Общество с ограниченной ответственностью

РН - СЕВЕРНАЯ НЕФТЬ

Отчет о ходе реализации проекта

Отчет по мониторингу сокращения выбросов парниковых газов

по проекту Совместного Осуществления:

«Сокращение факельного сжигания попутного нефтяного газа и производство электроэнергии на Хасырейском нефтяном месторождении»

Период мониторинга: 01.01.2011 – 31.12.2011

Версия 1.1 (окончательная после верификации)

г. Усинск 10.04.2012

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗДЕЛ А.	Общая информация о проектной деятельности	Стр. 3
РАЗДЕЛ Б.	Система мониторинга сокращения выбросов парниковых газов, достигнутого при реализации проекта	Стр. 5
РАЗДЕЛ С.	Расчет сокращения выбросов парниковых газов за период мониторинга	Стр. 13
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	Измерительное оборудование, используемое в мониторинге	Стр. 22
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	Отчет о проведении технического обслуживания газовых турбин Энергоцентра в 2011 г.	Стр. 24

РАЗДЕЛ А. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ПРОЕКТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

А.1 Название проекта

Сокращение факельного сжигания попутного нефтяного газа и производство электроэнергии на Хасырейском нефтяном месторождении.

А.2. Введение

Версия 05 проектной документации (ПД/PDD) от 5-го августа 2009 года одобрена независимой экспертной организацией TUV Nord, положительное заключение №8000369890-09/48/ от 06.08.2009.

Декларация об одобрении проекта со стороны Нидерландов от имени Министерства экономики, сельского хозяйства и инноваций, через уполномоченное агентство "NL Agency", действующее в качестве Координационного центра для проектов Совместного Осуществления было получено 5 апреля 2011.

Рассматриваемый проект утвержден в Российской Федерации как принимающей стороне Приказом Министерства Экономического Развития РФ № 112 от 12 марта 2012 г.

А.3. Краткое описание проекта

Проект предусматривает использование попутного нефтяного газа (ПНГ), ранее сжигаемого на факельных установках, с целью выработки электроэнергии в Энергоцентре общей мощностью 33 МВт, который был построен и эксплуатируется на Хасырейском нефтяном месторождении, расположенном на вале Гамбурцева в Ненецком Автономном Округе Российской Федерации.

Общество «РН - Северная нефть» (в дальнейшем Общество), принадлежащее ОАО «НК «Роснефть», является оператором нефтяных месторождений вала Гамбурцева и одновременно оператором Проекта. В рамках реализации проекта Хасырейского энергоцентра две газотурбинные установки (ГТУ) по 4,7 МВт и три ГТУ по 7,9 МВт запущены в эксплуатацию. Выработанная электроэнергия подается на дожимные насосные станции (ДНС) и объекты нефтедобычи, расположенные на месторождениях вала Гамбурцева (включая Хасырейское, Нядейюское и Черпайюское месторождения), замещая, таким образом, электроэнергию, которая в отсутствие проекта была бы произведена на локальных дизельных электростанциях.

Имея хорошо отлаженную систему поставки дизельного топлива, позволяющую развивать схему энергообеспечения за счёт ввода новых локальных ДЭС, Общество, тем не менее, решило установить на Хасырейском месторождении новые ГТУ, использующие ПНГ, которые бы централизованно снабжали все три месторождения вала Гамбурцева. Среди основных целей Проекта было сокращение выбросов парниковых газов, которые предполагалось оформить в виде Единиц Сокращения Выбросов (ЕСВ) по механизму Совместного Осуществления, предусмотренного статьей 6 Киотского протокола.

Попутный нефтяной газ выделяется в процессе сепарации нефти на Хасырейской ДНС, расположенной рядом с Энергоцентром. В отсутствие проектной деятельности, ПНГ используемый в Энергоцентре сжигался бы на факельных установках Хасырейской ДНС, приводя к выбросам диоксида углерода и метана (в результате неполного сгорания).

В результате Проектной деятельности произойдет полезная утилизация ПНГ. Это приведет к сокращению выбросов CO_2 и CH_4 от двух источников:

- Выбросы CO_2 от сжигания дизельного топлива будут предотвращены вследствие замещения электроэнергии, которая в исходных условиях вырабатывалась бы дизельными электростанциями, электроэнергией, производимой Энергоцентром.

- Локальные выбросы CH_4 будут сокращены вследствие более полного сгорания ПНГ в ГТУ по сравнению с факельными установками.

А.4. Сроки реализации основных этапов проекта

Сдача ГТУ в эксплуатацию выполняется в соответствии со следующим графиком:

1 очередь: ГТУ №1 «Typhoon» – 11.2005.
ГТУ №2 «Typhoon» – 11.2005.

2 очередь: ГТУ №3 «Tempest» – 09.2006.
ГТУ №4 «Tempest» – 06.2007.

3 очередь: ГТУ №5 «Tempest» – 07.2009.

Учитывая очередность ввода объектов в эксплуатацию, срок жизни Проекта составит 17 лет, т.е. с 2005-2022 год.

А.5. Период мониторинга

С 01.01.2011 г. по 31.12.2011 г

А.6. Объем сокращения выбросов парниковых газов за период мониторинга

Объем сокращения выбросов, рассчитанный на основании данных мониторинга за период с 01.01.2011 по 31.12.2011, составляет **109 655** тонн CO_2-эквивалента.

Объем сокращения выбросов, указанный в проектной документации для аналогичного периода составляет **157 784** тонн CO_2-эквивалента.

Снижение объема фактически генерируемых Единиц Сокращения Выбросов ниже уровня, ожидаемого в проектной документации, связано с уменьшением доступных ресурсов попутного нефтяного газа по ходу разработки месторождений Вала Гамбурцева.

А.6. Информация о лице, ответственном за подготовку и представление отчета по мониторингу

ООО «РН-Северная нефть»
Россия, 169710, Республика Коми, г. Усинск, Приполярная д. 1
Контактное лицо:
Лукашев Виктор Николаевич, начальник отдела охраны окружающей среды
Тел. +7 82144-4-92-97

Отчет подготовлен:
ООО "СиТиЭф Консалтинг" (дочерняя компания Carbon Trade & Finance SICAR S.A.)
г. Москва, ул. Балчуг д.7, бизнес-центр «Балчуг-плаза», офис 629;
Контактное лицо:
Мячин Константин, менеджер углеродных проектов
Тел. +7 495 984 59 51
Факс +7 495 984 59 52
e-mail: konstantin.myachin@carbontradefinance.com

РАЗДЕЛ Б. СИСТЕМА МОНИТОРИНГА СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ, ДОСТИГНУТОГО ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА

В.1. Принципиальная схема проведения мониторинга по проекту

Мониторинг сокращения выбросов парниковых газов по проекту ведется в ООО «РН-Северная нефть» в соответствии с внутренним Положением «О проведении мониторинга сокращенных выбросов парниковых газов в результате реализации проекта «сокращение факельного сжигания попутного нефтяного газа и производство электроэнергии на Хасырейском нефтяном месторождении» (далее Положение), утвержденным Приказом № 214 от 26 апреля 2010 г.

Отдел охраны окружающей среды (отдел ООС) является ключевым координирующим подразделением ООО «РН-Северная нефть» ответственным за проведение Мониторинга сокращения выбросов парниковых газов (МСВ ПГ).

Данный отдел выполняет следующие мероприятия:

- сбор данных по результатам деятельности отделов и управлений, осуществляющих деятельность в рамках проекта СО;
- расчёты для определения фактического сокращения выбросов на основании полученных данных;
- внутренняя проверка (внутренний аудит) расчётов;
- подготовка отчетов для их утверждения и представление отчетов для верификации.

Осуществление указанных мероприятий входит в обязанности инженера 1 категории отдела ООС в соответствии с его должностными обязанностями.

МСВ ПГ проводится на основе ежемесячного наблюдения за параметрами деятельности Управления подготовки нефти и газа, отдела главного механика, отдела главного энергетика. Перечень наблюдаемых параметров и расположение точек их мониторинга представлены в Таблице В.3.1.

Заполненные и подписанные формы первичной отчетности, отражающие ежемесячные значения указанных параметров предоставляются соответствующими структурными подразделениями в отдел ООС не позднее 10 числа месяца (для декабря – не позднее 15 января), следующего за отчетным.

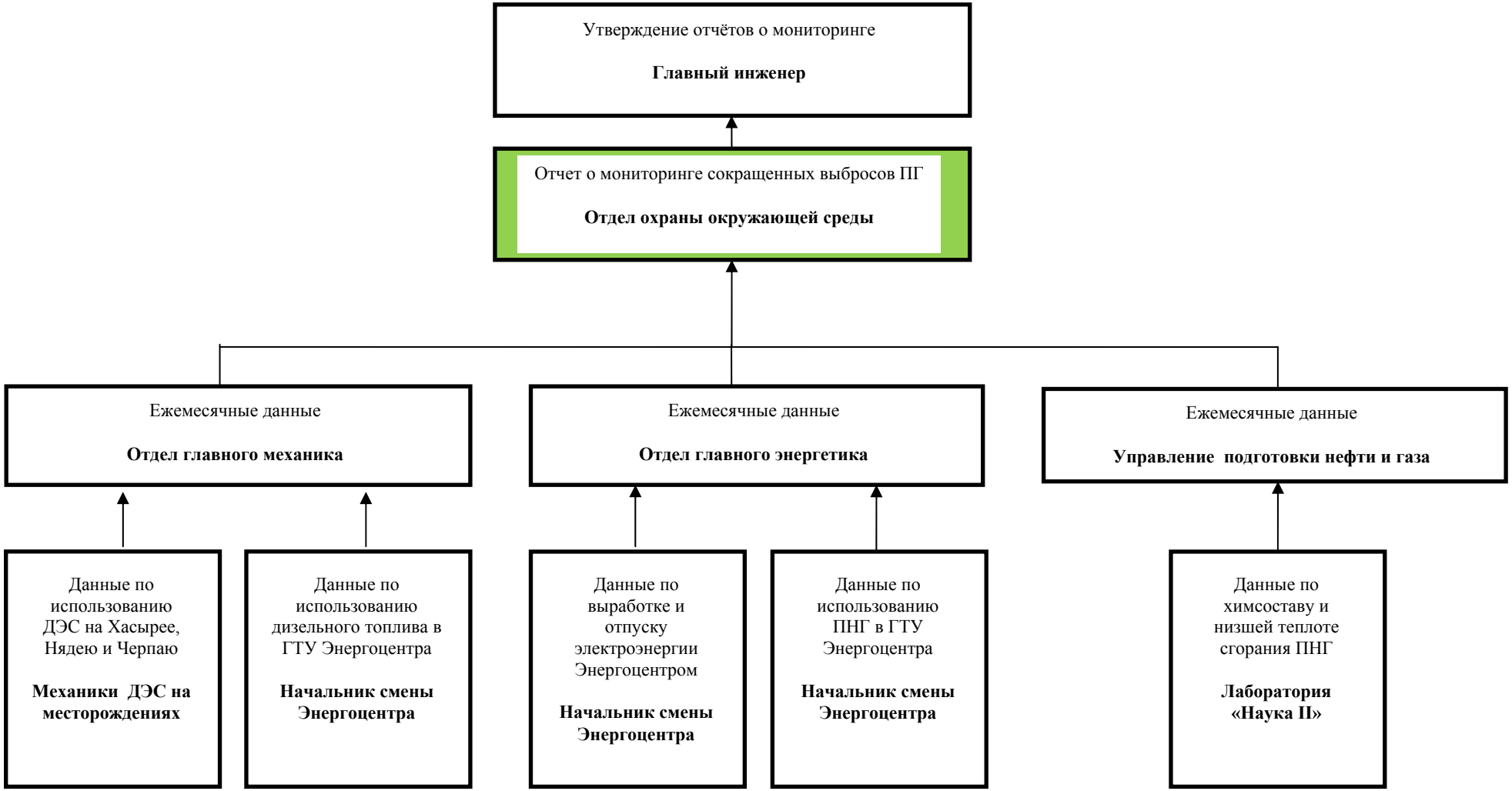
Данные вводятся в модель по расчёту сокращения выбросов в формате таблиц Excel инженером 1 категории отдела ООС. Формируются промежуточные ежемесячные отчёты по МСВ ПГ. Отчеты по МСВ ПГ и исходные формы первичной отчетности хранятся в отделе ООС ООО «РН-Северная нефть», а также направляются по электронной почте в ООО «СиТиЭф Консалтинг».

На основе ежемесячных отчётов совместно с ООО «СиТиЭф Консалтинг» формируется годовой отчёт о мониторинге сокращения выбросов ПГ, который утверждается главным инженером ООО «РН-Северная нефть».

Утверждённый годовой отчёт направляется в ООО «СиТиЭф Консалтинг» для предоставления независимой экспертной компании с целью верификации достигнутого сокращения выбросов. Далее происходит выпуск ЕСВ согласно процедурам, действующим в Российской Федерации для проектов Совместного Осуществления, и передача ЕСВ в соответствии с соглашением между ОАО «НК «Роснефть» и Carbon Trade & Finance SICAR S.A.

Ниже представлена принципиальная схема организации системы мониторинга сокращения выбросов парниковых газов в ООО «РН-Северная нефть».

Принципиальная схема организации системы мониторинга сокращения выбросов парниковых газов в ООО «РН-Северная Нефть»



B.2. Планируемые отклонения или исправления утвержденного плана мониторинга

В данный отчет о мониторинге внесен ряд изменений в план мониторинга, представленный в проектно-технической документации (ПД), версия 5 от 5 августа 2009 г. (на данную версию ПД получено положительное заключение независимой экспертной организации TUV Nord №: 8000369890 – 09/48/ Дата выдачи: 06.08.2009). Изменения были сделаны с целью адаптации плана мониторинга и отображения фактически существовавшей системы сбора данных. Все остальные параметры и расчетные формулы соответствуют ПД.

Приведенные ниже изменения относятся только к периоду, за который проводится мониторинг (01.01.2011 – 31.12.2011)

Таблица B.2.1. Изменения в плане мониторинга в 2011 г. по сравнению с ПД

№ формулы или таблицы	Как изложено в ПД	Применили в мониторинге	Причины отклонений
D.3-D.7	$\mathbf{FC_{APG,GTUi} = HC_{APG,GTUi} * T_i/(NCV_{APG}*4,1868)*0,001}$ $FC_{APG,GTUi}$ – расход ПНГ на ГТУ i, тыс. нм^3 $HC_{APG,GTUi}$ – мгновенный расход ПНГ на ГТУ i, кВт NCV_{APG} – калорийность ПНГ, ккал/м^3 T – время работы ГТУ i за месяц, сек. i – ГТУ №1 - ГТУ №5	$\mathbf{FC_{APG,GTU} = HC_{APG,GTU} * T_{GTU}}$ $FC_{APG,GTU}$ – расход ПНГ в ГТУ Энергоцентра за месяц, тыс. нм3 $HC_{APG,GTU}$ – мгновенный расход ПНГ на всех ГТУ, м3/час (сек) T – время работы ГТУ, час (сек)	В процессе проведения мониторинга получены дополнительные пояснения от ООО «РН-Северная нефть». Фактически расход газа газотурбинными установками Сименс рассчитывается их управляющей программой на основе мгновенного расхода ПНГ в кВт, калорийности ПНГ и времени работы в секундах (как в ПД). При этом сразу происходит архивация данных по потреблению ПНГ в м^3. Программа формирует суточную отчетность по потреблению ПНГ всеми ГТУ Энергоцентра, которая передается начальником смены Энергоцентра в Управление подготовки нефти и газа Информация о количестве суток в месяце, когда Энергоцентр работал на ПНГ носит справочный характер (отдельные турбины могут останавливаться в резерв или на техобслуживание)
Таблица D.1.1.1 параметр M-2	Измерения химического состава ПНГ проводятся лабораторией «Наука II» в течение первого месяца каждого квартала.	В отчете по мониторингу использованы усредненные данные по составу газа в 2-м квартале 2011 г. по сумме трех измерений, и в 4-м квартале 2011 г. по сумме 2-х измерений.	Компания организовала проведение нескольких измерений компонентного состава ПНГ в 2-м и 4-м кварталах 2011 г. Данный факт является положительным и позволяет отразить более корректный показатель.
Приложение 2 формула An.2.2	$\mathbf{EF_{CO2,F} = X_{APG,F}*\rho_{CO2}*\{y_{CO2} + (Nc_{CH4}*y_{CH4}+Nc_{C2H6}*y_{C2H2}+Nc_{C3H8}*y_{C3H8}+Nc_{iC4H10}*y_{iC4H10} + Nc_{C4H10}*y_{C4H10} + Nc_{C5H12}*y_{C5H12} +}$	Исключены из рассмотрения: $\mathbf{y_{C7H16}}$ – объемная доля C_7H1_6; $\mathbf{y_{C8H18}}$ – объемная доля C_8H_{18}.	В стандартном протоколе измерения состава ПНГ, проводимом лабораторией «Наука II» позиции по гептану и октану отсутствуют, т.к. данные газы систематически не

	$\mathbf{Nc_{C6H14}*y_{C6H14}}$ + $\mathbf{Nc_{C7H16}*y_{C7H16}}$ + $\mathbf{Nc_{C8H18}*y_{C8H18}}$ + $\mathbf{Nc_{H2S}*y_{H2S})(1-X_{ub})\}}$ **Где:** $\mathbf{Nc_{C6H14}}$ – количество молей углерода в моле C6H14; $\mathbf{y_{C6H14}}$ – объемная доля C6H14; $\mathbf{Nc_{C7H16}}$ – количество молей углерода в моле C7H16; $\mathbf{y_{C7H16}}$ – объемная доля C7H16; $\mathbf{Nc_{C8H18}}$ – количество молей углерода в моле C8H18; $\mathbf{y_{C8H18}}$ – объемная доля C8H18.		обнаруживаются в пробе.
Таблица D.1.1.1 параметр M-1	$\mathbf{FC_{APG,PJ}}$ Объем ПНГ, поставляемый на Энергоцентр	Параметр был исключен. Другие параметры были соответственно перенумерованы.	Данный параметр первоначально был включен в PDD для того чтобы обеспечить возможность перепроверки потребления ПНГ в ГТУ Энергоцентра. Он не оказывает влияния на расчет ЕСВ. Однако осенью 2008 г. от РН-Северная нефть было получено пояснение, что газовые турбины не являются единственными потребителями ПНГ в Энергоцентре. Кроме них Энергоцентр имеет обогреватели, питаемые ПНГ, а также некоторая часть ПНГ расходуется в процессе очистки газа перед подачей его на вход турбин. Это означает, что объем ПНГ, потребляемый ГТУ будет всегда ниже, чем объем, поставляемый на Энергоцентр, и проводить перепроверку невозможно. Поэтому параметр « Объем ПНГ, поставляемый на Энергоцентр» был исключен как не относящийся к предмету мониторинга.

В.3. Параметры, включенные в план мониторинга

Источниками выбросов ПГ, включенными в рамки Проекта являются следующие объекты:

- факельные установки ДНС Хасырейская
- газотурбинные установки Хасырейского Энергоцентра
- дизельные электростанции на Хасырейском, Черепаюском и Нядейюском месторождениях

Точки мониторинга источников выбросов ПГ представлены на рис. В.3.1. и в Таблице В.3.2

Рисунок В.3.1. Точки мониторинга источников выбросов ПГ

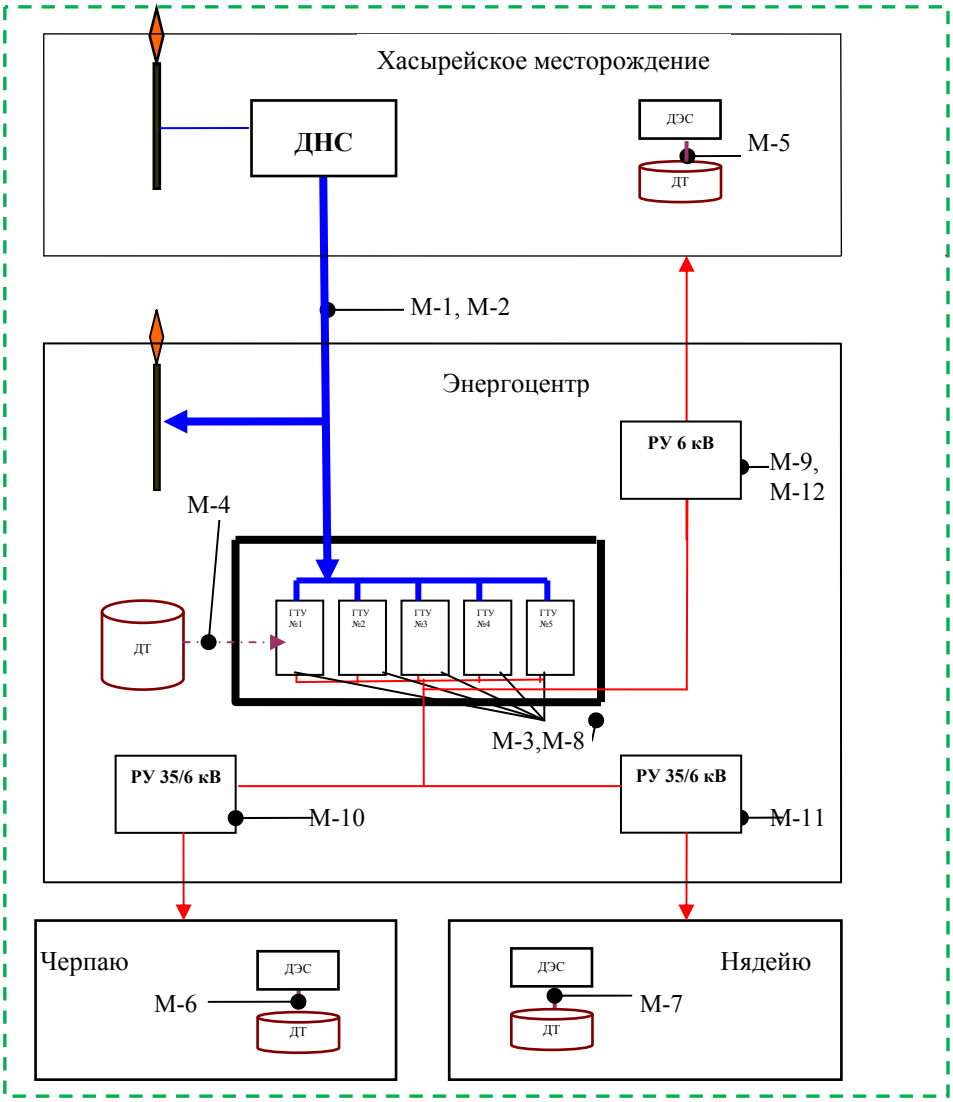


Таблица В.3.1. Точки и параметры мониторинга выбросов ПГ

№ П/П	Точка мониторинга	Расположение	Параметры мониторинга	Комментарии
1	М-1	ДНС Хасырейская	Химический состав ПНГ	Измерения проводятся лабораторией «Наука II» или другой аккредитованной лабораторией по договору с ООО «РН-Северная нефть» в течение первого месяца каждого квартала.
2	М-2	ДНС Хасырейская	Низшая теплота сгорания ПНГ	Измерения проводятся лабораторией «Наука II» или другой аккредитованной лабораторией по договору с ООО «РН-Северная нефть» в течение первого месяца каждого квартала.
3	М-3	Газотурбинная установка	Мгновенный расход ПНГ в ГТУ	Данный показатель выводится на мониторы операторской Энергоцентра. Каждый час данные автоматически усредняются при помощи программы управления ГТУ компании Сименс и записываются в электронном виде в систему.
4	М-4	Резервуар с дизельным топливом на Энергоцентре	Расход дизельного топлива в ГТУ Энергоцентра (в аварийных случаях)	Расход дизтоплива определяется на основании замеров уровня в резервуаре три раза в месяц (данные заносятся в специальный журнал). А в конце вахты (раз в месяц) оформляется накладная на топливо.
5	М-5	Резервуар с дизельным топливом на Хасырейской ДЭС	Расход дизельного топлива на ДЭС Хасырейского месторождения (в аварийных случаях)	На ДЭС существует журнал учета топлива. Из данного журнала информация собирается в общий журнал учета топлива за месяц. Данные расходомера фиксируются в накладной в конце каждого месяца.
6	М-6	Резервуар с дизельным топливом на Черпаюской ДЭС	Расход дизельного топлива на ДЭС Черпаюского месторождения (в аварийных случаях)	На ДЭС существует журнал учета топлива. Из данного журнала информация собирается в общий журнал учета топлива за месяц. Данные расходомера фиксируются в накладной в конце каждого месяца.
7	М-7	Резервуар с дизельным топливом на Нядейюской ДЭС	Расход дизельного топлива на ДЭС Нядейюского месторождения (в аварийных случаях)	На ДЭС существует журнал учета топлива. Из данного журнала информация собирается в общий журнал учета топлива за месяц. Данные расходомера фиксируются в накладной в конце каждого месяца.
8	М-8	Газотурбинная установка	Время работы газотурбинной установки	Данный параметр отражается на мониторе в зале операторов на Энергоцентре и записывается в электронном виде в систему.
9	М-9	Распределительное устройство 6 кВ подстанции Энергоцентра	Производство электроэнергии ГТЭС Хасырейского энергоцентра	Для снятия показаний используются пять ячеек: ячейка №2 ГТУ №1, ячейка №23 ГТУ №2, ячейка №3 ГТУ №3, ячейка №22 ГТУ №4, ячейка №4 ГТУ №5. Данные с ячеек снимаются дежурным электромонтером в последний день месяца с 18 до 24 часов. Эти данные хранятся не менее 2 лет.

№ П/П	Точка мониторинга	Расположение	Параметры мониторинга	Комментарии
10	М-10	Распределительное устройство 35 кВ подстанции Энергоцентра	Производство электроэнергии для объектов Нядейюского месторождения	Для снятия показаний используются две ячейки: ячейка №2 (Ф. 3502), ячейка №8 (Ф. 3508). Данные с ячеек снимаются дежурным электромонтером в последний день месяца с 18 до 24 часов. Эти данные хранятся не менее 2 лет.
11	М-11	Распределительное устройство 35 кВ подстанции Энергоцентра	Производство электроэнергии для объектов Черпаюского месторождения	Для измерения используются две ячейки: ячейка №5 (Ф. 3505) и ячейка №11 (Ф. 3511). Данные с ячеек снимаются дежурным электромонтером в последний день месяца с 18 до 24 часов. Эти данные хранятся не менее 2 лет.
12	М-12	Распределительное устройство 6 кВ подстанции Энергоцентра	Производство электроэнергии на собственные нужды Энергоцентра	Для измерения используются ячейки: две для КТПГ №1 (ввод№1 ячейка 10 и ввод №2 ячейка 15), две для КТПГ №2 (ввод №1 ячейка 1 и ввод №2 ячейка 24); и три для электродвигателей компрессоров: ячейка №6 компрессор №1, ячейка №20 компрессор №2, ячейка № 21 компрессор № 3. Данные с ячеек снимаются дежурным электромонтером в последний день месяца с 18 до 24 часов. Эти данные хранятся не менее 2 лет.

В.4. Мониторинг выбросов загрязняющих веществ

В мае 2006 г. Общество «РН – Северная нефть» получило сертификат, удостоверяющий, что система менеджмента экологической и промышленной безопасности и охраны труда соответствуют требованиям международных стандартов ISO14001 и OHSAS 18001. В рамках функционирования интегрированной системы менеджмента была разработана и внедрена организационная структура системы, в которую вошли наблюдательный совет, группа внутренних аудиторов, рабочая группа, структурные подразделения.

Отдел охраны окружающей среды Общества занимается научно-исследовательскими и проектными работами, мониторингом состояния окружающей среды, работает с государственной экологической экспертизой. Совместно со специалистами научных институтов проводятся комплексные исследования всех компонентов окружающей природной среды, результаты которых становятся основой для дальнейшего совершенствования деятельности Общества.

Для контроля качества используемого дизельного топлива Общество ежемесячно отбирает пробы. На их основании структурным подразделением ООО «РН – Северная нефть» Лабораторией ФХИ (физико-химических исследований) проводится анализ, результатом которого является отчет. Отчет содержит все необходимые физико-химические характеристики топлива (цетановое число, фракционный состав, содержание примесей и другие).

Для контроля качества ПНГ, поступающего на Энергоцентр, так же берут пробы. Анализ проводит лаборатория ООО «Наука II», которая относится к аналитическому сектору и имеет аккредитацию на техническую компетентность и независимость.[1] Все анализы выполняются в соответствии с ГОСТ 31371.7-2008. Отчеты предоставляются на бумажном носителе и содержат химический состав топлива и другие его физико-химические характеристики (влажность, теплота сгорания, число Воббе), так же фиксируется время и место отбора.

Все отчеты по используемым видам топлива, а также информация по воздействию на окружающую среду поступают непосредственно на производство и в головной офис Общества в отдел охраны окружающей среды.

[1] Аттестат аккредитации РОСС RU.0001.512009 от 29.10.07г.
169711 Республика Коми, г. Усинск, ул. Транспортная 1.

РАЗДЕЛ С. РАСЧЁТ СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ЗА ПЕРИОД МОНИТОРИНГА

С.1. Расчёт коэффициентов выбросов CO_2 и CH_4 (Приложение 9 к Положению)

Таблица 1. Расчет фактора эмиссии CO_2 при использовании ПНГ в ГТУ Энергоцентра

Таблица 1. Расчет факторов эмиссии CO2 для факела и ГТУ Энергоцентра

№ колонки	1	2	3	4	5	6 = 1*2*3*4	7 = 1*2*3*5
Показатель	Объемная доля компонента,	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода	Эффективность сжигания ПНГ на факеле	Эффективность сжигания ПНГ в ГТУ	Фактор эмиссии CO2 при сжигании ПНГ на факеле	Фактор эмиссии CO2 при сжигании ПНГ в ГТУ
Индекс	y_i	Nc	ρ_{CO2}	FE_F	FE_{GT}	$EF_{CO2,F}$	$EF_{CO2,GT}$
Единица	%		кг/м3	-	-	тCO2/тыс. м3	тCO2/тыс. м3
диоксид углерода, CO2	0,26%	1	1,839	0,98	1	0,005	0,005
метан, CH4	75,15%	1	1,839	0,98	1	1,354	1,382
этан, C2H6	9,62%	2	1,839	0,98	1	0,347	0,354
пропан, C3H8	3,76%	3	1,839	0,98	1	0,203	0,207
изо-бутан, C4H10	0,67%	4	1,839	0,98	1	0,048	0,049
н-бутан, C4H10	1,06%	4	1,839	0,98	1	0,076	0,078
изо-пентан, C5H12	0,23%	5	1,839	0,98	1	0,021	0,021
изо-пентан, C5H12	0,07%	5	1,839	0,98	1	0,006	0,006
сумма гексанов, C6Hx	0,05%	6	1,839	0,98	1	0,005	0,005
сероводород, H2S	0,02%	0	1,839	0,98	1	0,000	0,000
азот, N2	7,56%	0	1,839	0,98	1	0,000	0,000
кислород, O2	1,56%	0	1,839	0,98	1	0,000	0,000
						2,065	**2,107**

Объемная доля компонента в ПНГ определяется по данным, предоставляемым лабораторией ООО «Наука-II».

Таблица 2. Расчет фактора эмиссии CO_2 при сжигании дизельного топлива

№ колонки	1	2	3 = 1*2/1000
Показатель	Низшая теплота сгорания для дизтоплива	Коэффициент выбросов CO2 для дизтоплива	Фактор эмиссии CO2 для дизтоплива
Индекс	NCV_{DF}	$COEF_{CO2}$	$EF_{CO2,DF}$
Единица	ТДж/тыс. тонн	тCO2/ТДж	тCO2/тонна
За год	42,7	74,1	3,164

Таблица 3. Расчет фактора эмиссии CH_4 при неполном сгорании ПНГ на факеле

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
Показатель	Объемная доля метана в ПНГ	Плотность метана	Поправка на неполное сгорание	Показатель глобального потепления для метана	Фактор эмиссии для метана (в пересчете на CO2)
Индекс	y_{CH4}	ρ_{CH4}	(1-FE)	GWP_{CH4}	$EF_{CH4,f}$
Единица	%	кг/м3	-	тCO2/тCH4	тонн CO2
За год	75,15%	0,667	0,02	21	0,211

C.2. Расчёт выбросов CO_2 от проектной деятельности (Приложение 10,11,12 к Положению)

Таблица 4. Расход ПНГ в ГТУ Энергоцентра

N колонки	1	2
Параметр	Общий суточный расход ПНГ в ГТУ, сумированный за месяц	Справочно: Количество суток в месяце, когда Энергоцентр работал на ПНГ
Обозначение	FCAPG,GTU	T
Единица	тыс./м3	сутки
Январь	5 922	31
Февраль	5 328	28
Март	5 802	31
Апрель	5 409	30
Май	5 477	31
Июнь	4 820	30
Июль	4 979	31
Август	4 985	31
Сентябрь	4 998	30
Октябрь	5 401	31
Ноябрь	5 590	30
Декабрь	5 622	31
Всего за год	64 333	365

Таблица 5. Выбросы CO_2 при сжигании ПНГ в ГТУ Энергоцентра

N колонки	1	2	3 = 1*2
Параметр	Общий расход ПНГ на ГТЭС	Фактор эмиссии CO2 при сгорании ПНГ в ГТУ	**Выбросы CO2 при сжигании ПНГ на ГТЭС**
Обозначение	$FC_{APG,GTU}$	$EF_{CO2,GTU}$	**PE_{GTU}**
Единица	тыс. нм3	тCO2/тонну	**тонн CO2**
Всего за год	64 333	2,107	**135 573**

Таблица 6. Выбросы CO_2, связанные с расходом дизтоплива при реализации проекта

№ колонки	1	2	3	4 = (1+2)*3
Показатель	Общий расход дизтоплива на ДЭС месторождений Вала Гамбурцева	Потребление дизельного топлива в ГТУ Хасырейского энергоцентра	Фактор эмиссии CO2 для дизтоплива	**Выбросы CO2 при сжигании дизтоплива**
Обозначение	$FC_{DF,DPP,PJ}$	$FC_{DF,PC}$	$EF_{CO2,DF}$	**PE_{DF}**
Единица	тонн	тонн	тCO2/тонну	тонн CO2
январь	3,649	0	3,164	12
февраль	0,557	0	3,164	2
март	27,210	0,398	3,164	87
апрель	4,785	0	3,164	15
май	0,765	0,225	3,164	3
июнь	1,780	0	3,164	6
июль	10,59	1,0375	3,164	37
август	2,947	4,707	3,164	24
сентябрь	0,976	0	3,164	3
октябрь	118,496	1,22	3,164	379
ноябрь	17,109	0	3,164	54
декабрь	1,372	0	3,164	4
Всего за год	190,236	7,588	3,164	**626**

Таблица 7. Общий объем выбросов CO_2 от проектной деятельности

№ колонки	1	2	3=1+2
Показатель	Объем выбросов CO2 при сжигании ПНГ в ГТУ	Объем выбросов CO2 при сжигании дизтоплива	**Общий объем выбросов CO2 от проектной деятельности**
Обозначение	**$PE_{CO2,GT,GPC}$**	**PE_{DF}**	**PE**
Единица	тонн CO2	тонн CO2	тонн CO2
Всего за год	135 573	626	**136 198**

С.2 Расчет выбросов $CO_{2\text{-экв}}$ в исходных условиях (Приложение 12 к Положению)

Таблица 8. Расчет выбросов $CO_{2\text{-экв}}$ при сжигании ПНГ на факеле Хасырейской ДНС

№ колонки	1	2	3	4 = 1*2	5 = 1*3
Показатель	Объем ПНГ, который был бы сожжен на факеле (вместо ГТУ Энергоцентра)	Фактор эмиссии CO2 при сжигании ПНГ на факеле ДНС	Фактор эмиссии CH4 (в пересчете на CO2) при неполном сгорании ПНГ на факеле ДНС	**Выбросы CO2 при сжигании ПНГ на факеле ДНС Хасырейская**	**Выбросы CH4 при сжигании ПНГ на факеле ДНС Хасырейская**
Обозначение	$FC_{APG,F,BL}$	$EF_{CO2,F}$	$EF_{CH4,F}$	**BE_{CO2}**	**BE_{CH4}**
Единица	тыс. нм3	тCO2/тонну	тCH4/тонну	**тонн CO2**	**тонн CO2e**
Всего за год	64 333	2,065	0,211	**132 861**	**13 544**

Таблица 9. Расчет отпуска электроэнергии для Хасырейского месторождения

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1-2-(3+4)
Показатель	Выработка электроэнергии на ГТЭС Хасырейская	Выработка электроэнергии на собственные нужды	Отпуск электроэнергии для потребителей Черпаюского месторождения	Отпуск электроэнергии для потребителей Нядейюского месторождения	Отпуск электроэнергии для потребителей Хасырейского месторождения
Обозначение	$EG_{PJ,GPP}$	$EG_{PJ,own}$	$EG_{PJ,Cherp}$	$EG_{PJ,Nad}$	$GEN_{бкВ,Khas,PJ}$
Единица	МВтч	МВтч	МВтч	МВтч	МВтч

январь	14432,222	1468,916	2572,960	2794,462	7595,884
февраль	12876,548	1327,349	2304,760	2550,813	6693,626
март	13719,442	1137,657	2479,184	2761,609	7340,992
апрель	12877,557	1167,237	2373,422	2577,679	6759,219
май	12216,393	851,051	2347,666	2395,054	6622,622
июнь	11066,252	653,112	2098,921	2127,657	6186,562
июль	11314,646	666,432	2126,219	2152,903	6369,092
август	11764,685	885,522	2229,125	2211,962	6438,076
сентябрь	11524,751	819,455	2209,400	2115,802	6380,094
октябрь	12275,758	1073,435	2275,755	2290,266	6636,302
ноябрь	13138,521	1429,489	2499,531	2343,178	6866,323
декабрь	13325,540	1200,739	2589,464	2440,920	7094,417
Всего за год	**150532,315**	**12680,394**	**28106,407**	**28762,305**	**80983,209**

Таблица 10. Общий отпуск электроэнергии потребителям вала Гамбурцева

№ колонки	**1**	**2**	**3**	**4 = 1+2+3**
Показатель	Отпуск электроэнергии для потребителей Хасырейского месторождения	Отпуск электроэнергии для потребителей Нядейюского месторождения	Отпуск электроэнергии для потребителей Черпаюского месторождения	Общий отпуск электроэнергии в сеть вала Гамбурцева на Хасырейском энергоцентре
Обозначение	$GEN_{6кВ,Khas,PJ}$	$GEN_{35кВ,Nad,PJ}$	$GEN_{35кВ,Cherp,PJ}$	GEN
Единица	МВтч	МВтч	МВтч	МВтч
январь	7595,884	2794,462	2572,960	12963,306
февраль	6693,626	2550,813	2304,760	11549,199
март	7340,992	2761,609	2479,184	12581,785
апрель	6759,219	2577,679	2373,422	11710,320
май	6622,622	2395,054	2347,666	11365,342
июнь	6186,562	2127,657	2098,921	10413,140
июль	6369,092	2152,903	2126,219	10648,214
август	6438,076	2211,962	2229,125	10879,163
сентябрь	6380,094	2115,802	2209,400	10705,296

октябрь	6636,302	2290,266	2275,755	11202,323
ноябрь	6866,323	2343,178	2499,531	11709,032
декабрь	7094,417	2440,920	2589,464	12124,801
Всего за год	**80983,209**	**28762,305**	**28106,407**	**137851,921**

Таблица 11. Расчет выбросов CO_2 при сжигании дизельного топлива на ДЭС в исходных условиях

№ колонки	**1**	**2**	**3=1*2**	**4**	**5 = 3*4**
Показатель	Отпуск электроэнергии в сеть на Хасырейском энергоцентре	Удельный расход дизельного топлива на ДЭС	Расход дизельного топлива на ДЭС	Фактор эмиссии CO2 для дизтоплива	**Выбросы CO2 при сжигании дизтоплива на ДЭС**
Обозначение	GEN	$SFC_{DF,DPP}$	$FC_{DF,BL}$	$EF_{CO2,DF}$	**BE_{DF}**
Единица	МВтч	т/МВтч	тонн	тCO2/тонну	**тонн CO2**
Всего за год	137851,921	0,228	31430,238	3,164	**99 447**

Таблица 12. Общий объем выбросов $CO_{2\text{-экв}}$ в исходных условиях

№ колонки	**1**	**2**	**3**	**4 = 1+2+3**
Показатель	Количество выбросов CO2 при сжигании ПНГ на факеле ДНС Хасырейская	Количество выбросов CH4 при сжигании ПНГ на факеле ДНС Хасырейская	Количество выбросов CO2 при сжигании дизтоплива на ДЭС	**Общий объем выбросов CO2-экв в исходных условиях**
Обозначение	**BE_{CO2}**	**BE_{CH4}**	**BE_{DF}**	**BE**
Единица	тонн CO2	тонн CO2e	тонн CO2	**тонн CO2e**
Всего за год	132 861	13 544	99 447	**245 853**

C.3 Расчет сокращения выбросов парниковых газов при реализации проекта (Приложение 13 к Положению)

Таблица 13. Объем сокращения выбросов парниковых газов при реализации проекта

№ колонки	**1**	**2**	**3 = 1-2**
Показатель	Общий объем выбросов CO2-экв в исходных условиях	Общий объем выбросов CO2 от проектной деятельности	**Объем сокращения выбросов CO2-экв при реализации проекта**
Обозначение	**BE**	**PE**	**ER**
Единица	тонн CO2	тонн CO2	тонн CO2
Всего за год	**245 853**	**136 198**	**109 654**

С.4. Расчет среднего состава попутного нефтяного газа (Приложение 14 к Положению)

Таблица 19. Протоколы по химическому составу ПНГ на входе в ГТЭС

№ колонки	1	2	3	4	5 = (1+2+3+4)/4
Компоненты	Содержание компонента				
	№1(1-й квартал)	№2 (2-й квартал)	№3 (3-й квартал)	№4 (4-й квартал)	Среднее значение
метан, CH4	74,210	75,200	74,530	76,670	**75,153**
этан, C2H6	9,880	9,203	10,050	9,340	**9,618**
пропан, C3H8	3,720	3,310	3,800	4,195	**3,756**
изо-бутан, C4H10	0,750	0,633	0,670	0,625	**0,670**
н-бутан, C4H10	1,210	0,950	1,100	0,960	**1,055**
изо-пентан, C5H12	0,260	0,190	0,240	0,220	**0,228**
н-пентан, C5H12	0,060	0,067	0,070	0,080	**0,069**
сумма гексанов, C6Hx	0,080	0,043	0,020	0,055	**0,050**
диоксид углерода, CO2	0,280	0,217	0,300	0,225	**0,255**
азот, N2	7,970	8,193	7,730	6,360	**7,563**
кислород, O2	1,580	1,987	1,470	1,215	**1,563**
сероводород, H2S	0,000	0,007	0,020	0,055	**0,020**
Теплота сгорания газа	8779,020	8540,077	8768,960	8883,300	**8742,839**

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ИЗМЕРИТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ИСПОЛЬЗУЕМОЕ В МОНИТОРИНГЕ

Таблица Пр.1 Приборы, используемые в мониторинге, и их поверка

Название	Дата поверки	Лицо, проводившее поверку
Газовый хроматограф ЛХМ-80 №71	24 августа 2011 года, действительно 1 год	ФГУ «Коми центр стандартизации и сертификации» Попова Н.П. Свидетельство по поверке № 092277
Газовый хроматограф ЛХМ-80 №280	24 августа 2011 года, действительно 1 год	ФГУ «Коми центр стандартизации и сертификации» Попова Н.П. Свидетельство по поверке № 092278
Газовый хроматограф Цвет-800 №576	01 июня 2011 года, действительно 1 год	ФГУ «Коми центр стандартизации и сертификации» Андрощук А.А. Свидетельство по поверке № 072297
Преобразователь многопараметрический Mass Pro Bar 3095MV № 7966908	8 октября 2010 года, действительно 2 года	ФГУ «Коми центр стандартизации и сертификации» Андрощук А.А. Свидетельство по поверке № 072067
Программа фирмы Сименс по учету мгновенного расхода ПНГ в ГТУ	По графику проверок	Специалист ООО «Сименс» в ходе ТО-2 или ТО-5
Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05 №0306080231 на РУ 6кВ, ячейка №2 – ГТУ №1	18 сентября 2007 г., действительно 10 лет	Завод-изготовитель
Счетчик активной и реактивной энергии переменного тока статический многофункциональный СЭТ-4ТМ.02.2 №09070509 на РУ 6кВ, ячейка №23 – ГТУ №2	18 сентября 2007 года, действительно 10 лет	Завод-изготовитель
Счетчик активной и реактивной энергии переменного тока статический многофункциональный СЭТ-4ТМ.02.2 №10061693 на РУ 6кВ, ячейка №3 – ГТУ №3	20 ноября 2006 года, действительно 10 лет	Завод-изготовитель
Счетчик активной и реактивной энергии переменного тока статический многофункциональный СЭТ-4ТМ.02.2 №09070565 на РУ 6кВ, ячейка №22 – ГТУ №4	18 сентября 2007 года, действительно 10 лет	Завод-изготовитель
Счетчик активной и реактивной энергии переменного тока статический многофункциональный СЭТ-4ТМ.02.2 №09070507 на РУ 6кВ, ячейка №4 – ГТУ №5	18 сентября 2007 года, действительно 10 лет	Завод-изготовитель
Счетчик активной и реактивной энергии переменного тока статический многофункциональный СЭТ-4ТМ.02.2 №12041037 на РУ 35кВ, ячейка №11 – ВЛ 3511 на Черепаю	14 января 2005 года действительно 10 лет	Завод-изготовитель
Счетчик активной и реактивной энергии переменного тока статический многофункциональный СЭТ-4ТМ.02.2 №12041035 на РУ 35кВ, ячейка №2 – ВЛ 3502 на Черепаю	14 января 2005 года действительно 10 лет	Завод-изготовитель
Счетчик активной и реактивной энергии переменного тока	14 января 2005 года, действительно 10 лет	Завод-изготовитель

статический многофункциональный СЭТ-4ТМ.02.2 №12041054 на РУ 35кВ, ячейка №8 – ВЛ 3508 на Нядейю		
Счетчик активной и реактивной энергии переменного тока статический многофункциональный СЭТ-4ТМ.02.2 №10033103 на РУ 35кВ, ячейка №5 – ВЛ 3505 на Нядейю	14 января 2005 года, действительно 10 лет	Завод-изготовитель
Счетчик активной и реактивной энергии переменного тока статический многофункциональный СЭТ-4ТМ.02.2 №11030155 на РУ 6кВ, ячейка №6 – компрессор №1	5 февраля 2007 года, действительно 10 лет	Завод-изготовитель
Счетчик активной и реактивной энергии переменного тока статический многофункциональный СЭТ-4ТМ.02.2 №10032092 на РУ 6кВ, ячейка №20 – компрессор №2	18 сентября 2007 года, действительно 10 лет	Завод-изготовитель
Счетчик активной и реактивной энергии переменного тока статический многофункциональный СЭТ-4ТМ.02.2 №09071194 на РУ 6кВ, ячейка №21 – компрессор №3	18 сентября 2007 года, действительно 10 лет	Завод-изготовитель
Счетчик активной и реактивной энергии переменного тока статический многофункциональный СЭТ-4ТМ.02.2 №11061597 на РУ 6кВ, ячейка №10 – КТП СН №1 ввод №1	9 ноября 2006 года, действительно 10 лет	Завод-изготовитель
Счетчик активной и реактивной энергии переменного тока статический многофункциональный СЭТ-4ТМ.02.2 №02070186 на РУ 6кВ, ячейка №15 – КТП СН №1 ввод №2	25 января 2007 года, действительно 10 лет	Завод-изготовитель
Счетчик активной и реактивной энергии переменного тока статический многофункциональный СЭТ-4ТМ.02.2 №10061644 на РУ 6кВ, ячейка №1 – КТП СН №2 ввод №1	5 февраля 2007 года, действительно 10 лет	Завод-изготовитель
Счетчик активной и реактивной энергии переменного тока статический многофункциональный СЭТ-4ТМ.02.2 №11073602 на РУ 6кВ, ячейка №24 – КТП СН №2 ввод №2	5 февраля 2007 года, действительно 10 лет	Завод-изготовитель

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ОТЧЕТ О ПРОВЕДЕНИИ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСУЖИВАНИЯ ГАЗОВЫХ ТУРБИН ЭНЕРГОЦЕНТРА В 2011 Г.

№ пп	Наименование, тип или марка оборудования	год		Зав. №	МЕСЯЦ											
		Выпуск	Ввод в экспл		Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
1	ГТУ Тайфун SGT 100, №1	2004	2005	RM-364			02.03 ТО-1			26.06 ТО-1			07.09 ТО-1	14.10 ТО-2 (вместо ноября)		
2	ГТУ Тайфун SGT 100, №2	2004	2005	RM-363		12.02 ТО-1	ТО-1 24.03		28.05 ТО-1			16-17.08 ТО-1		21.10 ТО-2 (вместо ноября)		17.12 ТО-1
3	ГТУ Темпест SGT 300, №3	2004	2006	9160-083	27.01 ТО-1		14.03 ТО-1		16.05 ТО-1		04.07 ТО-1		06.09 ТО-1	26.10 ТО-2 (вместо ноября)		14.12 ТО-1
4	ГТУ Темпест SGT 300, №4	2006	2007	RW0094		16.02 ТО-1			21.05 ТО-1		05.07 ТО-1	11.08 ТО-1				02.12 ТО-2
5	ГТУ Темпест SGT 300, №5	2007	2008	9160-099			05.03 ТО-1	11.04 ТО-1		02.07 ТО-1			05.09 ТО-1	30.10 ТО-2 (вместо ноября)		