_{N-KP f,h-y}) \times (96.1 \times SHARE_{coal,h-y} + 56.1 \times SHARE_{ng,h-y} + 77.4 \times SHARE_{m,h-y}) \text{ (т CO}_2\text{)} \quad (b7),$$

где

$HG_{cog,h-y}$, $H_{N-KP f,h-y}$, $b_{N-KP,h-y}$, $SHARE_{coal,h-y}$, $SHARE_{ng,h-y}$, $SHARE_{m,h-y}$ те же параметры, что описаны выше, но за первое полугодие 2012 г.

Формулы для расчета утечек

В соответствии с ПТД версии 03 утечки равны нулю.

Формулы для расчета сокращений выбросов по проекту

Сокращение выбросов (ER) по проекту:

$$ER_y = BE_y \text{ и для первого полугодия 2012 г.: } ER_{h-y} = BE_{h-y} \text{ (т CO}_2\text{)},$$

где ER_y , BE_y , ER_{h-y} и BE_{h-y} описаны в формулах выше.

В.4. Операционная и управленческая структура, применяемая при реализации плана мониторинга:

План мониторинга и структура контроля полностью соответствуют существующей системе производственного мониторинга и контроля ООО ПО «Химпром». Мониторинг количества тепла, произведенного котлами ООО ПО «Химпром» на коксовом газе и количества газа, потребленного котлами ООО ПО «Химпром» на коксовом газе, осуществляется сменными операторами котельной.

Для измерения параметров, включенных в план мониторинга, используется только сертифицированное и надлежащим образом откалиброванное и поверенное оборудование. Все оборудование подвергается калибровке и поверке в соответствии с российскими стандартами и нормативно-правовыми актами.

Структура проведения работ и менеджмента, которые оператор проекта использует для мониторинга снижения выбросов следующие:

- Мониторинг будет проводиться персоналом Химпрома;
- Лицом, ответственным за всю систему мониторинга и координацию всей деятельности по мониторингу является г-н. Русаков А.Н. – заместитель главного энергетика; он несет ответственность за ежегодный протокол (документ) мониторинга;
- Лицом, несущим ответственность за QA/QC и сбор данных измерений является г-н. Счастливцев А. - начальник службы КИП (подчиненный г-на Русакова);
- Лицом, ответственным за хранение данных является г-жа Костромина Т. – начальник производственно-технического отдела: она также отвечает за получение данных от других предприятий (ОАО «Кузбассрегионгаз», ОАО «Кузбассэнерго», ОАО "Кокс").

Базовая управленческая структура показана ниже на рис. В.4-1.

Рис. В.4-1 Операционная и управленческая структура

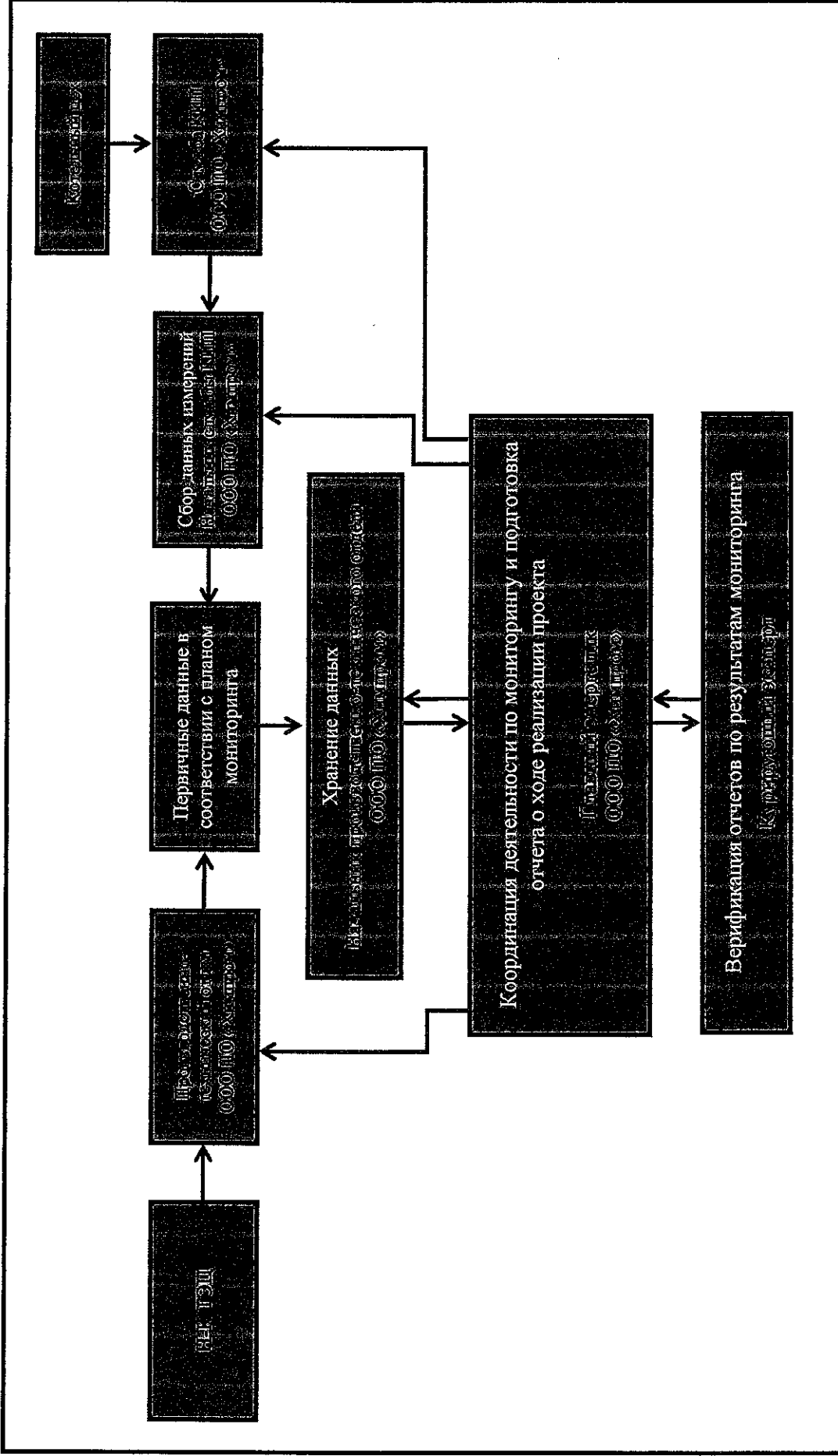


Рис. В.4-1. Операционная и управленческая структура

Данные мониторинга будут храниться на ООО ПО «Химпром» не менее 2 лет после последней передачи единиц сокращения выбросов (ЕСВ).

В.5. Контроль качества (QC) и обеспечение качества (QA):

Процедуры контроля качества (QC) и обеспечения качества (QA), осуществляемые для мониторинга данных:		
Данные	Уровень неопределенности данных (высокий/средний/низкий)	Пояснить процедуры QA/QC, запланированные в отношении этих данных, или почему процедуры не нужны
$HG_{\text{cog},y}$ ($HG_{\text{cog},h-y}$)	низкий	Для измерений применяется тепловычислитель СПТ-961 совместно с термопреобразователем сопротивления ТСП 9201.085-01 и датчиками Метран-100-ДИ модель 1160 и Метран-100-ДД модель 1440. Все приборы сертифицированы и проверяются каждые 3-4 года в соответствии с требованиями по метрологии.
$SHARE_{\text{coal},y}$ ($SHARE_{\text{coal},h-y}$)	низкий	Рассчитывается с использованием измерений потребления угля, природного газа и мазута на Ново-Кемеровской ТЭЦ. Данные представляют собой выдержку из официального государственного статистического отчета Кузбассэнерго по форме № 6-тп.
$SHARE_{\text{ng},y}$ ($SHARE_{\text{ng},h-y}$)	низкий	Рассчитывается с использованием измерений потребления угля, природного газа и мазута на Ново-Кемеровской ТЭЦ. Данные представляют собой выдержку из официального государственного статистического отчета Кузбассэнерго по форме № 6-тп.
$SHARE_{\text{m},y}$ ($SHARE_{\text{m},h-y}$)	низкий	Рассчитывается с использованием измерений потребления угля, природного газа и мазута на Ново-Кемеровской ТЭЦ. Данные представляют собой выдержку из официального государственного статистического отчета Кузбассэнерго по форме № 6-тп.
V_{cog}	низкий	Для измерений применяется корректор СПГ-762 совместно с датчиками Метран-100-ДИ модель 1131 и Метран-100-ДД модель 1420. Все приборы сертифицированы и проверяются каждые 3-4 года в соответствии с требованиями по метрологии
$H_{\text{N-кр } f,y}$ ($H_{\text{N-кр } f,h-y}$)	низкий	Учет этого параметра производится Кузбассэнерго с помощью приборов РП-160, КСУ-2, датчиков «Сапфир», преобразователя Ш900

Хранение данных

Данные измерений ежедневно записываются сменным оператором котельной в журнал и параллельно передаются в службу КИП, где эти данные анализируются, систематизируются и передаются для хранения в производственно-технический отдел. Информация о долях угля, природного газа и мазута в смеси топлив на Н-К ТЭЦ, удельном расходе топлива для производства 1 ТДж тепла на Н-К ТЭЦ, фактической поставки тепла с Н-К ТЭЦ поступает от Н-К ТЭЦ по запросу от ООО ПО «Химпром» в виде писем, которые хранятся в производственно-техническом отделе. Все данные будут храниться не менее 2 лет после передачи ЕСВ.

В.6. Данные об измерительных приборах и организациях, ответственных за измерение параметров, подлежащих мониторингу:

Данные по счетчикам пара

Таблица В.6-1. Данные по счетчикам пара

ID	Измерительный прибор	Серийный номер	Межпериодический интервал	Дата заводской поверки	Даты проверок (V - поверка с- калибровка)	Дата окончания действия текущей поверки	Методика поверки	Погрешность измерений	Ответственный за проверку
b1	Тепловычислитель СПТ-961	13412	48 месяцев	16.02.2007	v 24.08.2011	24.08.2015	РАЖГ.4214 12.012 ПИМ	Предел допускаемой основной погрешности (ГОСТ 8.401-80) 0,05%	Цех КИП ООО ПО «Химпром»
b2	Термопреобразователь сопротивления ТСП 9201.085-01	044	36 месяцев	22.01.2008	с 20.01.2011	20.01.2014	ГОСТ 8.461-82	Класс допуска (ГОСТ 6651-94) В	Цех КИП ООО ПО «Химпром»
b3	Датчик Метран-100-ДИ, модель 1160	322254	36 месяцев	07.09.2006	с 24.08.2009	24.08.2012	МИ 4212-012-2001	Предел допускаемой основной погрешности (ГОСТ 8.401-80) 0,5%	Цех КИП ООО ПО «Химпром»
b4	Датчик Метран-100-ДД, модель 1440	327129	36 месяцев	28.09.2006	с 21.08.2009	21.08.2012	МИ 4212-012-2001	Предел допускаемой основной погрешности (ГОСТ 8.401-80) 0,5%	Цех КИП ООО ПО «Химпром»
b5	Термопреобразователь сопротивления ТСП 9201.085-01	046	36 месяцев	22.01.2008	с 20.01.2011	20.01.2014	ГОСТ 8.461-82	Класс допуска (ГОСТ 6651-94) В	Цех КИП ООО ПО «Химпром»
b6	Датчик Метран-100-ДИ, модель 1160	441551	36 месяцев	21.02.2008	с 04.02.2011	04.02.2014	МИ 4212-012-2001	Предел допускаемой основной погрешности (ГОСТ 8.401-80) 0,5%	Цех КИП ООО ПО «Химпром»
b7	Датчик Метран-100-ДД, модель 1440	434303	36 месяцев	15.01.2008	с 04.02.2011	04.02.2014	МИ 4212-012-2001	Предел допускаемой основной погрешности (ГОСТ 8.401-80) 0,5%	Цех КИП ООО ПО «Химпром»

Данные по счетчикам газа**Таблица В.6-2. Данные по счетчикам газа**

ID	Измерительный прибор	Серийный номер	Межповерочный интервал	Дата заводской поверки	Даты проверок (v - поверка с- калибровка)	Дата окончания действия текущей поверки	Методика поверки	Погрешность измерений	Ответственный за проверку
b8	Корректор СПГ-762	1419	48 месяцев	20.02.2007	v 24.08.2011	24.08.2015	РАЖГ.4214 12.016 ПМ	Предел допускаемой основной погрешности (ГОСТ 8.401-80) 0,05%	Цех КИП ООО ПО «Химпром»
b9	Датчик Метран-100-ДИ, модель 1131	357086	36 месяцев	26.02.2007	с 25.02.2010	25.02.2013	МИ 4212-012-2001	Предел допускаемой основной погрешности (ГОСТ 8.401-80) 0,5%	Цех КИП ООО ПО «Химпром»
b10	Датчик Метран-100-ДД, модель 1420	357284	36 месяцев	27.02.2007	с 25.02.2010	25.02.2013	МИ 4212-012-2001	Предел допускаемой основной погрешности (ГОСТ 8.401-80) 0,5%	Цех КИП ООО ПО «Химпром»
b11	Датчик Метран-100-ДИ, модель 1131	434234	36 месяцев	14.01.2008	с 22.02.2011	22.02.2014	МИ 4212-012-2001	Предел допускаемой основной погрешности (ГОСТ 8.401-80) 0,5%	Цех КИП ООО ПО «Химпром»
b12	Датчик Метран-100-ДД, модель 1420	433570	36 месяцев	11.01.2008	с 11.01.2011	11.01.2014	МИ 4212-012-2001	Предел допускаемой основной погрешности (ГОСТ 8.401-80) 0,5%	Цех КИП ООО ПО «Химпром»

В соответствии с Федеральным законом от 26.06.2008 №102-ФЗ (в редакции от 28.07.2012) «Об обеспечении единства измерений» приборы учета пара и коксового газа котлов, работающих на коксовом газе (датчики давления, датчики температуры, корректор, тепловычислитель) относятся к средствам измерений, не предназначенным для применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений и могут в

добровольном порядке подвергаться калибровке⁴ (которая отличается от поверки⁵). Калибровку приборов проводит специалист ООО ПО «Химпром», который прошел обучение в ГАО ДПО «Академия стандартизации, метрологии и сертификации» по теме: «Поверка и калибровка средств теплотехнических измерений». Для проведения калибровок приборов учета пара и коксового газа используются образцовые приборы, прошедшие поверку в ФБУ «Кемеровский ЦСМ».

Приборы учета пара и коксового газа, используемые для учета внутриваровских рабочих параметров на котлах ООО ПО «Химпром», не попадают в сферу государственного регулирования единства средств измерений. Соответственно отсутствует обязанность проведения поверки. Калибровка проводится аттестованными специалистами ООО ПО «Химпром» согласно планам и графикам, утвержденным руководством предприятия. Данные из этих планов представлены в таблицах В.6-1 и В.6-2. Из приборов, перечисленных в этих таблицах, в ФБУ «Кемеровский ЦСМ» поверены лишь тепловычислитель СПП-961 и корректор СПП-762, что связано с отсутствием у ООО ПО «Химпром» эталонных средств измерения, необходимых для калибровки данных приборов. Лица, ответственные за проведение калибровки/поверки, работают на ООО ПО «Химпром».

Данные об ответственных подразделениях

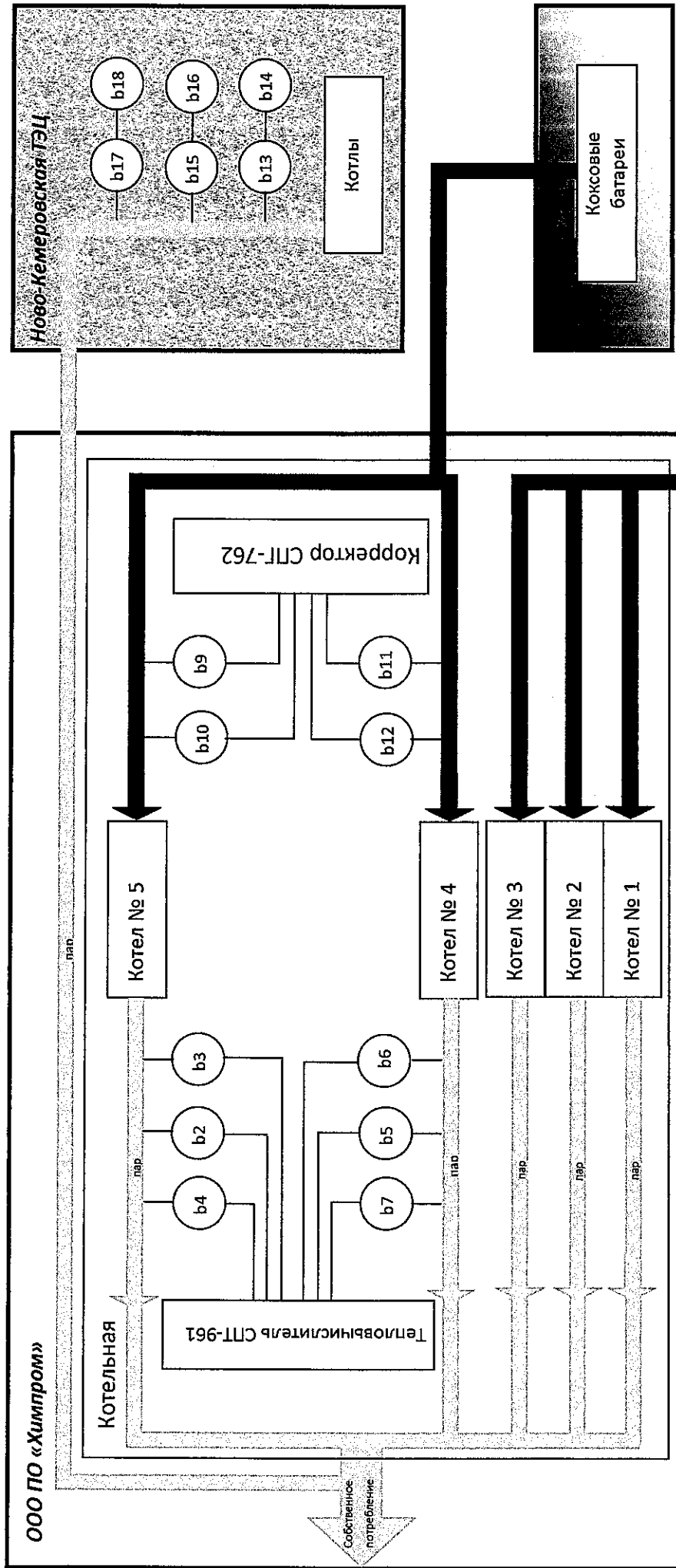
Table В.6-3. Ответственные подразделения

	Параметр, подлежащий мониторингу	Ответственное подразделение
$H_{CO_2, y}$	производство тепла котлами Химпрома на коксовом газе	Служба КИП
$SHARE_{coal, y}$	доля угля (по теплу топлива в ТДж) в топливном балансе на Н-К ТЭЦ	Производственно-технический отдел
$SHARE_{T_{пг, y}}$	доля природного газа (по теплу топлива в ТДж) в топливном балансе на Н-К ТЭЦ	Производственно-технический отдел
$SHARE_{m, y}$	доля мазута (по теплу топлива в ТДж) в топливном балансе на Н-К ТЭЦ	Производственно-технический отдел
V_{cog}	потребление коксового газа на ООО ПО «Химпром»	Служба КИП
$H_{H-КР, f, y}$	фактические поставки тепла с Н-К ТЭЦ	Производственно-технический отдел

⁴ Калибровка — это совокупность операций, выполняемых в целях определения действительных значений метрологических характеристик средств измерений.

⁵ Поверка — совокупность операций, выполняемых органами Государственной метрологической службы с целью определения соответствия характеристик средства измерения установленным требованиям.

Рис. В.6-1 Схема расположения измерительных приборов



ID	Измерительный прибор	ID	Измерительный прибор	ID	Измерительный прибор
b2	Термопреобразователь сопротивления ТСП 9201.085-01 (с/н 044)	b6	Датчик Метран-100-ДИ, модель 1160 (с/н 441551)	b11	Датчик Метран-100-ДИ, модель 1131 (с/н 434234)
b3	Датчик Метран-100-ДИ, модель 1160 (с/н 322254)	b7	Датчик Метран-100-ДИ, модель 1440 (с/н 434303)	b12	Датчик Метран-100-ДД, модель 1420 (с/н 435570)
b4	Датчик Метран-100-ДД, модель 1440 (с/н 327129)	b9	Датчик Метран-100-ДИ, модель 1131 (с/н 357086)	b13	Датчик "Сапфир" (с/н 41917)
b5	Термопреобразователь сопротивления ТСП 9201.085-01 (с/н 046)	b10	Датчик Метран-100-ДД, модель 1420 (с/н 357284)	b14	Прибор РП-160 (с/н 9061020)
				b15	Датчик "Сапфир" (с/н 501082)
				b16	Прибор РП-160 (с/н 3091232)
				b17	Преобразователь Ш900 (с/н 07361)
				b18	Прибор КСУ-2 (с/н 9096751)

РАЗДЕЛ С. Расчет сокращений выбросов

С.1. Данные мониторинга:

Этот раздел содержит значения параметров, подлежащих мониторингу, перечисленных в разделе В.2 выше. Эти значения используются для расчета сокращений выбросов за период с 01.01.2008г. по 30.06.2012г.

1. $NG_{\text{сог.г-ч}}$ (NG_{сог.г-ч}) – производство тепла котлами Химпрома на коксовом газе (ГДж)

Таблица С.1-1. Данные по производству тепла котлами Химпрома на коксовом газе

Период	Единица измерения	Котел № 4		Котел № 5		Итого
		1 ^{ый} котел на коксовом газе	2 ^{ой} котел на коксовом газе	2 ^{ой} котел на коксовом газе		
Январь 2008 г.	ГДж	29 249,44		-		29 249,44
Февраль 2008 г.	ГДж	38 408,73		-		38 408,73
Март 2008 г.	ГДж	41 375,21		-		41 375,21
Апрель 2008 г.	ГДж	37 921,29		-		37 921,29
Май 2008 г.	ГДж	32 755,69		26 915,71		59 671,40
Июнь 2008 г.	ГДж	32 675,44		26 409,48		59 084,92
Июль 2008 г.	ГДж	24 883,57		24 909,52		49 793,09
Август 2008 г.	ГДж	33 514,65		32 199,12		65 713,77
Сентябрь 2008 г.	ГДж	28 896,21		32 852,77		61 748,98
Октябрь 2008 г.	ГДж	32 392,41		34 499,72		66 892,13
Ноябрь 2008 г.	ГДж	22 664,19		36 954,07		59 618,26
Декабрь 2008 г.	ГДж	37 775,83		34 779,54		72 555,37
Итого за 2008 г.:	ГДж	392 512,66		249 519,93		642 032,59

Период	Единица измерения	Котел № 4		Котел № 5		Итого
		1 ^{ый} котел на коксовом газе	2 ^{ой} котел на коксовом газе	Котел № 5		
Январь 2009 г.	ГДж	35 444,48		34 777,55		70 222,03
Февраль 2009 г.	ГДж	26 321,44		26 772,21		53 093,65
Март 2009 г.	ГДж	28 989,39		32 832,06		61 821,45
Апрель 2009 г.	ГДж	31 954,62		36 709,32		68 663,94
Май 2009 г.	ГДж	33 402,93		30 521,18		63 924,11
Июнь 2009 г.	ГДж	33 170,26		31 141,88		64 312,14
Июль 2009 г.	ГДж	29 740,01		23 116,19		52 856,20
Август 2009 г.	ГДж	20 402,92		20 203,98		40 606,90
Сентябрь 2009 г.	ГДж	30 147,55		31 116,90		61 264,45
Октябрь 2009 г.	ГДж	35 848,72		29 961,63		65 810,35
Ноябрь 2009 г.	ГДж	34 926,39		33 737,89		68 664,28
Декабрь 2009 г.	ГДж	33 853,00		34 140,13		67 993,13
Итого за 2009 г.:	ГДж	374 201,71		365 030,92		739 232,63
Январь 2010 г.	ГДж	34 435,58		33 224,22		67 659,80
Февраль 2010 г.	ГДж	16 351,79		22 435,21		38 787,00
Март 2010 г.	ГДж	28 191,02		31 091,50		59 282,52
Апрель 2010 г.	ГДж	35 739,43		29 780,39		65 519,82
Май 2010 г.	ГДж	31 101,13		25 049,27		56 150,40
Июнь 2010 г.	ГДж	31 797,94		18 741,33		50 539,27

Период	Единица измерения	Котел № 4		Котел № 5		Итого
		1 ^{ый} котел на коксовом газе	2 ^{ой} котел на коксовом газе	1 ^{ый} котел на коксовом газе	2 ^{ой} котел на коксовом газе	
Июль 2010 г.	ГДж	30 945,08		29 320,38		60 265,46
Август 2010 г.	ГДж	23 353,74		24 427,50		47 781,24
Сентябрь 2010 г.	ГДж	30 716,82		29 905,22		60 622,04
Октябрь 2010 г.	ГДж	29 794,04		34 195,31		63 989,35
Ноябрь 2010 г.	ГДж	25 348,41		36 121,40		61 469,81
Декабрь 2010 г.	ГДж	40 207,31		38 835,18		79 042,49
Итого за 2010 г.:	ГДж	357 982,29		353 126,91		711 109,20
Январь 2011 г.	ГДж	38 168,61		34 652,93		72 821,54
Февраль 2011 г.	ГДж	28 291,33		25 150,43		53 441,76
Март 2011 г.	ГДж	26 706,82		27 684,55		54 391,37
Апрель 2011 г.	ГДж	31 043,85		32 360,39		63 404,24
Май 2011 г.	ГДж	18 261,93		25 022,14		43 284,07
Июнь 2011 г.	ГДж	8 654,54		31 215,19		39 869,73
Июль 2011 г.	ГДж	29 201,78		29 044,93		58 246,71
Август 2011 г.	ГДж	20 087,94		22 979,94		43 067,88
Сентябрь 2011 г.	ГДж	33 637,75		27 083,18		60 720,93
Октябрь 2011 г.	ГДж	30 450,25		28 759,35		59 209,60
Ноябрь 2011 г.	ГДж	26 138,84		28 892,97		55 031,81
Декабрь 2011 г.	ГДж	30 968,81		30 598,72		61 567,53
Итого за 2011 г.:	ГДж	321 612,45		343 444,72		665 057,17

Период	Единица измерения	Котел № 4		Котел № 5		Итого
		1 ^{ый} котел на коксовом газе	2 ^{ой} котел на коксовом газе	1 ^{ый} котел на коксовом газе	2 ^{ой} котел на коксовом газе	
	ГДж					
Январь 2012 г.	ГДж	32 320,31		27 909,05		60 229,36
Февраль 2012 г.	ГДж	32 719,35		29 586,05		62 305,40
Март 2012 г.	ГДж	33 447,33		32 779,86		66 227,19
Апрель 2012 г.	ГДж	29 788,35		33 460,20		63 248,55
Май 2012 г.	ГДж	23 626,23		33 180,27		56 806,50
Июнь 2012 г.	ГДж	29 833,68		28 071,02		57 904,70
Итого за первое полугодие 2012 г.	ГДж	181 735,25		184 986,45		366 72,70
Итого за 2008 г. – первое полугодие 2012 г.	ГДж	1 628 044,36		1 496 108,93		3 124 153,29

2. $SHARE_{coal,y}$ ($SHARE_{coal,h-y}$) – доля угля (все виды топлив выражены в ГДж) в топливном балансе на Н-К ТЭЦ

Таблица С.1-2. Данные по доле угля в топливном балансе на Н-К ТЭЦ

Наименование параметра	Единица измерения	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	Первое полугодие 2012 г.
$SHARE_{coal,y}$ ($SHARE_{coal,h-y}$) – Доля угля (по теплу топлива) в топливном балансе на Н-К ТЭЦ	-	0,9869	0,9880	0,9897	0,8881	0,9783

3. $SHARE_{ng,y}$ ($SHARE_{ng,h,y}$) – доля природного газа в топливном балансе на Н-К ТЭЦ

Таблица С.1-3. Данные по доле природного газа в топливном балансе на Н-К ТЭЦ

Наименование параметра	Единица измерения	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	Первое полугодие 2012 г.
$SHARE_{ng,y}$ ($SHARE_{ng,h,y}$) – доля природного газа в топливном балансе на Н-К ТЭЦ	-	0,0127	0,0110	0,0097	0,1106	0,0215

4. $SHARE_{m,y}$ ($SHARE_{m,h,y}$) – доля мазута в топливном балансе на Н-К ТЭЦ

Таблица С.1-4. Данные по доле мазута в топливном балансе на Н-К ТЭЦ

Наименование параметра	Единица измерения	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	Первое полугодие 2012 г.
$SHARE_{m,y}$ ($SHARE_{m,h,y}$) – доля мазута в топливном балансе на Н-К ТЭЦ	-	0,0004	0,0010	0,0006	0,0013	0,0002

5. $b_{N-KP,y}$ ($b_{N-KP,h,y}$) – удельный расход топлива для производства 1 ТДж тепла на Н-К ТЭЦ в году у (полугодие)

Таблица С.1-5 Данные по удельному расходу топлива для производства 1 ТДж тепла на Н-К ТЭЦ

Наименование параметра	Единица измерения	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	Первое полугодие 2012 г.
$b_{N-KP,y}$ ($b_{N-KP,h,y}$) – удельный расход топлива для производства 1 ТДж тепла на Н-К ТЭЦ в году у (полугодие)	1ТДж/1ТДж	1,0656 =36,2959 т ут/ТДж= =152,08 кг ут/Гкал ⁶	1,0851 =36,9952 т ут/ТДж= =155,01 кг ут/Гкал	1,0795 =36,8067 т ут/ТДж= =154,22 кг ут/Гкал	1,0846 =36,9809 т ут/ТДж= =154,95 кг ут/Гкал	1,0776 =36,7399 т ут/ТДж= =153,94 кг ут/Гкал

⁶ Сокращение «ут» обозначает «условное топливо»: 1 кг ут = 7000 Ккал

6. $H_{N-KP_{fy}}$ ($H_{N-KP_{f,t-y}}$) – фактическая поставка тепла с Н-К ТЭЦ в году у (полугодие)

Таблица С.1-6. Данные по фактической поставке тепла с Н-К ТЭЦ

Наименование параметра	Единица измерения	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	Первое полугодие 2012 г.
$H_{N-KP_{fy}}$ ($H_{N-KP_{f,t-y}}$) – фактическая поставка тепла с Н-К ТЭЦ в году у (полугодие)	ТДж	66,0386 =15761Гкал	3,0336 =724Гкал	11,2208 =2678Гкал	8,5350 =2037Гкал	27,8803 =6654Гкал

Постоянные или зафиксированные параметры

7. EF_{coal} – коэффициент эмиссии для угля по МГЭИК

Значение этого параметра устанавливается МГЭИК (Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК, 2006, Том 2, Глава 2, страница 2.16) и равен 94.6 т CO₂/ТДж

8. EF_{ng} – коэффициент эмиссии для природного газа по МГЭИК

Значение этого параметра устанавливается МГЭИК (Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК, 2006, Том 2, Глава 2, страница 2.16) и равен 56.1 т CO₂/ТДж

9. EF_m – коэффициент эмиссии для мазута по МГЭИК

Значение этого параметра устанавливается МГЭИК (Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК, 2006, Том 2, Глава 2, страница 2.16) и равен 77.4 т CO₂/ТДж

10. $E_{ff_{ng}}$ – КПД котлов на природном газе

Этот параметр предварительно зафиксирован в ПТД и равен 93.9%

11. Losses – потери тепла в паропроводе с Н-К ТЭЦ

Этот параметр предварительно зафиксирован в ПТД и равен 11%. Этот параметр используется вместо абсолютного показателя потерь по причинам, объясняемым в разделе А.4.2

С.2. Расчет проектных выбросов парниковых газов

Как объяснено в разделе В1 ПТД версии 03 проектные выбросы должны быть приняты равными нулю.

С.3. Расчет выбросов парниковых газов по базовой линии

Результаты вычислений выбросов по базовой линии представлены в таблице С.3-1 ниже.

Таблица С.3-1. Выбросы по базовой линии за период 2008 г. – первое полугодие 2012 г., т. CO₂

Период	Выбросы по базовой линии
01.01.2008 – 31.12.2008	49 359
01.01.2009 – 31.12.2009	58 695
01.01.2010 – 31.12.2010	56 480
01.01.2011 – 31.12.2011	52 770
01.01.2012 – 30.06.2012	27 744
Итого за 01.01.2008 – 30.06.2012	245 048

С.4. Расчет утек:

Утечки равны нулю в соответствии с ПТД версии 03.

С.5. Расчет сокращений выбросов, генерируемых проектом:

Сокращение выбросов по проекту равно выбросам по базовой линии.

Таблица С.5-1. Объем сокращений выбросов парникового газа в период мониторинга 2008 г. – первое полугодие 2012 г., т CO₂

Период	Годовое сокращение выбросов в т CO ₂
01.01.2008 – 31.12.2008	49 359
01.01.2009 – 31.12.2009	58 695
01.01.2010 – 31.12.2010	56 480
01.01.2011 – 31.12.2011	52 770
01.01.2012 – 30.06.2012	27 744
Общее сокращение выбросов в период мониторинга 01.01.2008 – 30.06.2012	245 048

С.6. Анализ отклонения между результатами мониторинга и прогнозируемым предварительным сокращением выбросов:

Отклонения результатов мониторинга от предварительных расчетных сокращений выбросов приведены в Таблице С.6-1 ниже.

Таблица С.6-1. Сравнение фактических сокращений выбросов и предварительных расчетных сокращений выбросов, т CO₂

Года	Годовое снижение выбросов в тоннах CO ₂ е в отчете о мониторинге	Годовое снижение выбросов в тоннах CO ₂ е в ПТД (предварительная оценка)	Абсолютное отклонение (мониторинг относительно тоннах CO ₂ е)	Отклонение (мониторинг относительно предварительной оценки) в процентах
01.01.2008 – 31.12.2008	49 359	70 811	-21 452	-30,29%
01.01.2009 – 31.12.2009	58 695	70 811	-12 116	-17,11%
01.01.2010 – 31.12.2010	56 480	70 811	-14 331	-20,24%
01.01.2011 – 31.12.2011	52 770	70 811	-18 041	-25,48%
01.01.2012 – 30.06.2012	27 744	35 406	-7 662	-21,64%
Общее сокращение выбросов за период мониторинга 01.01.2008 – 30.06.2012	245 048	318 650	-73 602	-23,10%

Отклонение между фактическими и предварительными данными за период 01.01.2008г. – 30.06.2012г. составляет 23,10%. Такое отклонение – результат того, что в течение всего периода мониторинга количество потребляемого коксового газа было ниже прогнозируемого в ПТД. Причины следующие:

- задержка ввода в эксплуатацию котла №5 на коксовом газе (его эксплуатация началась только в мае 2008г.)
- имели место перебои в поставке коксового газа от ОАО «Кокс»
- выявились технические проблемы с использованием коксового газа (высокое содержание смолы в газе)
- в период мониторинга имели место несколько остановов котлов на коксовом газе, нужно было дополнительное время для производства ремонтных работ
- КПД котлов на коксовом газе было ниже, чем планировалось (причина в технических проблемах при использовании коксового газа)

Вывод

План мониторинга, утвержденный в ПТД версии 03, и расчеты сокращений выбросов в отчете о мониторинге являются надежными и рациональными. Отклонения от значений в ПТД вызваны объективными причинами.

Приложение 1- Контактная информация об участниках проекта:

Организация:	ООО «ПО Химпром»
Улица/почтовое отделение:	1-я Стахановская ул.
Дом:	35
Город:	Кемерово
Область:	Кемеровская
Почтовый индекс:	650021
Страна:	Российская Федерация
Телефон:	+7 (384 2) 57 0601
Факс:	+7 (384 2) 57 0125
E-mail:	Art-Chernishev@yandex.ru
URL:	www.extream.ru
Представитель:	
Должность:	Зам. Финансового директора
Форма обращения:	Г-н
Фамилия:	Чернышев
Имя:	Артем
Отчество:	Вячеславович
Департамент:	Финансовый
Телефон (прямой):	+7 384 2 57 0592
Факс (прямой):	+7 384 2 57 0592
Мобильный телефон:	+7 905 969 7187
Личный e-mail:	Art-Chernishev@yandex.ru

Организация:	NEFCO, действующая как распорядитель Фонда Балтийского региона «Испытательная Площадка Балтийского региона» (TGF)
Улица/почтовое отделение:	Fabianinkatu/ P.O. Box 249
Дом:	34
Город:	Хельсинки
Штат/регион:	-
Почтовый индекс:	FI-00171
Страна:	Финляндия
Телефон:	+358 9 18 001

Факс:	+358 9 630 976
E-mail:	ash.sharma@nefco.fi
Сайт:	www.nefco.org
Представитель:	
Должность:	Менеджер программы
Обращение:	Г-н
Фамилия:	Шарма
Второе имя:	-
Имя:	Аш
Подразделение:	Testing Ground Facility
Тел. (прямой):	+358 9 18 001
Факс (прямой):	+358 9 630 976
Моб. Тел.:	+358 40 08 11327
Личный e-mail:	ash.sharma@nefco.fi

Сведения о разности между планируемым объемом и фактической величиной выбросов парниковых газов из источника

№	Период мониторинга	Планируемые объемы сокращения выбросов (в соответствии с ПТД) (т CO ₂ -экв.)	Фактическая величина сокращения выбросов (в соответствии с отчетом о мониторинге) (т CO ₂ -экв.)	Разница	
				т CO ₂ -экв.	%
1	01.01.2008-31.12.2008	70 811	49 359	-21 452	-30,29%
2.	01.01.2009-31.12.2009	70 811	58 695	-12 116	-17,11%
3.	01.01.2010-31.12.2010	70 811	56 480	-14 331	-20,24%
4.	01.01.2011-31.12.2011	70 811	52 770	-18 041	-25,48%
5.	01.01.2012-30.06.2012	35 406	27 744	-7 662	-21,64%
	Всего (01.01.2008-30.06.2012)	318 650	245 048	-73 602	-23,10%

Отклонение между фактическими и предварительными данными за период 01.01.2008г. – 30.06.2012г. составляет 23,10%. Такое отклонение – результат того, что в течение всего периода мониторинга количество потребляемого коксового газа было ниже прогнозируемого в ПТД. Причины следующие:

- задержка ввода в эксплуатацию котла №5 на коксовом газе (его эксплуатация началась только в мае 2008г.);
- имели место перебои в поставке коксового газа от ОАО «Кокс»;
- выявились технические проблемы с использованием коксового газа (высокое содержание смолы в газе);
- в период мониторинга имели место несколько остановов котлов на коксовом газе, нужно было дополнительное время для производства ремонтных работ;
- КПД котлов на коксовом газе было ниже, чем планировалось (причина в технических проблемах при использовании коксового газа).

Данные отклонения зафиксированы в верифицированном отчете о мониторинге.