Общество с ограниченной ответственностью

РН - СЕВЕРНАЯ НЕФТЬ

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: 01.01.2009 – 31.12.2009

Версия 2.0

г. Усинск 10.03.2010

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

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. Ссылка на проектную документацию

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

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.

Тем не менее, потребность в электроэнергии будет расти. Для удовлетворения этой потребности Общество было бы вынуждено увеличить генерирующие мощности ДЭС вала Гамбурцева.

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.

Хасырейский Энергоцентр, в среднем, будет поставлять в местную изолированную сеть порядка 165 ГВт*ч электроэнергии в год в период 2008-2012 гг.

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 01.01.2009 г. по 31.12.2009 г

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

Объем сокращения выбросов, рассчитанный на основании данных мониторинга за период с 01.01.2009 по 31.12.2009, составляет **113 791** тонн CO_2-эквивалента.

Объем сокращения выбросов, указанный в проектной документации для аналогичного периода составляет **128 931** тонн CO_2-эквивалента.

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 № 522 от 26 октября 2009 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.

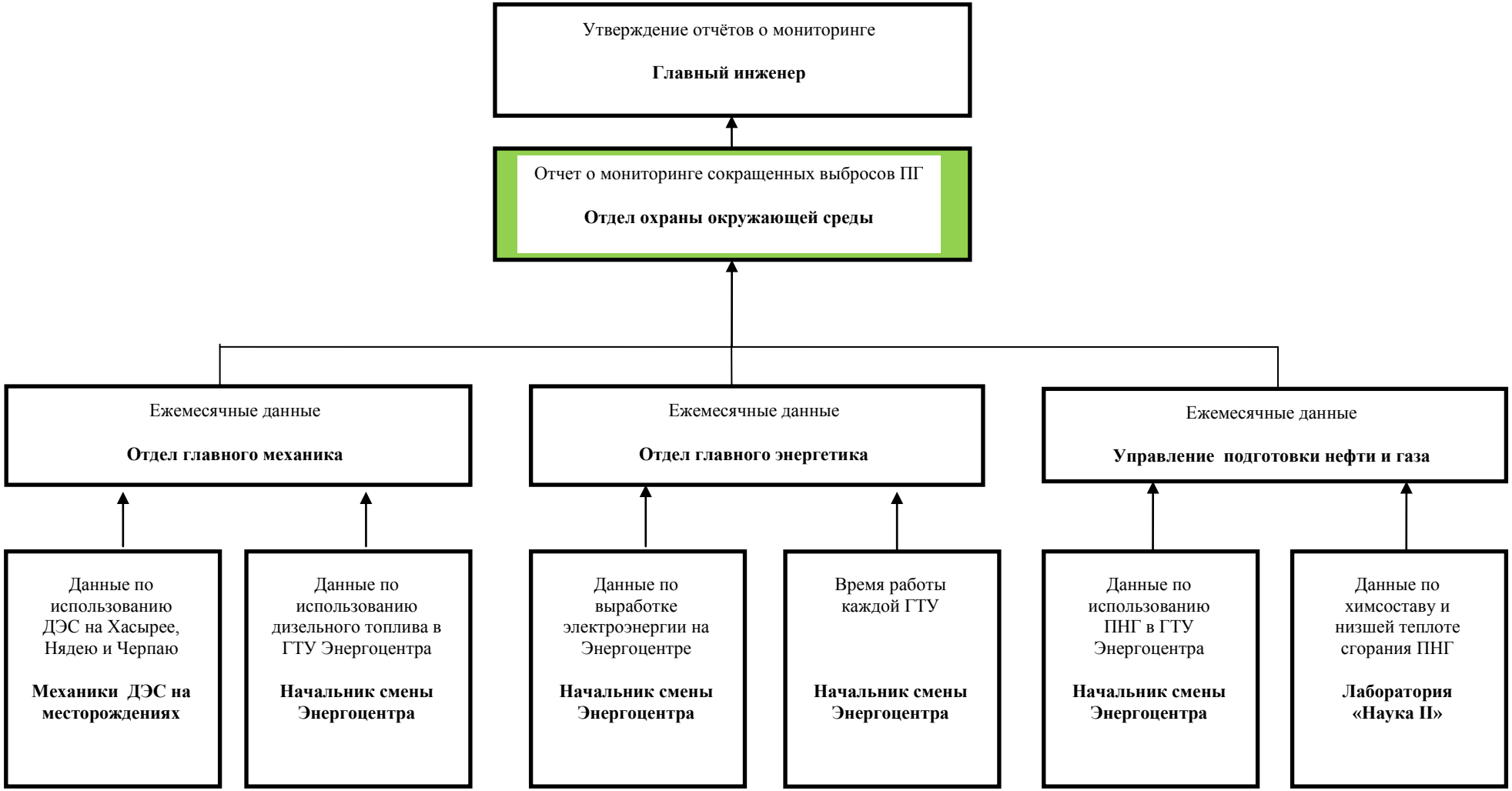
Данные вводятся в модель по расчёту сокращения выбросов в формате таблиц Excel инженером 1 категории отдела ООС. Формируются промежуточные ежемесячные отчёты по МСВ ПГ, которые подписываются начальником отдела ООС. Отчеты по МСВ ПГ и исходные формы первичной отчетности хранятся в отделе ООС ООО «РН-Северная 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.

Вследствие задержки запуска 5-й турбины, выработка электроэнергии на Энергоцентре была ниже запланированной по ПД, поэтому объем потребления ПНГ в ГТУ уменьшился по сравнению с планируемым. Имело место потребление дизельного топлива на ДЭС и ГТЭС, в то время как в ПД на 2009 г. оно не было запланировано. Это привело к уменьшению количества ЕСВ за 2009 год. Так в ПД на 2009 год запланировано сокращение выбросов в размере 128 931 тонн CO_2, а фактически сокращение составило 113 791 тонн CO_2.

Приведенные ниже изменения относятся только к периоду, за который проводится мониторинг (01.01.2009 – 31.12.2009)

Таблица B.2.1. Изменения в плане мониторинга в 2009 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	$\mathbf{FC_{APG,GTUi} = HC_{APG,GTUi} * T_{GTUi}}$ $FC_{APG,GTUi}$ – расход ПНГ в м3 на ГТУ i за месяц $HC_{APG,GTUi}$ – среднемесячный мгновенный расход ПНГ на ГТУ i, м3/час T – продолжительность работы ГТУ i за месяц, часов i – ГТУ №1 - ГТУ №5	В процессе проведения мониторинга получены дополнительные пояснения от ООО «РН-Северная нефть». Фактически расход газа газотурбинными установками Сименс рассчитывается специальной программой на основе потребности топлива ПНГ в кВт (мгновенный расход ПНГ), времени работы в секундах и калорийности ПНГ (как в ПД). Однако эти данные автоматически пересчитываются и отчетными параметрами являются: среднемесячный мгновенный расход в м3/час и продолжительность работы ГТУ в часах.
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 рассчитанные по трем пробам (за 1-й, 2-й и 3-й квартал). В четвертом квартале измерения не проводились.	Из-за операционных сложностей Компании не удалось провести соответствующие измерения в 4-м квартале. Однако это не отражается на уровне точности расчетов, т.к. компонентный состав ПНГ является достаточно стабильным.
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: y_{C7H16} – объемная доля C7H16; y_{C8H18} – объемная доля	В стандартном протоколе измерения состава ПНГ, проводимом лабораторией «Наука II» позиции по гептану и октану отсутствуют, т.к. данные газы

	$\mathbf{Nc_{C6H14}*y_{C6H14}}$ **+** $\mathbf{Nc_{C7H16}*y_{C7H16}}$ **+** $\mathbf{Nc_{C8H18}*y_{C8H18}}$ **+** $\mathbf{Nc_{H2S}*y_{H2S})(1-X_{ub})\}}$ **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.	C8H18.	систематически не 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

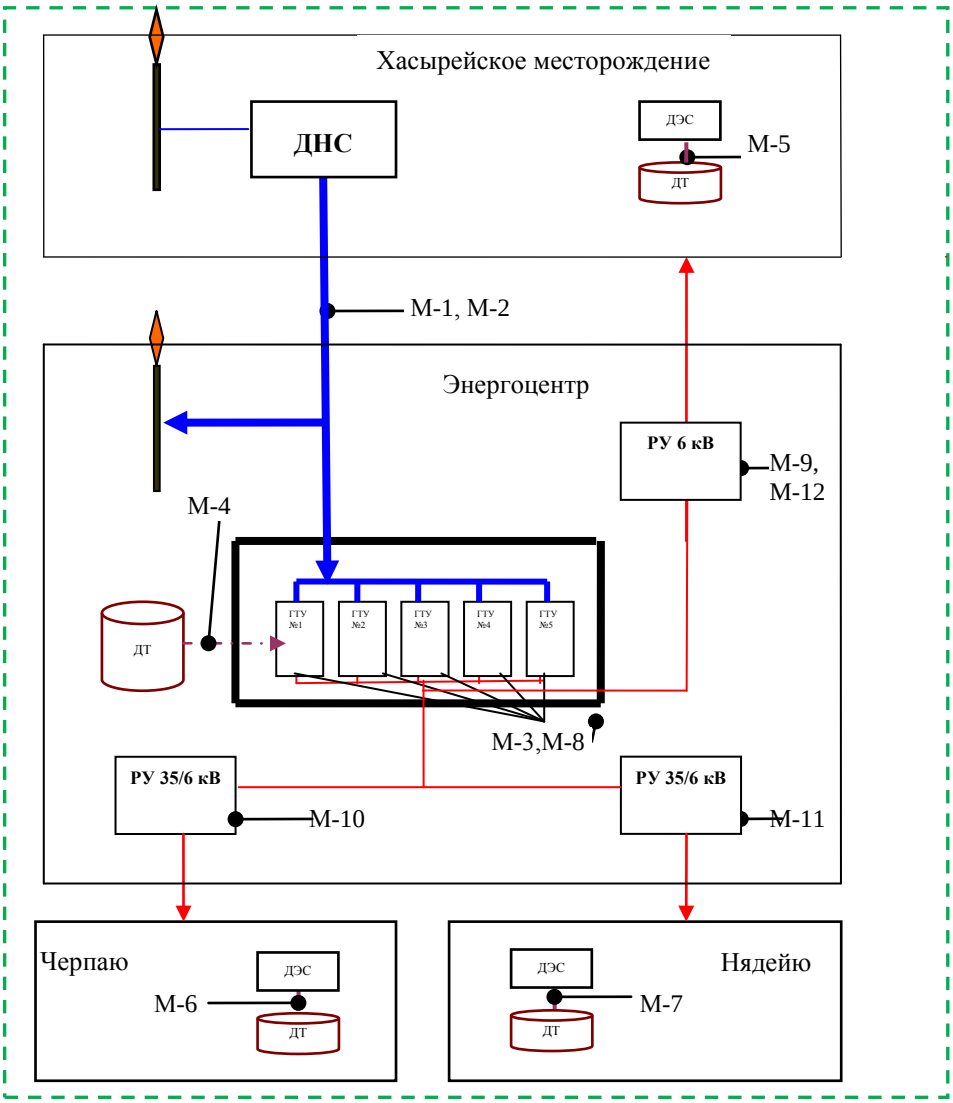


Таблица В.3.1. Точки и параметры мониторинга выбросов ПГ

№ 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 2006г. 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 23781 - 87, ГОСТ 22387.2 – 97, ГОСТ 22667 – 82, ГОСТ 5580 – 56. 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 21.10.02г.
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 8 к Положению)

Таблица 1. Расчет фактора эмиссии CO_2 при использовании ПНГ в 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	0,20%	1	1,839	0,98	1	0,004	0,004
метан, CH4	75,53%	1	1,839	0,98	1	1,361	1,389
этан, C2H6	10,12%	2	1,839	0,98	1	0,365	0,372
пропан, C3H8	4,27%	3	1,839	0,98	1	0,231	0,236
изо-бутан, C4H10	0,68%	4	1,839	0,98	1	0,049	0,050
н-бутан, C4H10	1,17%	4	1,839	0,98	1	0,084	0,086
изо-пентан, C5H12	0,28%	5	1,839	0,98	1	0,025	0,026
изо-пентан, C5H12	0,11%	5	1,839	0,98	1	0,010	0,010
сумма гексанов, C6Hx	0,09%	6	1,839	0,98	1	0,009	0,009
сероводород, H2S	0,02%	0	1,839	0,98	1	0,000	0,000
азот, N2	6,68%	0	1,839	0,98	1	0,000	0,000
кислород, O2	0,87%	0	1,839	0,98	1	0,000	0,000
						2,138	**2,182**

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	75,53%	0,667	0,02	21	0,212

C.2. Расчёт выбросов CO_2 от проектной деятельности (Приложение 9,10,11 к Положению)

Таблица 9. Общий расход ПНГ в ГТУ Энергоцентра*

N колонки	1	2	3	4	5	6 = 1+2+3+4+5
Параметр	Расход ПНГ в ГТУ 1	Расход ПНГ в ГТУ 2	Расход ПНГ в ГТУ 3	Расход ПНГ в ГТУ 4	Расход ПНГ в ГТУ 5	Общий расход ПНГ на ГТЭС
Обозначение	$FC_{APG,GT1}$	$FC_{APG,GT2}$	$FC_{APG,GT3}$	$FC_{APG,GT4}$	$FC_{APG,GT5}$	$FC_{APG,GT}$
Единица	тыс. нм3	тыс. нм3	тыс. нм3	тыс. нм3	тыс. нм3	тыс. нм3
январь	1130,882	1011,838	1904,641	1904,641	0,000	5952,002
февраль	1005,312	994,559	1688,066	1688,063	0,000	5375,999
март	960,843	1017,363	1865,162	1808,640	0,000	5652,009
апрель	921,060	975,243	1787,940	1733,761	0,000	5418,004
май	1023,058	336,220	2066,062	2011,660	0,000	5436,999
июнь	1047,102	1047,102	1722,900	1722,900	120,000	5660,003
июль	770,565	898,994	1330,144	1376,010	1284,278	5659,992
август	1163,999	1047,600	829,998	1382,400	1396,000	5819,997
сентябрь	1024,997	1195,997	142,000	1756,998	1639,999	5759,992
октябрь	595,256	963,607	963,152	1951,499	1478,484	5951,998
ноябрь	975,538	1020,384	322,065	1658,265	1783,752	5760,004
декабрь	1041,479	998,802	319,050	1896,379	1696,292	5952,002
Всего за год	11660,090	11507,710	14941,180	20891,215	9398,806	**68399,002**

*Данные по расходам топлива в каждой из ГТУ получены суммированием таблиц 4-8 по каждой ГТУ.

Таблица 10. 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	68399,002	2,182	**149 215**

Таблица 11. Расход дизтоплива при реализации проекта

№ колонки	1	2	3	4 = (1+2)*3
Показатель	Общий расход дизтоплива на ДЭС	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	31,859	0	3,164	100,802
февраль	19,812	0	3,164	62,685
март	42,811	0	3,164	135,454
апрель	51,268	0	3,164	162,212
май	197,242	0	3,164	624,074
июнь	80,786	0	3,164	255,607
июль	59,518	0	3,164	188,315
август	16,337	64,696	3,164	256,388
сентябрь	4,573	0	3,164	14,469
октябрь	35,169	0	3,164	111,275
ноябрь	56,481	0	3,164	178,705884
декабрь	16,16	34,091	3,164	158,994164
Всего за год	612,016	98,787	3,164	**2 249**

Таблица 12. 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	149 215	2 249	**151 464**

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

Таблица 13. 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	68399,002	2,138	0,212	**146 231**	**14 472**

Таблица 14. 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	$EG_{PJ,GPP}$	$EG_{PJ,own}$	$EG_{PJ,Cherp}$	$EG_{PJ,Nad}$	$GEN_{6кВ,Khas,PJ}$
Единица	МВтч	МВтч	МВтч	МВтч	МВтч
январь	14269,392	786,804	2900,310	2741,550	7840,728
февраль	13370,580	861,648	2676,660	2541,000	7291,272
март	13777,332	820,392	2844,450	2670,570	7441,920
апрель	13106,304	971,268	2727,060	2562,000	6845,976
май	12080,316	883,920	2760,450	2566,620	5869,326
июнь	11806,760	674,652	2424,240	2423,610	6284,258
июль	11424,132	675,648	2409,960	2323,440	6015,084
август	11679,144	686,088	2552,169	2287,571	6153,316
сентябрь	12056,136	668,556	2698,290	2367,750	6321,540
октябрь	13156,248	844,068	2907,450	2551,920	6852,810

ноябрь	13388,544	1010,820	2903,460	2549,610	6924,654
декабрь	15252,552	1554,228	3167,850	2741,130	7789,344
Всего за год	**155367,440**	**10438,092**	**32972,349**	**30326,771**	**81630,228**

Таблица 15. 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	7840,728	2741,550	2900,310	13482,588
февраль	7291,272	2541,000	2676,660	12508,932
март	7441,920	2670,570	2844,450	12956,940
апрель	6845,976	2562,000	2727,060	12135,036
май	5869,326	2566,620	2760,450	11196,396
июнь	6284,258	2423,610	2424,240	11132,108
июль	6015,084	2323,440	2409,960	10748,484
август	6153,316	2287,571	2552,169	10993,056
сентябрь	6321,540	2367,750	2698,290	11387,580
октябрь	6852,810	2551,920	2907,450	12312,180
ноябрь	6924,654	2549,610	2903,460	12377,724
декабрь	7789,344	2741,130	3167,850	13698,324
Всего за год	**81630,228**	**30326,771**	**32972,349**	**144929,348**

Таблица 16. 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	144929,348	0,228	33043,891	3,164	**104 553**

Таблица 17. 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	146 231	14 472	104 553	**265 256**

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

Таблица 18. 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	**265 256**	**151 464**	**113 791**

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	75,690	74,305	76,580		**75,525**
этан, C2H6	10,050	10,425	9,880		**10,118**
пропан, C3H8	5,310	4,330	3,180		**4,273**
изо-бутан, C4H10	0,660	0,755	0,620		**0,678**
н-бутан, C4H10	0,880	1,425	1,200		**1,168**
изо-пентан, C5H12	0,300	0,325	0,220		**0,282**
н-пентан, C5H12	0,040	0,175	0,110		**0,108**
сумма гексанов, C6Hx	0,080	0,165	0,010		**0,085**
диоксид углерода, CO2	0,210	0,205	0,180		**0,198**
азот, N2	6,010	7,040	7,000		**6,683**
кислород, O2	0,770	0,815	1,010		**0,865**
сероводород, H2S	0,000	0,035	0,010		**0,015**
Теплота сгорания газа	9142,570	9145,780	8794,000		**9027,450**

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 Цвет-164 (в июне 2009 г. был замен на хроматограф Цвет-800)		2 сентября 2008 года, действительно 1 год	Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии ФГУ «Коми центр стандартизации и сертификации»
Газовый хроматограф ЛХМ-80 №71		2 сентября 2009 года, действительно 1 год	ФГУ «Коми центр стандартизации и сертификации» Андрощук А.А. Свидетельство по поверке № 063892
Газовый хроматограф ЛХМ-80 №280		2 сентября 2009 года, действительно 1 год	ФГУ «Коми центр стандартизации и сертификации» Андрощук А.А. Свидетельство по поверке № 063892
Газовый хроматограф Цвет-800 №576		19 июня 2009 года, действительно 1 год	Андрощук А.А. Свидетельство по поверке № 049311
Преобразователь многопараметрический Mass Pro Bar 3095MV № 7966908		1 октября 2008 года, действительно 2 года	ФГУ «Коми центр стандартизации и сертификации» Андрощук А.А. Свидетельство по поверке № 022880
Программа фирмы Сименс по учету мгновенного расхода ПНГ в ГТУ		По графику проверок	Специальные проверки компании Сименс классов А,В,С.
Электрический счетчик СЭТ– 4 ТМ 02/2	на ГТУ-1	18 сентября 2007 года, действительно 10 лет	Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии ФГУ «Коми центр стандартизации и сертификации»
	на ГТУ-2	18 сентября 2007 года, действительно 10 лет	
	на ГТУ-3	20 ноября 2006 года, действительно 10 лет	
	на ГТУ-4	18 сентября 2007 года, действительно 10 лет	
	на ГТУ-5	18 сентября 2007года, действительно 10 лет	
	Компрессор №1	5 февраля 2007 года, действительно 10 лет	
	Компрессор №2,3	18 сентября 2007 года, действительно 10 лет	
	КТП СН №1 ввод-1	9 ноября 2006 года, действительно 10 лет	
	КТП СН №1 ввод-2	25 января 2007 года, действительно 10 лет	

	КТП СН №2 ввод-1,2	5 февраля 2007 года, действительно 10 лет	
	ячейка №11(ВЛ 3511) и ячейка №2(ВЛ 3502) на Черпаю	14 января 2005 года действительно 10 лет	
	ячейка №5(ВЛ 3505) и ячейка №8(ВЛ 3508) на Нядейю	14 января 2005 года, действительно 10 лет	