Генеральный директор
ООО ПО «Химпром»

_____ Казанцев И. Ю.
«10» 04 20 13 г.

ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ ОТЧЕТ

о ходе реализации проекта
«Использование сбросного коксового газа в ООО ПО «Химпром»,
утвержденного приказом Минэкономразвития России
от 16 мая 2012 года № 277
за период 01.07.2012 – 31.12.2012

ОГЛАВЛЕНИЕ

1.	Отчет о мониторинге (Отчет о ходе реализации проекта) по проекту «Использование сбросного коксового газа в ООО ПО «Химпром»» (г. Кемерово, Россия)	3-29
2.	Сведения о разности между планируемым объемом и фактической величиной выбросов парниковых газов из источника	30
3.	Экспертное заключение на отчет о ходе реализации проекта	31-33
4.	Сведения об осуществлении деятельности в соответствии с инвестиционной декларацией	34

Генеральный директор
ООО ПО «Химпром»

_____ Казанцев И.Ю.
«26» 03 2013 г.

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

Период мониторинга: 01.07.2012 – 31.12.2012
Версия документа: версия 01.1
Дата документа: 26 марта 2013г.

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 8
А.6. Информация о периодичности отчета о мониторинге и изменениях с предыдущей верификации 8
А.7. Участники проекта 8
А.8. Измеренный объем сокращения выбросов за период мониторинга 8
А.9. Утверждение проекта участвующими сторонами 9
А.10. Организация, ответственная за подготовку отчета о мониторинге 9
РАЗДЕЛ В. План мониторинга и структура мониторинга 10
В.1. Общее описание избранного плана мониторинга 10
В.2. Данные, используемые для мониторинга сокращений выбросов, генерируемых проектом 11
В.3. Описание формул, использующихся для расчета сокращений выбросов, генерируемых проектом 13
В.4. Операционная и управленческая структура, применяемая при реализации плана мониторинга 15
В.5. Контроль качества (QC) и обеспечение качества (QA) 17
В.6. Данные об измерительных приборах и организациях, ответственных за измерение параметров, подлежащих мониторингу 18
РАЗДЕЛ С. Расчет сокращений выбросов 22
С.1. Данные мониторинга 22
С.2. Расчет проектных выбросов парниковых газов 24
С.3. Расчет выбросов парниковых газов по базовой линии 24
С.4. Расчет утечек 24
С.5. Расчет сокращений выбросов, генерируемых проектом 24
С.6. Анализ отклонения между результатами мониторинга и прогнозируемым предварительным сокращением выбросов 25
Приложение 1 Контактная информация участников проекта: 26
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 3.0)

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

Версия отчета о мониторинге: 01.1

Дата: 26.03.2013 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 ^{o}C 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.м^3/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.м^3 в год.

Суть деятельности по проекту заключается в следующем (в соответствии с ПТД версии 3.0):

- 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. м^3 коксового газа в год. Это заместит соответственное количество природного газа от 3 существующих котлов (3 х 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 ACM004 “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 3.0, которая была успешно детерминирована.

A.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 3.0. 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 3.0 с некоторыми отклонениями, описанными в разделе A.4 ниже.

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

Деятельность по настоящему проекту в период с 01 июля 2012 г. по 31 декабря 2012 г. в целом соответствует деятельности, описанной в ПТД версии 3.0. 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.

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 A.4-1.

Для второго 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 3.0 приведены в таблице A.4-1.

Таблица А.4-1. Отклонения и изменения от ПТД и плана мониторинга.

	Раздел ПТД	Что изменено в ПТД	Отклонения и изменения в ПТД и план мониторинга	Обоснование и комментарии
А.4.1	Раздел D 1.2.2, стр. 23-24, приложение 3, стр. 41	Формулы для расчета сокращения выбросов парниковых газов	Формулы больше не действительны. Расчеты должны быть проведены, как описано в настоящем Отчете.	Причины следующие: (1) ООО ПО «Химпром» пришлось сохранить поставки пара в небольших количествах с Н-К ТЭЦ и (2) помимо угля и природного газа Н-К ТЭЦ в 2008-2012 гг. сжигала небольшое количество мазута..
А.4.2	Раздел D 1.2.2, стр. 23, приложение 2, таблицы В1 и В2, стр. 39	Поставки тепла с Н-К ТЭЦ в 2008-2012 гг. ($H_{N\text{-}KP,y}$) равны 300 ТДж	Поставки тепла с Н-К ТЭЦ определяются следующим образом: $H_{N\text{-}KP,h\text{-}y} = 150 - H_{N\text{-}KP\ f,h\text{-}y}$ (ТДж) (а1) где $H_{N\text{-}KP\ f,h\text{-}y}$ - фактические поставки тепла с Н-К ТЭЦ за полугодие 2012г. (ТДж).	Так как пар поставляется с Н-К ТЭЦ формулы были дополнены параметром: «Фактические поставки тепла с Н-К ТЭЦ за полугодие 2012г. - $H_{N\text{-}KP\ f,h\text{-}y}$». Измерение нового параметра $H_{N\text{-}KP\ f,h\text{-}y}$ проводится в течение всего периода мониторинга. Этот параметр был добавлен в раздел В настоящего Отчета о мониторинге.
А.4.3	Раздел D 1.2.2, стр. 24, приложение 2, таблицы В1 и В2, стр. 39-40	Потери в паропроводе с Н-К ТЭЦ (Losses) постоянны и равны 33 ТДж	Потери в паропроводе с Н-К ТЭЦ равны 11%	Потери в паропроводе с Н-К ТЭЦ в ПТД рассчитывались как 11% от поставки тепла с Н-К ТЭЦ ($H_{N\text{-}KP,y}$ = 300 ТДж) или 33 ТДж. Сейчас, так как параметр поставки тепла с Н-К ТЭЦ больше не предварительно зафиксированная величина (300 ТДж), он должен рассчитываться, как описано в пункте А.4.2. выше: потери в паропроводе с Н-К ТЭЦ должны рассчитываться как 11% от $H_{N\text{-}KP,y}$.
А.4.4	Раздел D 1.2.2, стр.24, приложение 2, таблицы В1 и В2, стр. 39-40	Удельный расход топлива для производства 1 ТДж тепла на Н-К ТЭЦ ($b_{N\text{-}KP}$) постоянен и равен 1,044 ТДж/ТДж	Удельный расход топлива для производства 1 ТДж тепла на Н-К ТЭЦ ($b_{N\text{-}KP,h\text{-}y}$) рассчитывается ОАО «Кузбассэнерго» за полугодие в 2012г. Этот параметр предоставляется Химпрому по запросу по почте.	Это вызвано тем, что в составе смеси топлив на Н-К ТЭЦ появился мазут.
А.4.5	Раздел D 1.2.1, стр. 21-22	Частота регистрации для переменных: $SHARE_{coal}$ – доля угля (выраженного в ТДж) в топливном балансе на Н-К ТЭЦ и $SHARE_{ng}$ – доля природного газа (выраженного в ТДж) в топливном балансе на Н-К ТЭЦ - ежегодно	Частота регистрации для переменных: $SHARE_{coal,h\text{-}y}$ и $SHARE_{ng,h\text{-}y}$ и раз в полугодие (для 2012г.). К ним должна быть добавлена новая переменная – доля мазута: $SHARE_{m,h\text{-}y}$	Это вызвано тем, что составе смеси топлив на Н-К ТЭЦ появился мазут и в отчет о мониторинге вошло полугодие 2012г.

	Раздел ПТД	Что изменено в ПТД	Отклонения и изменения в ПТД и план мониторинга	Обоснование и комментарии
A.4.6	Раздел D 1.2.2, стр. 23	$EF_{mix,y}$ – коэффициент эмиссии для смеси топлив; рассчитывается как: $EF_{mix,y} = EF_{coal,y}$ x $SHARE_{coal,y}$ + + $EF_{ng,y}$ x $SHARE_{ng,y}$ (т CO_2/ТДж) где $SHARE_{coal,y}$ и $SHARE_{ng,y}$ - доли угля и природного газа в смеси топлив (в ТДж) на Н-К ТЭЦ (%/100); EF_{ng} – коэффициент эмиссии для природного газа по МГЭИК[1] (тCO_2/ТДж); EF_{coal} - коэффициент эмиссии для угля по МГЭИК (тCO_2/ТДж)	$EF_{mix,y}$– коэффициент эмиссии для смеси топлив за полугодие 2012г. должен рассчитываться по формуле: $EF_{mix,h-y} = EF_{coal}$ x $SHARE_{coal,h-y} + EF_{ng}$ x $SHARE_{ng,h-y}$ + + EF_m x $SHARE_{m,h-y}$ (т CO_2/ТДж) (a2) где $SHARE_{coal,h-y}$ – доля угля (выраженного в ТДж) в топливном балансе на Н-К ТЭЦ за полугодие 2012г. (%/100); $SHARE_{ng,h-y}$ - доля природного газа (выраженного в ТДж) в топливном балансе на Н-К ТЭЦ за полугодие 2012г. (%/100); $SHARE_{m,h-y}$ - доля мазута (выраженного в ТДж) в топливном балансе на Н-К ТЭЦ за полугодие 2012г. (%/100); EF_{ng} – коэффициент эмиссии для природного газа по МГЭИК (т CO_2/ТДж); EF_{coal} – коэффициент эмиссии для угля по МГЭИК (т CO_2/ТДж); EF_m – коэффициент эмиссии для мазута по МГЭИК (т CO_2/ТДж).	Это вызвано тем, что в составе смеси топлив на Н-К ТЭЦ появился мазут и в отчет о мониторинге вошло полугодие 2012г.
A.4.7	Раздел D 1.2.2, стр. 24, приложение 3, стр. 41	В процессе мониторинга и в плане мониторинга будет использоваться формула (d2) $BE_y = 59.74\ (HG_{cog} - 267) +$ $+ 29629\ SHARE_{coal,y} +$ $+ 17571\ SHARE_{ng,y}$ (TJ) (d2)	Используя постоянные величины, определенные в ПТД версии 3.0, формула расчета выбросов по базовой линии за полугодие для целей мониторинга может быть выражена как: $BE_{h-y} = 59.7 \times (HG_{cog,h-y} - 150 + H_{N-KP\ f,h-y} + 0.11 \times (150 - H_{N-KP\ f,h-y})) + b_{N-KP,h-y} \times (150 - H_{N-KP\ f,h-y}) \times (94{,}6 \times SHARE_{coal,h-y} + 56.1 \times SHARE_{ng,h-y} + 77.4 \times SHARE_{m,h-y})$ (t CO_2) (a3), где $HG_{cog,h-y}$ – производство тепла котлами Химпрома на коксовом газе за полугодие 2012г. (ТДж); $H_{N-KP\ f,h-y}$ – фактические поставки тепла с Н-К ТЭЦ за полугодие 2012г. (ТДж); $b_{N-KP,h-y}$ – удельный расход топлива для производства 1 ТДж тепла на Н-К ТЭЦ за полугодие 2012г. (TJ/TJ); $SHARE_{coal,h-y}$ – доля угля (выраженная в ТДж) в топливном балансе на Н-К ТЭЦ за полугодие 2012г. (%/100); $SHARE_{ng,h-y}$ - доля природного газа (в ТДж) в топливном балансе на Н-К ТЭЦ за полугодие 2012г. (%/100); $SHARE_{m,h-y}$ - доля мазута (в ТДж) в топливном балансе на Н-К ТЭЦ за полугодие 2012г. (%/100).	Из-за поправок, описанных выше, и так как в отчет о мониторинге вошло полугодие 2012г.

[1] в дальнейшем приводятся принимаемые по умолчанию коэффициенты эмиссии из Руководящих принципов национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК, 2006. Подробно см. в разделе С.1

	Раздел ПТД	Что изменено в ПТД	Отклонения и изменения в ПТД и план мониторинга	Обоснование и комментарии
А.4.8	Раздел D 1.2.1, стр.21, приложение 3, стр. 41	Производство тепла котлами Химпрома на коксовом газе (HG_{cog}) напрямую измеряется на котлах Химпрома на коксовом газе	Производство тепла котлами на коксовом газе в час, рассчитывалось по формуле (для периода мониторинга с 01.07.2012 по 31.12.2012): $HG_{cog\ h}=HC_h \times h/1000$ *(ГДж)* , где HC_h – расход пара (т/час) *h* – энтальпия перегретого водяного пара (кДж/кг), рассчитываемая по формуле[2]: $$h=\left(10258{,}8-\frac{20231{,}3}{\tau}+\frac{24702{,}8}{\tau^2}-\frac{16307{,}3}{\tau^3}+\frac{5579{,}31}{\tau^4}-\frac{777{,}285}{\tau^5}\right)+$$ $$+\pi\cdot\left(-\frac{355{,}878}{\tau}+\frac{817{,}288}{\tau^2}-\frac{845{,}841}{\tau^3}\right)-\pi^2\cdot\left(\frac{160{,}276}{\tau^3}\right)+$$ $$+\pi^3\cdot\left(-\frac{95607{,}5}{\tau}+\frac{443740}{\tau^2}-\frac{767668}{\tau^3}+\frac{587261}{\tau^4}-\frac{167657}{\tau^5}\right)+$$ $$+\pi^4\cdot\left(\frac{22542{,}8}{\tau^2}-\frac{84140{,}2}{\tau^3}+\frac{104198{,}0}{\tau^4}-\frac{42886{,}7}{\tau^5}\right)$$ где τ - приведенная температура, $\tau=(t+273{,}15)/647{,}14$ *t* – температура (^oC) π – приведенное давление, $\pi=P/22{,}064$ *P* – абсолютное давление (МПа)	В связи с выходом из строя в период мониторинга с 01.07.2012г. по 31.12.2012г. тепловычислителя СПТ-961, используемого для измерения производства тепла котлами на коксовом газе - $HG_{cog,h\text{-}y}$, значения температуры, давления и расхода пара котлов на коксовом газе каждый час фиксировались в журнале на основании показаний датчиков Метран-100-ДИ и Метран 100-ДД.

Других отклонений и изменений в ПТД версии 3.0 и плане мониторинга не выявлено.

[2] Рекомендация Госстандарта России «Паровые системы теплоснабжения. Уравнения измерений тепловой энергии и количества теплоносителя» МИ 2451-98.

A.5. Период мониторинга:

Период мониторинга настоящего отчета с 01 июля 2012 г. до 31 декабря 2012 г., что составляет 6 месяцев.

A.6. Информация о периодичности отчета о мониторинге и изменениях с предыдущей верификации:

Это второй и заключительный Отчет о мониторинге.

Исходный и первый Отчет о мониторинге версии 01.3 от 24.12.2012г. за период мониторинга с 01.01.2008 по 30.06.2012г. был верифицирован Бюро Веритас Сертификейшн в отчете о верификации № RUSSIA-VER /0327/2012 редакция 01 от 27.12.2012г. Изменений с момента последней верификации нет.

A.7. Участники проекта:

Участниками проекта те же, что указаны в ПТД версии 3.0. Из ряда стран Балтийского моря, участвующих в «Испытательной площадке» (TGF), Швеция выразила готовность стать участником этого проекта совместного осуществления.

Стороны, вовлеченные в проект	Официальная организация – участник проекта (в применимых случаях)	Пожалуйста, укажите, имеется ли намерение у Стороны, вовлеченной в проект, считаться его участником (Да/нет)
Сторона A: Российская Федерация (принимающая сторона)	Официальная организация A1: ООО ПО «Химпром»	Нет
Сторона B: Королевство Швеции	Официальная организация B1: Северная экологическая финансовая корпорация (NEFCO), действующая как распорядитель Фонда Балтийского региона «Испытательная Площадка Балтийского региона» (TGF)	Нет

A.8. Измеренный объем сокращения выбросов за период мониторинга:

	Годы
Продолжительность периода мониторинга	6 месяцев (0,5 года)
Год	Измеренный объем ежегодного снижения выбросов в тоннах эквивалента CO_2
2012 (второе полугодие)	27 119
Общий расчетный объем снижения выбросов за период мониторинга (тонн эквивалента CO_2)	27 119

A.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.

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

Дата подготовки отчета о мониторинге (версия 01.1): 26.03.2013г.

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.

РАЗДЕЛ В. План мониторинга и структура мониторинга:

В.1. Общее описание избранного плана мониторинга:

План мониторинга был разработан с применением утвержденной МЧР методологии ACM004 “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 последних 6 месяцев 2012 г. применяются полугодовые значения (с индексом «h-y» 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 ТДж) на паропроводе, проходящем от Н-К ТЭЦ (предварительно зафиксированы);
- КПД котлов на природном газе (предварительно зафиксирован).

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

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

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

Параметр	Переменная	Источник данных	Ответственное подразделение	Единица измерения	Измеренный (m), Подсчитанный (c), Оцененный (e)	Частота записи данных	Измеряется/ зафиксирован в ПТД	Способ хранения (электронный/ документальный)
7. $H_{N\text{-}KP,h\text{-}y}$	Поставка тепла с Н-К ТЭЦ за полугодие	ПТД версии 3.0[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_{m}	Коэффициент эмиссии для мазута по МГЭИК	МГЭИК		т CO_2/ТДж	-	-	Постоянная	-
11. Eff_{ng}	КПД котлов на природном газе	ПТД версии 3.0	-	%/100	-	-	зафиксирован в ПТД	-
12. Losses	Потери тепла в паропроводе с Н-К ТЭЦ	ПТД версии 3.0	-	ТДж	-	-	зафиксирован в ПТД	-
13. B_{cog}	Потребление коксового газа на ООО ПО «Химпром»	Показания счетчиков газа	Служба КИП	млн $м^3$	m	постоянно	измеряется	Электронный и документальный

[3] с учетом отклонений, описанных в разделе А.4

B.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 3.0, 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):

$$BE_y = H_{ng,y} \cdot EF_{ng} + b_{N\text{-}KP,y} H_{N\text{-}KP,y} \cdot EF_{mix,y} \quad (\text{т } CO_2) \quad (b1)$$

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 CO_2/ТДж);

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

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

$EF_{mix,y}$ – усредненный коэффициент эмиссии для смеси топлив

$H_{ng,y}$ – тепло, поставляемое котлами на природном газе в сценарии базовой линии, которое будет замещено котлами на коксовом газе

С учетом отклонений от ПТД, отраженных в разделе А.4 вышеприведенная формула (b1) для полугодия 2012г. дополнятся индексом «h-y» (полугодие):

$$BE_{h\text{-}y} = H_{ng,h\text{-}y} \times EF_{ng} + b_{N\text{-}KP,h\text{-}y} \times H_{N\text{-}KP,h\text{-}y} \times EF_{mix,h\text{-}y} \quad (\text{т } CO_2) \quad (b2)$$

где $BE_{h\text{-}y}$, $H_{ng,h\text{-}y}$, $b_{N\text{-}KP,h\text{-}y}$, $H_{N\text{-}KP,h\text{-}y}$, $EF_{mix,h\text{-}y}$ - те же параметры, что описаны выше, но за второе полугодие 2012 г.

$$EF_{mix,y} = EF_{coal,} \times SHARE_{coal,y} + EF_{ng} \times SHARE_{ng,y} + EF_m \times SHARE_{m,y} \quad (\text{т } CO_2/\text{ТДж}) \quad (b3)$$

где

$SHARE_{coal,h\text{-}y}$ – доля угля в топливном балансе на Н-К ТЭЦ за полугодие 2012г. (%/100);

$SHARE_{ng,h\text{-}y}$ – доля природного газа в топливном балансе на Н-К ТЭЦ за полугодие 2012г. (%/100);

$SHARE_{m,h\text{-}y}$ - доля мазута в топливном балансе на Н-К ТЭЦ за полугодие 2012г. (%/100);

EF_{ng} – коэффициент эмиссии для природного газа по МГЭИК (т CO_2/ТДж);

EF_{coal} – коэффициент эмиссии для угля по МГЭИК (т CO_2/ТДж);

EF_m – коэффициент эмиссии для мазута по МГЭИК (т CO_2/ТДж);

$H_{ng,h\text{-}y}$ – тепло, поставляемое котлами на природном газе в сценарии базовой линии, которое будет замещено котлами на коксовом газе за полугодие 2012г., оно может быть найдено из соотношения:

$$H_{ng,h\text{-}y} = (HG_{cog,h\text{-}y} - H_{N\text{-}KP,h\text{-}y} + Losses)/Eff_{ng} \quad (\text{ТДж}) \quad (b4)$$

где

$HG_{cog,h\text{-}y}$ – производство тепла котлами Химпрома на коксовом газе за полугодие 2012г. (ТДж);

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

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

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

Размер поставки тепла с Н-К ТЭЦ, замещенного теплом, выработанном котлами на коксовом газе, определяется как разница между объемами поставки с Н-К ТЭЦ (в ПТД версии 3.0 эта величина принята равной 300 ТДж/год) и фактическими поставками тепла с Н-К ТЭЦ:

$$H_{N\text{-}KP,y} = 300 - H_{N\text{-}KP\ f,y} \quad (\text{ТДж}) \quad (b5)$$

где

$H_{N\text{-}KP\ f,y}$ – 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 второе полугодие 2012 г. эта формула будет иметь вид:

$$H_{N\text{-}KP,h\text{-}y} = 150 - H_{N\text{-}KP\ f,h\text{-}y} \quad (ТДж) \quad (b6)$$

где

$H_{N\text{-}KP\ f,h\text{-}y}$ – 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:

$$BE_{h\text{-}y} = 59.7 \times [(HG_{cog,h\text{-}y} – 150 + H_{N\text{-}KP\ f,h\text{-}y} + 0.11 \times (150 - H_{N\text{-}KP\ f,h\text{-}y})] + b_{N\text{-}KP,h\text{-}y} \times (150 - H_{N\text{-}KP\ f,h\text{-}y}) \times (96.1 \times SHARE_{coal,h\text{-}y} + 56.1 \times SHARE_{ng,h\text{-}y} + 77.4 \times SHARE_{m,h\text{-}y}) \ (т\ CO_2) \quad (b7),$$

где

$HG_{cog,h\text{-}y}$ – производство тепла котлами Химпрома на коксовом газе за полугодие 2012г. (ТДж);

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

$b_{N\text{-}KP,h\text{-}y}$ – удельный расход топлива для производства 1 ТДж тепла на Н-К ТЭЦ за полугодие 2012г. (ТДж/ТДж);

$SHARE_{coal,h\text{-}y}$ – доля угля в топливном балансе на Н-К ТЭЦ за полугодие 2012г. (%/100);

$SHARE_{ng,h\text{-}y}$ – доля природного газа в топливном балансе на Н-К ТЭЦ за полугодие 2012г. (%/100);

$SHARE_{m,h\text{-}y}$ – доля мазута в топливном балансе на Н-К ТЭЦ за полугодие 2012 г. (%/100);

<u>Формулы для расчета утечек</u>

В соответствии с ПТД версии 3.0 утечки равны нулю.

<u>Формулы для расчета сокращений выбросов по проекту</u>

Сокращение выбросов (ER) по проекту:

$$ER_{h\text{-}y} = BE_{h\text{-}y} \ (т\ CO_2),$$

где $ER_{h\text{-}y}$ и $BE_{h\text{--}y}$ описаны в формулах выше.

B.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. B.4-1.

Рис. В.4-1 Операционная и управленческая структура

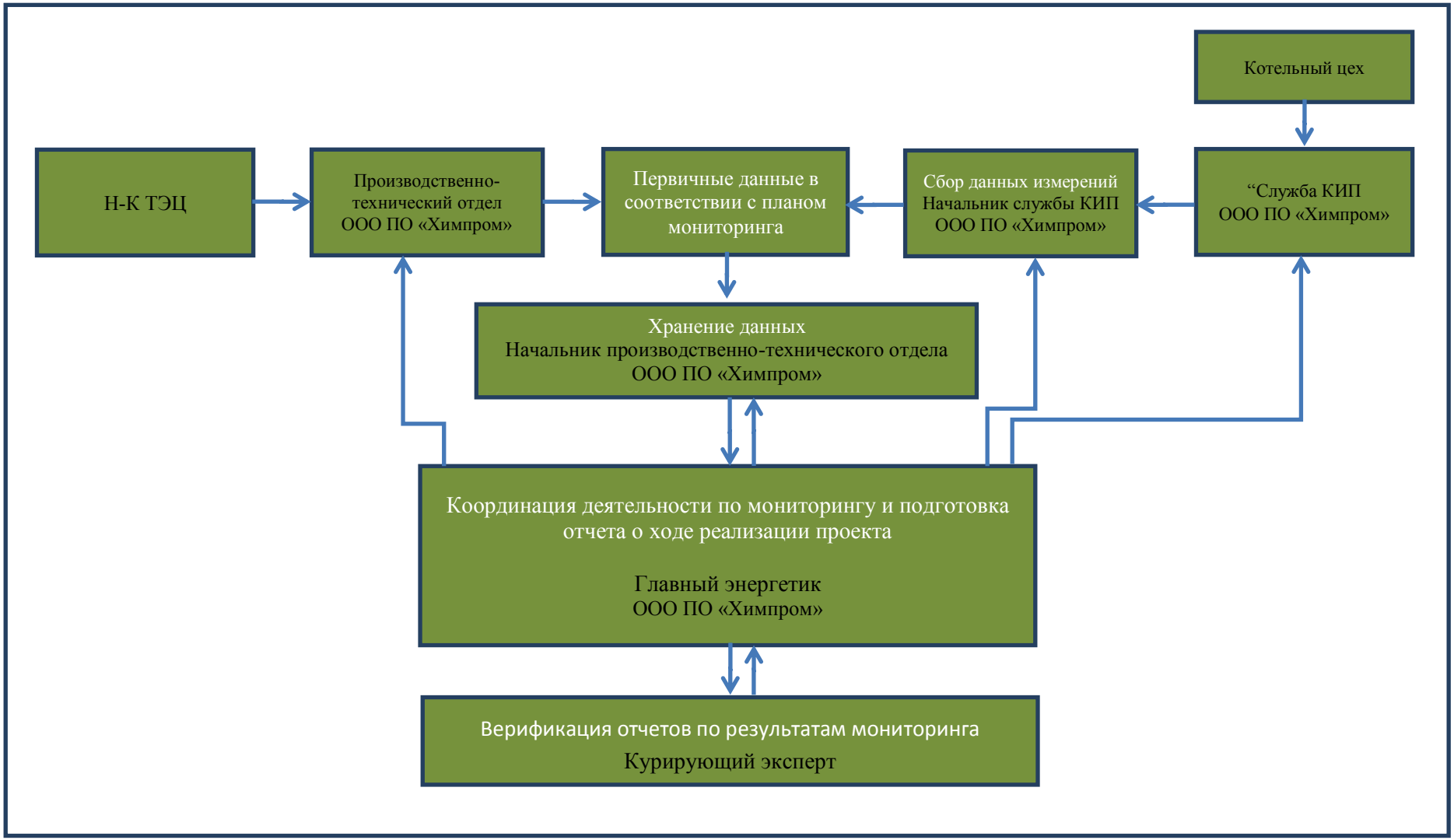


Рис. В.4-1. Операционная и управленческая структура

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

B.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
$HG_{cog,h-y}$	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.
$SHARE_{coal,h-y}$	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.
$SHARE_{ng,h-y}$	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.
$SHARE_{m,h-y}$	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.
B_{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
$H_{N-KP\ f,h-y}$	низкий	Учет этого параметра производится Кузбассэнерго с помощью приборов РП-160, КСУ-2, датчиков «Сапфир», преобразователя Ш900

<u>Хранение данных</u>

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.

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

Данные по счетчикам пара

Таблица B.6-1.Данные по счетчикам пара

ID	Измерительный прибор	Серийный номер	Межпове-рочный интервал	Дата заводской поверки	Даты проверок (v - поверка с- калибровка)	Дата окончания действия текущей проверки	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 ПМ	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 с 16.08.2012	16.08.2015	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 с 16.08.2012	16.08.2015	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 проверки	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 калибровке[4] (которая отличается от поверки[5]). 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 внутризаводских 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 СПТ-961 и корректор СПГ-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

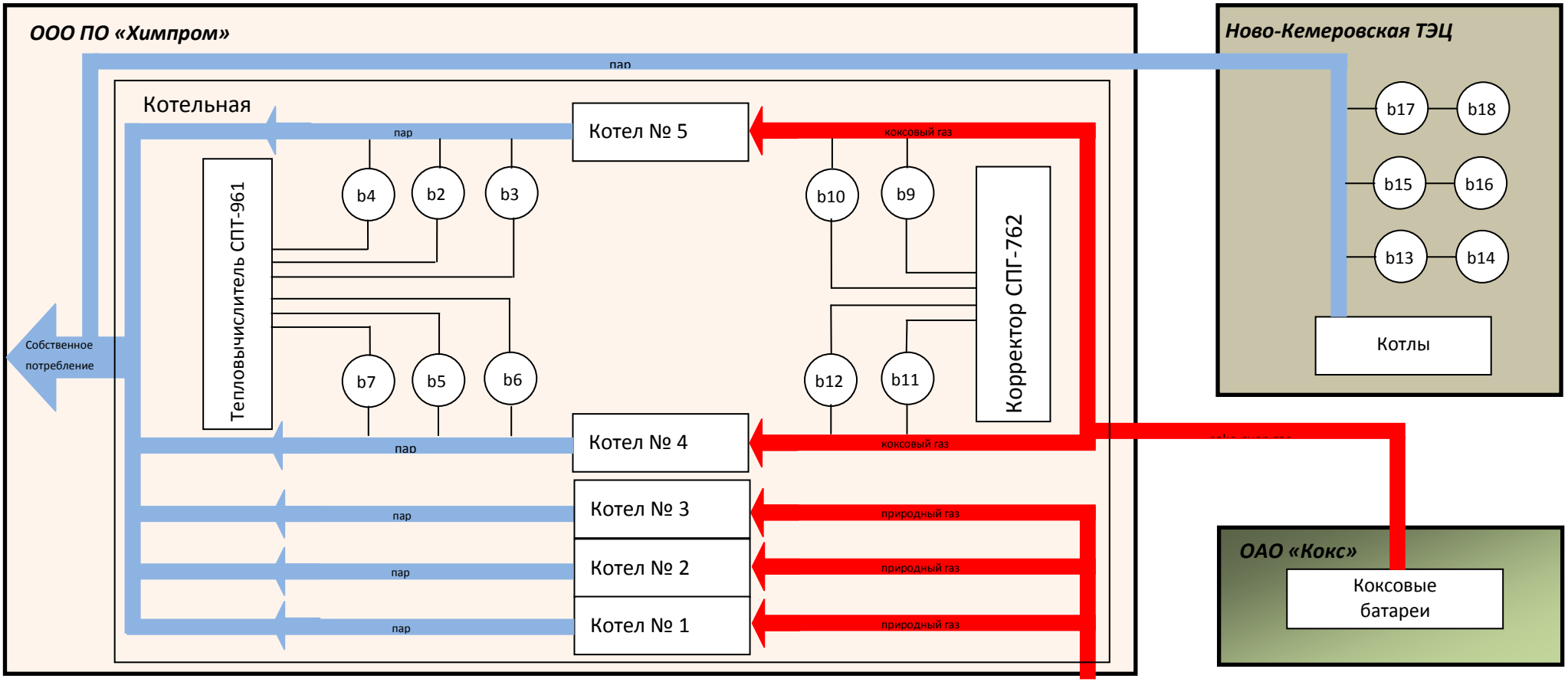
Table B.6-3.Ответственные подразделения

Параметр, подлежащий мониторингу	Ответственное подразделение
$HG_{cog,h-y}$ – производство тепла котлами Химпрома на коксовом газе	Служба КИП
$SHARE_{coal,h-y}$ – доля угля (по теплу топлива в ТДж) в топливном балансе на Н-К ТЭЦ	Производственно-технический отдел
$SHARE_{ng,h-y}$ – доля природного газа (по теплу топлива в ТДж) в топливном балансе на Н-К ТЭЦ	Производственно-технический отдел
$SHARE_{m,h-y}$ – доля мазута (по теплу топлива в ТДж) в топливном балансе на Н-К ТЭЦ	Производственно-технический отдел
B_{cog} – потребление коксового газа на ООО ПО «Химпром»	Служба КИП
$H_{N-KP\ f,h-y}$ – 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 и подтверждения соответствия характеристик средства измерения установленным требованиям.

Рис. В.6-1 Схема расположения измерительных приборов



ID	Измерительный прибор	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)	b15	Датчик “Сапфир” (с/н 501082)
b3	Датчик Метран-100-ДИ, модель 1160 (с/н 322254)	b7	Датчик Метран-100-ДД, модель 1440 (с/н 434303)	b12	Датчик Метран-100-ДД, модель 1420 (с/н 433570)	b16	Прибор РП-160 (с/н 3091232)
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)	b17	Преобразователь Ш900 (с/н 07361)
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)	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 01.07.2012г. по 31.12.2012г.

1. $HG_{cog,h-y}$ – **производство тепла котлами Химпрома на коксовом газе за полугодие 2012г. (ТДж)**

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

Период	Единица измерения	Котел № 4	Котел № 5	Итого
		1ый котел на коксовом газе	2ой котел на коксовом газе	
Июль 2012 г.	ГДж	32 501,07	29 279,90	61 780,97
Август 2012 г.	ГДж	17 434,74	18 844,97	36 279,71
Сентябрь 2012 г.	ГДж	31 103,18	31 251,31	62 354,49
Октябрь 2012 г.	ГДж	32 459,17	27 487,86	59 947,03
Ноябрь 2012 г.	ГДж	33 989,26	4 586,04	38 575,30
Декабрь 2012 г.	ГДж	31 096,52	38 894,70	69 991,22
Итого за второе полугодие 2012 г.	ГДж	178 583,94	150 344,78	328 928,72

2. **$SHARE_{coal,h-y}$ – доля угля (все виды топлив выражены в ТДж) в топливном балансе на Н-К ТЭЦ за полугодие 2012г.**

Доля угля в топливном балансе Н-К ТЭЦ ($SHARE_{coal,h-y}$) за второе полугодие 2012г. равна 0,9960.

3. **$SHARE_{ng,h-y}$ – доля природного газа в топливном балансе на Н-К ТЭЦ за полугодие 2012г.**

Доля натурального газа в топливном балансе на Н-К ТЭЦ ($SHARE_{ng,h-y}$) за второе полугодие 2012г. равна 0,0040

4. **$SHARE_{m,h-y}$ – доля мазута в топливном балансе на Н-К ТЭЦ за полугодие 2012г.**

Доля мазута в топливном балансе Н-К ТЭЦ ($SHARE_{m,h-y}$) за второе полугодие 2012г. равно 0,00001 и для расчетов принимается равным 0.

5. **$b_{N-KP,h-y}$ – удельный расход топлива для производства 1 ТДж тепла на Н-К ТЭЦ за полугодие 2012г.**

Удельный расход топлива для производства 1 ТДж тепла на Н-К ТЭЦ ($b_{N-KP,h-y}$) за второе полугодие 2012г. равно 1,1457 ТДж/ТДж (=39,0621 т ут/ТДж= =163,67 кг ут/Гкал)

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

Фактическая поставка тепла с Н-К ТЭЦ ($H_{N-KP\ f,h-y}$) за второе полугодие 2012г. равно 14,1538 ТДж (=3378 ГКал)

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. **Eff_{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 3.0 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 с 01.07.2012г. по 31.12.2012г., т. CO_2

Период	Выбросы по базовой линии
01.07.2012 – 31.12.2012	27 119
Итого за 01.07.2012 – 31.12.2012	**27 119**

С.4. Расчет утечек:

Утечки равны нулю в соответствии с ПТД версии 3.0.

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 с 01.07.2012г. по 31.12.2012г., т CO_2

Период	Годовое сокращение выбросов в т CO_2
01.07.2012 – 31.12.2012	27 119
Общее сокращение выбросов в период мониторинга 01.07.2012 – 31.12.2012	**27 119**

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

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

Таблица C.6-1. Сравнение фактических сокращений выбросов и предварительных расчетных сокращений выбросов, т CO_2

Года	Годовое снижение выбросов в тоннах CO_2e в отчете о мониторинге	Годовое снижение выбросов в тоннах CO_2e в ПТД (предварительная оценка)	Абсолютное отклонение (мониторинг относительно предварительной оценки) в тоннах CO_2e	Отклонение (мониторинг относительно предварительной оценки) в процентах
Данные из первого Отчета о мониторинге				
01.01.2008 – 30.06.2012	245 048	318 650	-73 602	-23.10%
Данные из второго Отчета о мониторинге				
01.07.2012 – 31.12.2012	27 119	35 405	-8 286	-23.40%
Общее сокращение выбросов за период с 01.01.2008г. по 31.12.2012г.				
01.01.2008 – 31.12.2012	272 167	354 055	-81 888	-23.13%

Отклонение между фактическими и предварительными данными за период 2008 – 2012г. составляет 23,13% и за период с 01.07.2012г. по 31.12.2012г. – 23,40 %. 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)

<u>Вывод</u>

План мониторинга, утвержденный в ПТД версии 3.0, 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 CO2-экв.)	Фактическая величина сокращения выбросов (в соответствии с отчетом о мониторинге) (т CO2-экв.)	Разница	
				т CO2-экв.	%
Данные из первого промежуточного отчета					
1	01.01.2008-30.06.2012	318 650	245 048	-73 602	-23,10%
Данные из текущего промежуточного отчета					
2	01.07.2012 – 31.12.2012	35 405	27 119	-8 286	-23.40%
Общее сокращение выбросов за период с 01.01.2008г. по 31.12.2012г.					
3	**01.01.2008 – 31.12.2012**	**354 055**	**272 167**	**-81 888**	**-23.13%**

Отклонение между фактическими и планируемыми данными за период 2008 – 2012г. составляет 23,13% и за период с 01.07.2012г. по 31.12.2012г. – 23,40 %. 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.

Генеральный директор Казанцев И.Ю.

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ «ХИМПРОМ» г. КЕМЕРОВО

ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ
НА ОТЧЕТ О ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА

ООО ПО «Химпром»

«Использование сбросного коксового газа в ООО ПО «Химпром», г. Кемерово, Россия»

(период 01.07.2012 - 31.12.2012)

Report No. RUSSIA-VER/0328/2013

Revision No. 01

BUREAU VERITAS CERTIFICATION

Бюро Веритас Сертификейшн выполнило по заказу компании ООО ПО «Химпром» независимую экспертизу (верификацию) отчета о ходе реализации проекта «Использование сбросного коксового газа в ООО ПО «Химпром», г. Кемерово, Россия», осуществляемого в соответствии со статьей 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата (UNFCCC) за период с 1 июля 2012 г. по 31 декабря 2012 г. Инвестором и владельцем проекта является ООО ПО «Химпром». Иностранным уполномоченным лицом по проекту является Nordic Environment Finance Corporation (NEFCO), действующая как распорядитель Фонда Балтийского региона «Испытательная Площадка Балтийского региона».

Представленный отчет был разработан и представлен на экспертизу ООО ПО «Химпром», которая несет ответственность за правильность выполнения мониторинга выбросов парниковых газов в границах проекта и корректность данных по сокращению выбросов в результате осуществления проекта в указанный период.

Бюро Веритас Сертификейшн несет ответственность за верификацию единиц сокращения выбросов, достигнутого проектом за отчетный период, в соответствии с требованиями Статьи 6 Киотского протокола, Руководящим Принципами для осуществления статьи 6 Киотского протокола и законодательством Российской Федерации.

Цель проекта - утилизация в качестве топлива сбросного коксового газа от коксовых батарей АО «Кокс» в двух новых котлах ООО ПО «Химпром» для его собственного потребления. Таким образом, часть избыточного коксового газа не будет направляться «на факел» и сжигаться, а будет использоваться в котельной ООО ПО «Химпром», снижая потребление природного газа котельной ООО ПО «Химпром», а также угля и природного газа - близлежащей Ново-Кемеровской ТЭЦ.

Бюро Веритас Сертификейшн подтверждает, что все мероприятия по проекту выполнены в соответствии с проектной документацией, отклонения от проектного плана мониторинга обоснованы, введенное оборудование работает штатно, система мониторинга внедрена и функционирует, реализованный проект непрерывно производит сокращения выбросов парниковых газов.

Как результат второй периодической верификации, Бюро Веритас Сертификейшн подтверждает, что сокращение выбросов парниковых газов рассчитано с удовлетворительной точностью и не содержит существенных ошибок, упущений или неверных сведений. Наше экспертное заключение касается выбросов парниковых газов в проекте и рассчитанных результирующих сокращений выбросов, относящихся к детерминированным базовой линии и плану мониторинга. На основании информации, которую мы получили и оценили, мы подтверждаем, с удовлетворительной степенью заверения, следующее заключение:

Отчетный период: с 01/07/2012 по 31/12/2012

Выбросы в исходных условиях	27 119	тонн CO_2 эквивалента
Проектные выбросы	0	тонн CO_2 эквивалента
Утечки	0	тонн CO_2 эквивалента
Сокращение выбросов	27 119	тонн CO_2 эквивалента

Всего за отчетный период с 01/07/2012 по 31/12/2012

Выбросы в исходных условиях	27 119	тонн CO_2 эквивалента
Проектные выбросы	0	тонн CO_2 эквивалента
Утечки	0	тонн CO_2 эквивалента
Сокращение выбросов	27 119	тонн CO_2 эквивалента

Бюро Веритас Сертификейшн
08 апреля 2013 г.

Леонид Яскин - операционный менеджер

Сведения об осуществлении деятельности в соответствии с инвестиционной декларацией.

Инвестиционной декларацией на период мониторинга с 01.01.2008г. по 31.12.2012г. были запланированы следующие мероприятия:

Наименование мероприятия	Планируемый объем финансирования, тыс. руб.	Планируемые сроки финансирования и осуществления	Фактически выполненные работы
Чистка работающих карт шламонакопителя ООО ПО «Химпром»	6 000	апрель 2012 - сентябрь 2014	Приобретены материалы (металл) и изготовлен корпус земснаряда. Оснащение и пуск в работу планируется на 2013г.
Реконструкция водооборотного цикла №2	3 000	март 2011-октябрь 2012	Приобретены часть оборудования и материалов (мотор-редуктор, вентилятор, каплеороситель, каплеуловитель), подготовлена площадка для монтажа оборудования. Общая сумма вложений по состоянию на 31.12.2012г. 1 958 020,76 без учета НДС.
Создание производства гипса из шлама	8 000	июнь 2011-март 2015	Разработана технологическая схема, осуществляется подбор оборудования
Капитальный ремонт электролизеров БГК-50/25	27 600	май 2012-декабрь 2015	За 2012г. отремонтировано 13 электролизеров
Очистка кубовой жидкости колонны 85 в производстве окиси пропилена	4 000	июнь 2011-ноябрь 2013	Произведены лабораторные исследования
ИТОГО	54 666		

На текущий момент реализовать мероприятия в полном объеме и в сроки, запланированные в инвестиционной декларации, не позволила нехватка денежных средств, так как в качестве источника финансирования для выполнения этих мероприятий выступают средства, полученные от реализации ЕСВ, которые поступили на предприятие только 22.03.2013г.

Генеральный директор Казанцев И.Ю.