



Общество с ограниченной ответственностью

РН - СЕВЕРНАЯ НЕФТЬ

Описание осуществленных действий в соответствии со специальной проектной документацией

Отчет по мониторингу сокращения выбросов парниковых газов

по проекту Совместного Осуществления:

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

Период мониторинга: 01.01.2012 – 30.11.2012

Версия 1.0

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. 23
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	Отчет о проведении технического обслуживания газовых турбин Энергоцентра в 2012 г.	Стр. 25

РАЗДЕЛ А. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ПРОЕКТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

A.1 Название проекта

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

A.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.

A.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, расположенному на вала 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 отложенную 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 (ECB) 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 CO₂ и CH₄ от двух источников:

- Выбросы CO₂ от сжигания дизельного топлива будут предотвращены вследствие замещения электроэнергии, которая в исходных условиях вырабатывалась бы дизельными электростанциями, электроэнергией, производимой Энергоцентром.

- Локальные выбросы CH₄ будут сокращены вследствие более полного сгорания ПНГ в ГТУ по сравнению с факельными установками.

A.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.

A.5. Период мониторинга

С 01.01.2012 г. по 30.11.2012 г

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

Объем сокращения выбросов, рассчитанный на основании данных мониторинга за период с 01.01.2012 по 30.11.2012, составляет **95 009** тонн CO₂-эквивалента.

Ожидаемый объем сокращения выбросов, указанный в специальной проектной документации, версия 05 от 5 августа 2009 г., прошедшей независимую экспертизу, составляет 156 399 тонн CO₂экв за 12 месяцев 2012 г., соответственно, за 11 месяцев 2012 г. ожидаемый объем сокращения составил бы 143 366 тонн CO₂экв.

Снижение объема фактически генерируемых сокращений выбросов связано с уменьшением доступных ресурсов попутного нефтяного газа по ходу разработки месторождений Вала Гамбурцева и уменьшением его содержания в нефти (падение газового фактора) ниже прогнозных значений, принятых в 2007 г. и легших в основу разработки специальной проектной документации.

A.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. Щипок, д.9/26, стр.1;

Контактное лицо:

Мячин Константин, менеджер углеродных проектов

Тел. +7 495 984 59 51

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 Хасырском 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.

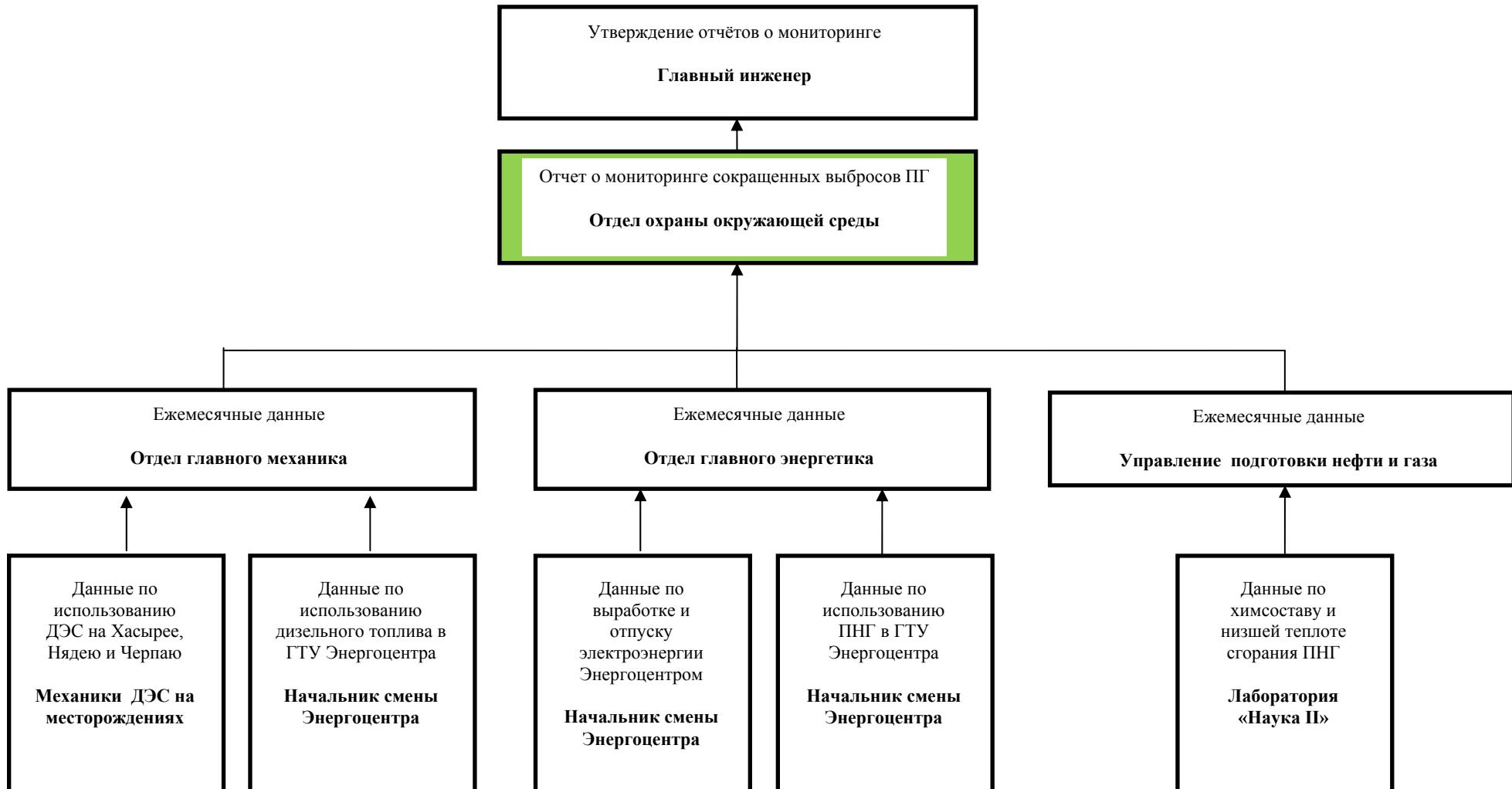
Данные вводятся в модель по расчёту сокращения выбросов в формате таблиц Excel инженером 1 категории отдела ООС. Формируются промежуточные ежемесячные отчёты по МСВ ПГ. Отчеты по МСВ ПГ и исходные формы первичной отчетности хранятся в отделе ООС ООО «РН-Северная нефть», а также направляются по электронной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

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

Утвержденный отчёт по мониторингу направляется в ООО «СиТиЭф Консалтинг» для предоставления независимой экспертной компании с целью верификации достигнутого сокращения выбросов. Далее происходит выпуск ECB согласно процедурам, действующим в Российской Федерации для проектов Совместного Осуществления, и передача ECB 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 (01.01.2012 – 30.11.2012)

Таблица В.2.1. Изменения в плане мониторинга в 2012 г. по сравнению с ПД

№ формулы или таблицы	Как изложено в ПД	Применили в мониторинге	Причины отклонений
D.3-D.7	$FC_{APG,GTUi} = HC_{APG,GTUi} * T_i / (NCV_{APG} * 4,1868) * 0,001$ <p>$FC_{APG,GTUi}$ – расход ПНГ на ГТУ i, тыс. nm^3</p> <p>$HC_{APG,GTUi}$ – мгновенный расход ПНГ на ГТУ i, кВт</p> <p>NCV_{APG} – калорийность ПНГ, kcal/m^3</p> <p>T – время работы ГТУ i за месяц, сек.</p> <p>i – ГТУ №1 - ГТУ №5</p>	$FC_{APG,GTU} = HC_{APG,GTU} * T_{GTU}$ <p>$FC_{APG,GTU}$ – расход ПНГ в ГТУ Энергоцентра за месяц, тыс. nm^3</p> <p>$HC_{APG,GTU}$ – мгновенный расход ПНГ на всех ГТУ, $\text{m}^3/\text{час}$ (сек)</p> <p>T – время работы ГТУ, час (сек)</p>	<p>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).</p> <p>При этом сразу происходит архивация данных по потреблению ПНГ в m^3.</p> <p>Программа формирует суточную отчетность по потреблению ПНГ всеми ГТУ Энергоцентра, которая передается начальнику смены Энергоцентра в Управление подготовки нефти и газа</p> <p>Информация о количестве суток в месяце, когда Энергоцентр работал на ПНГ носит справочный характер (отдельные турбины могут останавливаться в резерв или на техобслуживание)</p>
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 1-м и 2-м квартале 2012 г. по сумме двух измерений.	Компания организовала проведение нескольких измерений компонентного состава ПНГ в 1-м и 2-м кварталах 2012 г. Данный факт является положительным и позволяет отразить более корректный показатель.
Приложение 2 формула An.2.2	$EF_{CO2,F} = X_{APG,F} * \rho_{CO2} * \{y_{CO2} + (Nc_{C4H4} * y_{C4H4} + Nc_{C2H6} * y_{C2H6} + Nc_{C3H8} * y_{C3H8} + Nc_{C4H10} * y_{C4H10} + Nc_{C4H10} * y_{C4H10} + Nc_{C5H12} * y_{C5H12} + Nc_{C6H14} * y_{C6H14} +$	Исключены из рассмотрения: y_{C7H16} – объемная доля C_7H_{16} ; 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

	<p>$Nc_{C7H16} * y_{C7H16} + Nc_{C8H18} * y_{C8H18} + Nc_{H2S} * y_{H2S}) (1 - X_{ub}) \}$</p> <p>Где:</p> <p>y_{CH_4} – объемная доля CH_4;</p> <p>$y_{C_2H_6}$ – объемная доля C_2H_6;</p> <p>$y_{C_3H_8}$ – объемная доля C_3H_8;</p> <p>$y_{C_4H_{10}}$ – объемная доля C_4H_{10};</p> <p>$y_{C_5H_{12}}$ – объемная доля C_5H_{12};</p> <p>$y_{C_6H_{14}}$ – объемная доля C_6H_{14};</p> <p>$y_{C_7H_{16}}$ – объемная доля C_7H_{16};</p> <p>$y_{C_8H_{18}}$ – объемная доля C_8H_{18}.</p>	<p>Со второго квартала 2012 г. лаборатория «Наука II» перешла на новый стандарт представления данных в протоколе количественного химического анализа ПНГ: содержание определяемого компонента указывается в молярных %, вместо объемных. В первом квартале 2012 г. значения показателей продублированы в объемных и молярных %.</p> <p>Соответственно, со второго квартала 2012 г. вместо объемной доли CH_4, C_2H_6 и т.д. используется молярная доля.</p>	<p>обнаруживаются в пробе.</p> <p>Поскольку объемы газов пропорциональны их количествам (закон Авогадро), то молярная и объемная доля компонента для идеального газа эквивалентны. В реальных условиях, в диапазоне давлений, мало отличающихся от атмосферного, данное допущение практически подтверждается.</p> <p>С целью оценки влияния указанного изменения плана мониторинга на количество Единиц Сокращения Выбросов было произведено сравнение объема ECB, рассчитанного на основе данных протоколов химического анализа ПНГ в первом квартале 2012 г. (протоколы №58 и №206), где одновременно приведены значения в объемных и молярных %. Разница составила соответственно 50 и 100 тонн CO_{2eq}, что составляет 0,1% от годового объема ECB и, соответственно, не материальна для данного проекта согласно Стандарту по применению концепции материальности при верификациях, версия 01.</p>
Таблица D.1.1.1 параметр M-1	<p>FC_{APG,PJ}</p> <p>Объем ПНГ, поставляемый на Энергоцентр</p>	<p>Параметр был исключен. Другие параметры были соответственно перенумерованы.</p>	<p>Данный параметр первоначально был включен в PDD для того чтобы обеспечить возможность перепроверки потребления ПНГ в ГТУ Энергоцентра. Он не оказывает влияния на расчет ECB. 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.</p>

B.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

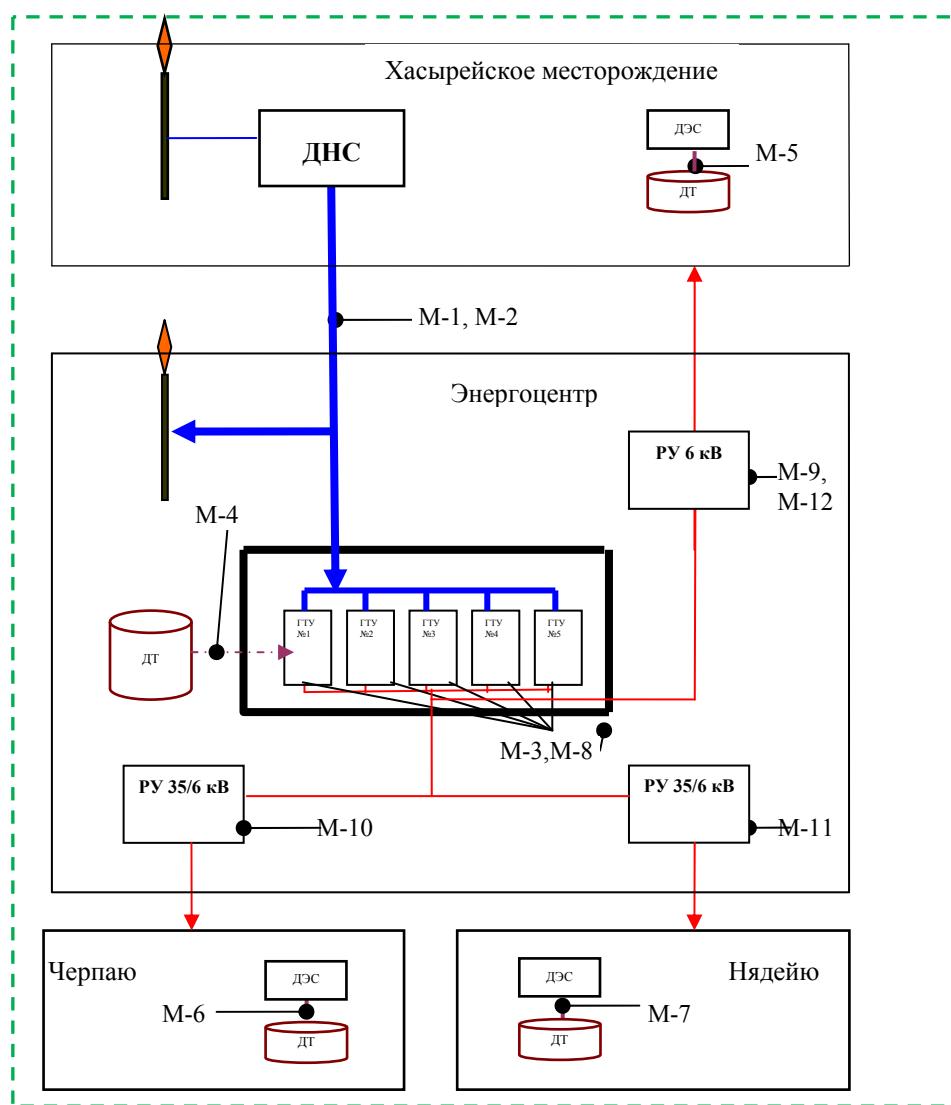


Таблица В.3.1. Точки и параметры мониторинга выбросов ПГ

№ П/П	Точка мониторинга	Расположение	Параметры мониторинга	Комментарии
1	M-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	M-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	M-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	M-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	M-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	M-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	M-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	M-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	M-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	M-10	Распределительное устройство 35 кВ подстанции Энергоцентра	Производство электроэнергии для объектов Нядейского 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	M-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	M-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 проводят 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 CO₂ и CH₄ (Приложение 9 к Положению)

Таблица 1. Расчет фактора эмиссии CO₂ 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 CO ₂ при сжигании ПНГ на факеле	Фактор эмиссии CO ₂ при сжигании ПНГ в ГТУ
Индекс	y _i	N _c	ρ _{CO2}	FE _F	FE _{GT}	EF _{CO2,F}	EF _{CO2,GT}
Единица	%		кг/м ³	-	-	тCO ₂ /тыс. м ³	тCO ₂ /тыс. м ³
диоксид углерода, CO ₂	0,21	1	1,839	0,98	1	0,004	0,004
метан, CH ₄	73,15	1	1,839	0,98	1	1,318	1,345
этан, C ₂ H ₆	9,58	2	1,839	0,98	1	0,345	0,352
пропан, C ₃ H ₈	4,58	3	1,839	0,98	1	0,248	0,253
изо-бутан, C ₄ H ₁₀	0,77	4	1,839	0,98	1	0,056	0,057
н-бутан, C ₄ H ₁₀	1,43	4	1,839	0,98	1	0,103	0,105
изо-пентан, C ₅ H ₁₂	0,35	5	1,839	0,98	1	0,032	0,032
изо-пентан, C ₅ H ₁₂	0,14	5	1,839	0,98	1	0,013	0,013
сумма гексанов, C ₆ H _x	0,35	6	1,839	0,98	1	0,038	0,039
сероводород, H ₂ S	0,21	0	1,839	0,98	1	0,000	0,000
азот, N ₂	8,04	0	1,839	0,98	1	0,000	0,000
кислород, O ₂	1,48	0	1,839	0,98	1	0,000	0,000
						2,157	2,200

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

Таблица 2. Расчет фактора эмиссии CO₂ при сжигании дизельного топлива

№ колонки	1	2	3 = 1*2/1000
Показатель	Низшая теплота сгорания для дизтоплива	Коэффициент выбросов CO ₂ для дизтоплива	Фактор эмиссии CO ₂ для дизтоплива
Индекс	NCV _{DF}	COEF _{CO2}	EF _{CO2,DF}
Единица	ТДж/тыс. тонн	тCO ₂ /ТДж	тCO ₂ /тонна
Значение	42,7	74,1	3,164

Таблица 3. Расчет фактора эмиссии CH₄ 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 CO ₂)
Индекс	y _{CH4}	ρ _{CH4}	(1-FE)	GWP _{CH4}	EF _{CH4,f}
Единица	%	кг/м3	-	тCO ₂ /тCH ₄	тонн CO ₂
Значение	73,15	0,667	0,02	21	0,205

C.2. Расчёт выбросов CO₂ 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, суммированный за месяц	Справочно: Количество суток в месяце, когда Энергоцентр работал на ПНГ
Обозначение	FCAPG,GTU	T
Единица	тыс./м3	сутки
Январь	5 852	31
Февраль	5 305	29
Март	5 410	31
Апрель	5 101	30
Май	4 630	31
Июнь	4 595	30
Июль	4 486	31
Август	4 605	31
Сентябрь	4 615	30
Октябрь	4 990	31
Ноябрь	5 005	30
Всего	54 594	335

Таблица 5. Выбросы CO₂ при сжигании ПНГ в ГТУ Энергоцентра

N колонки	1	2	3 = 1*2
Параметр	Общий расход ПНГ на ГТЭС	Фактор эмиссии CO ₂ при сгорании ПНГ в ГТУ	Выбросы CO ₂ при сжигании ПНГ на ГТЭС
Обозначение	FCAPG,GTU	EF _{CO2,GTU}	PE _{GTU}
Единица	тыс. нм3	тCO ₂ /тонн	тонн CO ₂
Всего	54 594	2,200	120 107

Таблица 6. Выбросы CO₂, 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 Хасырского энергоцентра	Фактор эмиссии CO ₂ для дизтоплива	Выбросы CO ₂ при сжигании дизтоплива
Обозначение	FC _{DF,DPP,PJ}	FC _{DF,PC}	EF _{CO2,DF}	PE _{DF}
Единица	тонн	тонн	тCO ₂ /тонну	тонн CO ₂
Январь	0,550	0	3,164	1,740
Февраль	1,356	0	3,164	4,290
Март	1,365	0	3,164	4,319
Апрель	72,093	0	3,164	228,102
Май	7,438	0	3,164	23,534
Июнь	1,699	0	3,164	5,376
Июль	0,609	0	3,164	1,927
Август	0,973	0	3,164	3,079
Сентябрь	0,920	0	3,164	2,911
Октябрь	0,764	0,878	3,164	5,195
Ноябрь	2,776	0	3,164	8,783
Всего	90,543	0,878	3,164	289

Таблица 7. Общий объем выбросов CO₂ от проектной деятельности

№ колонки	1	2	3=1+2
Показатель	Объем выбросов CO ₂ при сжигании ПНГ в ГТУ	Объем выбросов CO ₂ при сжигании дистоплива	Общий объем выбросов CO ₂ от проектной деятельности
Обозначение	PE _{CO2,GT,GPC}	PE _{DF}	PE
Единица	тонн CO ₂	тонн CO ₂	тонн CO ₂
Всего	120 107	289	120 396

C.2 Расчет выбросов CO₂-экв в исходных условиях (Приложение 12 к Положению)

Таблица 8. Расчет выбросов CO₂-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 CO ₂ при сжигании ПНГ на факеле ДНС	Фактор эмиссии CH ₄ (в пересчете на CO ₂) при неполном сгорании ПНГ на факеле ДНС	Выбросы CO ₂ при сжигании ПНГ на факеле ДНС Хасырейская	Выбросы CH ₄ при сжигании ПНГ на факеле ДНС Хасырейская
Обозначение	FCAPG,F,BL	EF _{CO2,F}	EF _{CH4,F}	BE _{CO2}	BE _{CH4}
Единица	тыс. нм ³	тCO ₂ /тонну	тCH ₄ /тонну	тонн CO ₂	тонн CO ₂ e
Всего	54 594	2,157	0,205	117 759	11 192

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 Нядейского 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	13482,361	1192,322	2549,152	2508,834	7232,053
Февраль	12637,612	1179,882	2359,734	2388,551	6709,445
Март	13163,951	1158,620	2485,970	2505,739	7013,622
Апрель	11625,004	870,084	2150,686	2195,281	6408,953
Май	11654,973	799,601	2223,734	2063,412	6568,226
Июнь	10471,912	650,328	1904,398	1839,644	6077,542
Июль	10884,122	682,902	2191,136	1851,702	6158,382
Август	10929,691	677,982	2236,830	1978,040	6036,839
Сентябрь	10743,259	710,561	2191,957	1961,780	5878,961
Октябрь	11736,523	835,981	2302,738	2090,449	6507,355
Ноябрь	12234,610	962,116	2427,846	2033,233	6811,415
Всего	129564,018	9720,379	25024,181	23416,665	71402,793

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 Нядейнского месторождения	Отпуск электроэнергии для потребителей Черпаюского месторождения	Общий отпуск электроэнергии в сеть вала Гамбурцева на Хасырейском энергоцентре
Обозначение	GEN _{6kB,Khas,PJ}	GEN _{35kB,Nad,PJ}	GEN _{35kB,Cherp,PJ}	GEN
Единица	МВтч	МВтч	МВтч	МВтч
Январь	7232,053	2508,834	2549,152	12290,039
Февраль	6709,445	2388,551	2359,734	11457,730
Март	7013,622	2505,739	2485,970	12005,331
Апрель	6408,953	2195,281	2150,686	10754,920
Май	6568,226	2063,412	2223,734	10855,372
Июнь	6077,542	1839,644	1904,398	9821,584
Июль	6158,382	1851,702	2191,136	10201,220
Август	6036,839	1978,040	2236,830	10251,709
Сентябрь	5878,961	1961,780	2191,957	10032,698
Октябрь	6507,355	2090,449	2302,738	10900,542
Ноябрь	6811,415	2033,233	2427,846	11272,494
Всего	71402,793	23416,665	25024,181	119843,639

Таблица 11. Расчет выбросов CO₂ 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 Хасырском энергоцентре	Удельный расход дизельного топлива на ДЭС	Расход дизельного топлива на ДЭС	Фактор эмиссии CO ₂ для дизтоплива	Выбросы CO ₂ при сжигании дизтоплива на ДЭС
Обозначение	GEN	SFC _{DF,DPP}	FC _{DF,BL}	EF _{CO2,DF}	BE _{DF}
Единица	МВтч	т/МВтч	тонн	тCO ₂ /тонн	тонн CO ₂
Всего	119843,639	0,228	27324,350	3,164	86 454

Таблица 12. Общий объем выбросов CO₂-экв в исходных условиях

№ колонки	1	2	3	4 = 1+2+3
Показатель	Количество выбросов CO ₂ при сжигании ПНГ на факеле ДНС Хасырейская	Количество выбросов CH ₄ при сжигании ПНГ на факеле ДНС Хасырейская	Количество выбросов CO ₂ при сжигании дизтоплива на ДЭС	Общий объем выбросов CO ₂ -экв в исходных условиях
Обозначение	BE _{CO2}	BE _{CH4}	BE _{DF}	BE
Единица	тонн CO ₂	тонн CO ₂ e	тонн CO ₂	тонн CO ₂ e
Всего	117 759	11 192	86 454	215 405

С.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	215 405	120 396	95 009

C.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	75,83	74,65	75,10	67,00	73,145
этан, C2H6	9,71	9,10	9,80	9,70	9,578
пропан, C3H8	4,72	4,63	3,84	5,12	4,578
изо-бутан, C4H10	0,67	0,68	0,96	0,78	0,773
н-бутан, C4H10	1,19	1,13	2,04	1,37	1,433
изо-пентан, C5H12	0,27	0,16	0,28	0,69	0,350
н-пентан, C5H12	0,13	0,09	0,24	0,11	0,143
сумма гексанов, C6Hx	0,03	0,57	0,39	0,39	0,345
диоксид углерода, CO2	0,23	0,19	0,22	0,18	0,205
азот, N2	6,36	7,27	6,25	12,26	8,035
кислород, O2	0,85	1,53	0,87	2,68	1,483
сероводород, H2S	0,05	0,00	0,00	0,24	0,073
Теплота сгорания газа	9066,75	37,61	38,91	36,01	8990,36

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 (законсервирован)	24 августа 2011 года, действительно 1 год	ФГУ «Коми центр стандартизации и сертификации» Попова Н.П. Свидетельство о поверке № 092277
Газовый хроматограф ЛХМ-80 №280 (законсервирован)	24 августа 2011 года, действительно 1 год	ФГУ «Коми центр стандартизации и сертификации» Попова Н.П. Свидетельство о поверке № 092278
Газовый хроматограф Цвет-800 №576	16 февраля 2012 года, действительно 1 год	ФБУ «Коми ЦСМ» Попова Н.П. Свидетельство о поверке № 103172
Газовый хроматограф Хроматэк-Кристалл 5000 №152868	21 декабря 2011 года, действительно 1 год	Первичная поверка производителя – ЗАО «СКБ-Хроматэк»
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 2012 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
1	ГТУ Тайфун SGT 100, №1	2004	2005	RM-364	11.01 TO-1		10- 12.03 TO-1		17.05 TO-1		21.07 TO-1		12.09 TO-1		TO-2
2	ГТУ Тайфун SGT 100, №2	2004	2005	RM-363		17.02 TO-1		25.04 TO-1		05.07 TO-1			11.09 TO-1		TO-2
3	ГТУ Темпест SGT 300, №3	2004	2006	9160-083				26.04 TO-1		08.06 TO-1	22.07 TO-1				TO-2
4	ГТУ Темпест SGT 300, №4	2006	2007	RW0094		11.02 TO-1		08.04 TO-1					26.08 TO-1		TO-2
5	ГТУ Темпест SGT 300, №5	2007	2008	9160-099	24.01 TO-1		27.03 TO-1		18.05 TO-1		20.07 TO-1		13.09 TO-1		TO-2