ООО «РН - Северная нефть»

Отчет
по мониторингу сокращенных выбросов парниковых газов

Период мониторинга: 01.01.2008 – 31.12.2008

проект Совместного Осуществления:

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

Версия 2.0

г. Усинск 13.11.2009

Содержание

A. Общая информация о проектной деятельности

B. Система мониторинга сокращенных выбросов парниковых газов, достигнутых при реализации проекта, и расчетные формулы

C. Расчет сокращенных выбросов парниковых газов за период мониторинга

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1 Исходные данные

Приложение 2 Приборы, использованные для мониторинга

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 ПДД 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.

Компания ООО «РН - Северная нефть» (в дальнейшем Компания), принадлежащая 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 уже 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 Компания вынуждена была бы увеличить генерирующие мощности ДЭС вала Гамбурцева.

Имея хорошо отлаженную систему поставки дизельного топлива, позволяющую развивать схему энергообеспечения за счёт ввода новых локальных ДЭС, Компания, тем не менее, решила 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 по механизму Совместного Осуществления, предусмотренного статье 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 (объемом около 72 млн. $м^3$ в год) 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 01.01.2008 г. по 31.12.2008 г

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

Объем сокращенных выбросов, рассчитанный на основании данных мониторинга за период с 01.01.2008 по 31.12.2008, составляет 111 189 тонн CO_2-эквивалента.

Объем сокращенных выбросов, указанный в проектно-технической документации (ПТД) проекта для аналогичного периода составляет 138 476 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:
Парфенюк Владимир Иванович, начальник отдела охраны окружающей среды
Тел. +7 82144-29-6-40

Отчет подготовлен:
ЗАО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода»
Контактные лица:
Латыпов Марат Филаретович, руководитель департамента развития проектов
Тел. +7 499 788 78 35 доб. 103
Факс +7 499 788 78 35 доб. 107
Уханов Даниил Михайлович, ведущий специалист департамента развития проектов
Тел. +7 499 788 78 35 доб. 102
Факс +7 499 788 78 35 доб. 107

по заказу ООО "СиТиЭф" (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 В. Система мониторинга сокращенных выбросов парниковых газов, достигнутых при реализации проекта, и расчетные формулы

В.1. Принципиальная схема проведения мониторинга по проекту

Структура выполнения плана мониторинга сокращений при реализации Проекта адаптирована к существующей системе учёта и отчётности в ООО «РН-Северная Нефть». Роли и ответственности лиц, подразделений и организаций, осуществляющих данный мониторинг, распределяются следующим образом:

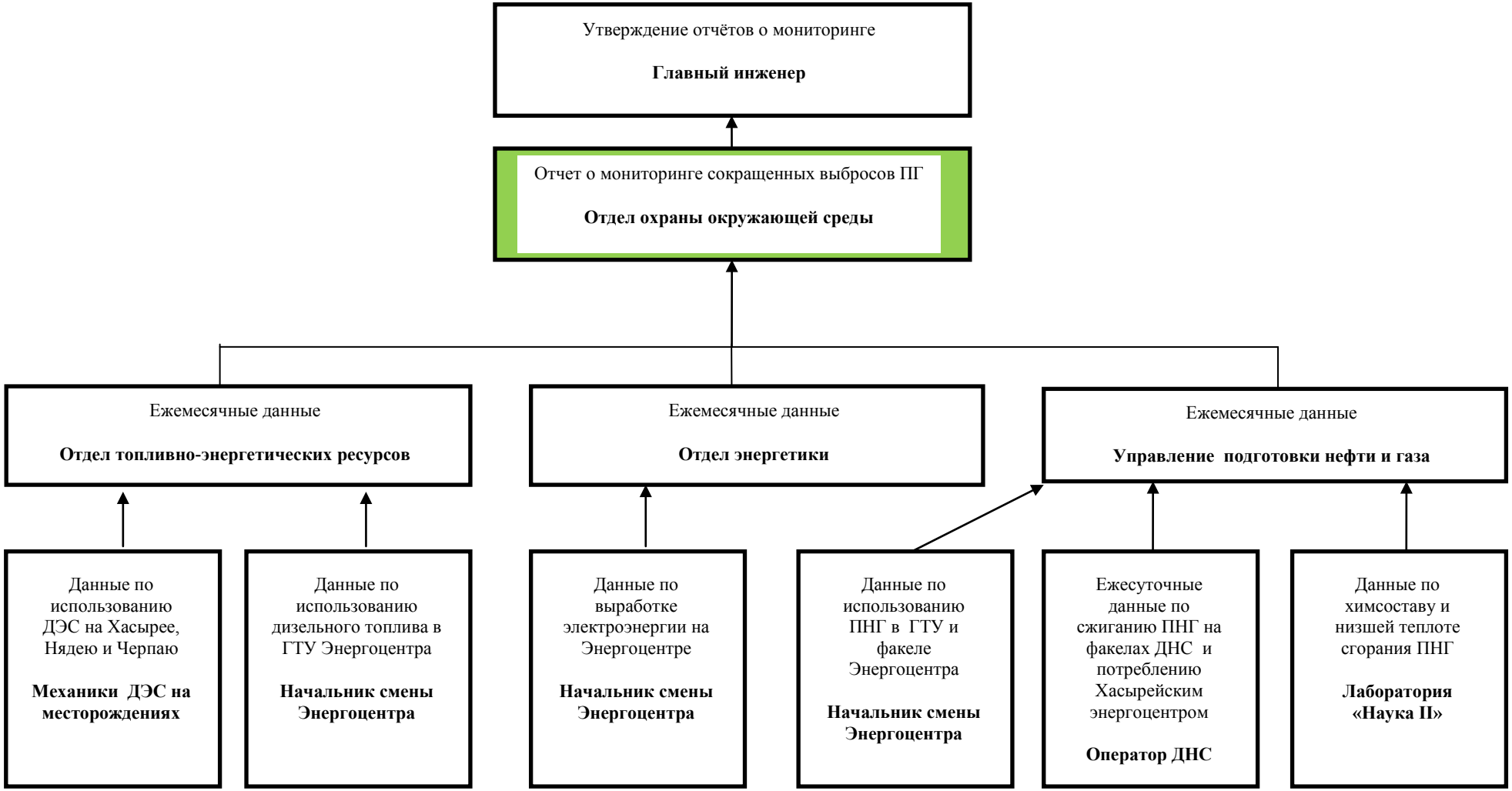
Таблица В.1.1 Роли и ответственности лиц, подразделений и организаций, осуществляющих мониторинг по проекту.

№	Организации	Должность /подразделение	Задачи	Цели
1.	ООО «РН – Северная нефть»	Главный инженер	Общее руководство над выполнением плана мониторинга	Утверждение отчетов о мониторинге
2.	ООО «РН – Северная нефть»	Отдел охраны окружающей среды (отдел ООС)	Обработка данных для подготовки отчета о мониторинге	Разработка отчета о мониторинге за отчетный период
3.	ООО «РН – Энерго»	Отдел топливно-энергетических ресурсов	Подготовка ежемесячных отчетов по использованию дизельного топлива в рамках проектной деятельности	Обработка и предоставление данных в отдел охраны окружающей среды
4.	ООО «РН – Северная нефть»	Отдел энергетики	Подготовка ежемесячных отчетов по производству электроэнергии на Хасырейском Энергоцентре	Обработка и предоставление данных в отдел охраны окружающей среды
5.	ООО «РН – Северная нефть»	Управление подготовки нефти и газа (УПНГ)	Подготовка ежемесячных отчетов по использованию ПНГ на Хасырейском Энергоцентре	Обработка и предоставление данных по объемам ПНГ в отдел охраны окружающей среды. Предоставление данных по характеристикам ПНГ в отдел охраны окружающей среды
6.	ООО «РН – Энерго»	Механики ДЭС	Обработка результатов измерений по использованию дизтоплива на ДЭС Хасырейского, Нядеюского и Черпаюсского месторождения	Представление данных в отдел топливно-энергетических ресурсов
7.	ООО «РН – Энерго»	Начальник смены Энергоцентра	Обработка результатов измерений по использованию дизтоплива на Хасырейском Энергоцентре	Предоставление данных в отдел топливно-энергетических ресурсов
8.	ООО «РН – Энерго»	Начальник смены Энергоцентра	Обработка результатов измерений по выработке электроэнергии на Энергоцентре и ее отпуске для потребителей	Предоставление данных в отдел энергетики

9.	ООО «РН – Энерго»	Начальник смены Энергоцентра	Обработка результатов измерений по использованию ПНГ в ГТУ Энергоцентра	Предоставление данных в Управление подготовки нефти и газа
10.	ООО «РН – Северная нефть»	Оператор ДНС Хасырей	Обработка результатов измерений по сжиганию ПНГ на факелах ДНС Хасырейская	Предоставление данных в Управление подготовки нефти и газа
11.	ООО «Наука -II»	Начальник аналитического сектора	Измерение и обработка характеристик ПНГ (химсостав, низшая теплота сгорания и плотность ПНГ)	Предоставление данных в Управление подготовки нефти и газа

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

Принципиальная схема организации системы мониторинга сокращенных 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 (ПТД), версия 5 от 5 августа 2009 г. (на данную версию ПТД 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 ПТД.

Вследствие задержки запуска 5-й турбины, выработка электроэнергии на Энергоцентре была ниже запланированной по ПТД, поэтому объем сожженного ПНГ уменьшился по сравнению с планируемым. А также было увеличение потребления дизельного топлива на ДЭС и ГТЭС по сравнению с планируемым количеством, использованным в ПТД. Это привело к уменьшению сокращений выбросов парниковых газов за 2008 год. Так в ПТД указано на 2008 год сокращение выбросов в размере 138 476 тонн CO2, а фактически сокращения составили 111 189 тонн CO2.

Приведенные ниже изменения относятся только к периоду, за который проводится мониторинг (01.01.2008 – 31.12.2008)

№ формулы или таблицы	Как изложено в ПТД	Применили в мониторинге	Причины отклонений
D.3	$\mathbf{FC_{APG,GTU1} = HC_{APG,GT1} * T/(NCV_{APG}*4,1868)*0,001}$ $FC_{APG,GTU1}$ – расход ПНГ на ГТУ 1 $HC_{APG,GT1}$ – мгновенный расход топлива на ГТУ 1	$\mathbf{FC_{APG,GTU} = FC_{APG,GTU1} + FC_{APG,GTU2} + FC_{APG,GTU3} + FC_{APG,GTU4} + FC_{APG,GTU5}}$ $FC_{APG,GTU1}$ – расход ПНГ в м3 на ГТУ 1 (готовое значение по данным предприятия)	Процедура мониторинга расхода ПНГ на каждой ГТУ была дополнительно изменена осенью 2009 года на ООО «РН-Северная нефть». Фактически расход газа газотурбинными установками Сименс рассчитывается специальной программой на основе измерения мгновенного расхода ПНГ в кВт, времени работы в секундах и ТНЗ ПНГ (как в ПДД). Тем не менее, характеристика расхода газа каждой турбиной предоставляется на постоянной основе в тыс.м3, а не отдельно в виде мгновенного расхода и времени работы в секундах. Т.о. алгоритм определения остается прежним, но цифра расхода ПНГ автоматически пересчитывается компьютерной программой, сохраняется и передается уже в готовом виде.
D.4	$\mathbf{FC_{APG,GTU2} = HC_{APG,GT2} * T/(NCV_{APG}*4,1868)*0,001}$ $FC_{APG,GTU2}$ – расход ПНГ на ГТУ 2 $HC_{APG,GT2}$ – мгновенный расход топлива на ГТУ 2	$\mathbf{FC_{APG,GTU} = FC_{APG,GTU1} + FC_{APG,GTU2} + FC_{APG,GTU3} + FC_{APG,GTU4} + FC_{APG,GTU5}}$ $FC_{APG,GTU2}$ – расход ПНГ в м3 на ГТУ 2 (готовое значение по данным предприятия)	См. пояснение выше.

D.5	**$FC_{APG,GTU3} = HC_{APG,GT3} * T/(NCV_{APG}*4,1868)*0,001$** $FC_{APG,GTU3}$ – расход ПНГ на ГТУ 3 $HC_{APG,GT3}$ – мгновенный расход топлива на ГТУ 3	**$FC_{APG,GTU} = FC_{APG,GTU1} + FC_{APG,GTU2} + FC_{APG,GTU3} + FC_{APG,GTU4} + FC_{APG,GTU5}$** $FC_{APG,GTU3}$ – расход ПНГ в м3 на ГТУ 3 (готовое значение по данным предприятия)	См. пояснение выше.
D.6	**$FC_{APG,GTU4} = HC_{APG,GT4} * T/(NCV_{APG}*4,1868)*0,001$** $FC_{APG,GTU4}$ – расход ПНГ на ГТУ 4 $HC_{APG,GT4}$ – мгновенный расход топлива на ГТУ 4	**$FC_{APG,GTU} = FC_{APG,GTU1} + FC_{APG,GTU2} + FC_{APG,GTU3} + FC_{APG,GTU4} + FC_{APG,GTU5}$** $FC_{APG,GTU4}$ – расход ПНГ в м3 на ГТУ 4 (готовое значение по данным предприятия)	См. пояснение выше.
D.7	**$FC_{APG,GTU5} = HC_{APG,GT5} * T/(NCV_{APG}*4,1868)*0,001$** $FC_{APG,GTU5}$ – расход ПНГ на ГТУ 5 $HC_{APG,GT5}$ – мгновенный расход топлива на ГТУ 5	**$FC_{APG,GTU} = FC_{APG,GTU1} + FC_{APG,GTU2} + FC_{APG,GTU3} + FC_{APG,GTU4} + FC_{APG,GTU5}$** $FC_{APG,GTU5}$ – расход ПНГ в м3 на ГТУ 5 (готовое значение по данным предприятия)	См. пояснение выше.
Таблица 1 и таблица 13. Раздел С.1 и С.2 в отчете о мониторинге	В ПТД используются значения по составу попутного нефтяного газа на первый месяц каждого квартала	В отчете по мониторингу использованы усредненные данные по составу газа рассчитанные по трем пробам (№672 от 12.08.08; №879 от 27.10.08; №944 от 18.11.08)	В отсутствии утвержденной внутренней процедуры по мониторингу в рамках проекта СО в ООО «РН-Северная нефть» не проводились измерения компонентного состава ПНГв первом и втором квартале 2008 г. Компания сочла компонентный состав ПНГ достаточно стабильным (см. Приложение 1).

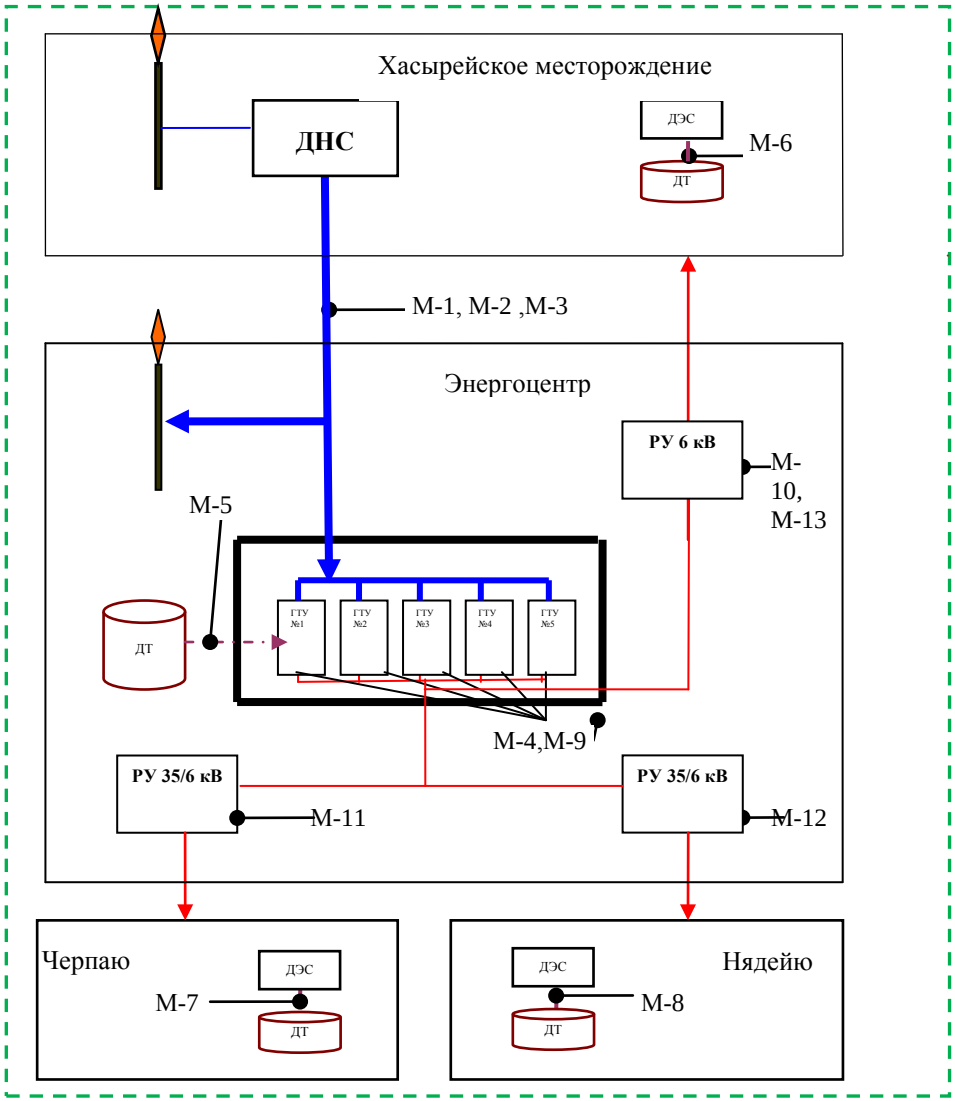
B.3. Показатели, включенные в план мониторинга

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

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

Точки мониторинга источников выбросов ПГ представлены на Диаграмме 2.

Рисунок В.3.1.. Точки мониторинга источников выбросов ПГ.



Точка мониторинга	Назначение
М-1	Объём ПНГ, поступающего от ДНС на Хасырейский Энергоцентр
М-2	Химический состав ПНГ
М-3	Низшая теплота сгорания ПНГ
М-4,М-9	Расход ПНГ в ГТУ Энергоцентра, время работы i-й ГТУ
М-5	Расход дизельного топлива в ГТУ Энергоцентра (в аварийных случаях)
М-6, М-7, М-8	Расход дизтоплива на ДЭС Хасырейского, Черпаюского и Нядеюского месторождений (при необходимости и в аварийных случаях)
М-10, М-11, М-12,М-13	Выработка электроэнергии для потребителей Хасырейского, Черпаюского и Нядейюского месторождений, а также на собственные нужды ГТЭС

В.4. Мониторинг выбросов загрязняющих веществ

В мае 2006г. компания «РН – Северная нефть» получила 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 Компании 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 Компании.

Для контроля качества используемого дизельного топлива Компания 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 Компании в отдел экологии.

Так же по рекомендации комиссии ОАО «НК «Роснефть», проводящей 5-ую ступень производственного контроля в апреле 2007 г., было принято решение о включении в Бизнес-план 2009 г. автоматизированной установки экологического мониторинга ГТУ, позволяющей вести контроль выбросов загрязняющих веществ в реальном масштабе времени, с выводом показателей на монитор оператора.

[1] Аттестат аккредитации РОСС RU.0001.512009 от 21.10.02г.
169711 Республика Коми, г. Усинск, ул. Транспортная 1.

РАЗДЕЛ С. Расчёт сокращенных выбросов парниковых газов за период мониторинга

С.1. Расчёт выбросов ПГ от проектной деятельности

Расчет фактора эмиссии CO_2 при использовании ПНГ в ГТУ Энергоцентра

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

№ колонки	1	2	3	4	5=1*2*3*4
Показатель	Объемная доля компонента,	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода	Эффективность сжигания ПНГ в ГТУ	**Фактор эмиссии CO_2 при сжигании ПНГ в ГТУ**
Индекс	yi	Nc	ρ_{CO2}	FE_{GTU}	$EF_{CO2,GTU}$
Единица	%		кг/м3	-	тCO2/тыс. м3
диоксид углерода, CO2	0,21%	1	1,831	1	0,004
метан, CH4	75,36%	1	1,831	1	1,380
этан, C2H6	10,41%	2	1,831	1	0,381
пропан, C3H8	5,09%	3	1,831	1	0,280
изо-бутан, C4H10	0,76%	4	1,831	1	0,055
н-бутан, C4H10	1,32%	4	1,831	1	0,097
изо-пентан, C5H12	0,32%	5	1,831	1	0,029
н-пентан, C5H12	0,17%	5	1,831	1	0,016
гексан, C6H14	0,00%	6	1,831	1	0
гептан, C7H16	0,00%	7	1,831	1	0
октан, C8H18	0,00%	8	1,831	1	0
сероводород, H2S	0,01%	0	1,831	1	0
азот, N2	5,37%	0	1,831	1	0
кислород, O2	0,70%		1,831	1	0
					2,242

Объемная доля компонента в ПНГ определяется по данным, предоставляемым ООО «Наука-II». Таблица данных по химическому составу приведена в приложении 1.

Расчет фактора эмиссии CO_2 при сжигании дизельного топлива

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 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
2008 год	42,7	74,1	**3,164**

Расчет общего расхода ПНГ в ГТУ Хасырейского Энергоцентра

Таблица 8. Общий расход ПНГ в ГТЭС Энергоцентра

N колонки	1	2	3	4	5	6=1+2+3+4+5
Параметр	Расход ПНГ на ГТУ 1	Расход ПНГ на ГТУ 2	Расход ПНГ на ГТУ 3	Расход ПНГ на ГТУ 4	Расход ПНГ на ГТУ 5	**Общий расход ПНГ в 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	1359,64	1431,2	2146,8	2218,36		7156
февраль	1471,93	1549,4	2324,1	2401,57		7747
март	1369,9	1442	2163	2235,1		7210
апрель	1310,24	1379,2	2068,8	2137,76		6896
май	783,18	824,4	1236,6	1277,82		4122
июнь	1394,41	1467,8	2201,7	2275,09		7339
июль	1404	1403	935	936		4678
август	914,47	1010,73	1395,77	1492,03		4813
сентябрь	847,8	1036,2	1318,8	1507,2		4710
октябрь	924,73	973,4	1460,1	1508,77		4867
ноябрь	765,765	985,985	1621,62	1631,63		5005
декабрь	1043,1	1043,1	1564,9	1564,9		5216
Всего за 2008 г.	13 589	14 546	20 437	21 186	0	69 759

Данные по расходам топлива в каждой из ГТУ получены из таблицы, предоставленной специалистами ООО «РН - Северная нефть».

Расчет выбросов CO_2 при сжигании ПНГ в ГТУ Энергоцентра

Таблица 9. Выбросы CO_2 при сжигании ПНГ в ГТУ Энергоцентра

N колонки	1	2	3=1*2
Параметр	Общий расход ПНГ в ГТЭС	Фактор эмиссии CO2 при сгорании ПНГ в ГТУ	**Количество выбросов CO2 при сжигании ПНГ в ГТУ**
Обозначение	$FC_{APG,GTUs}$	$EF_{CO2,GTU}$	PE_{GTU}
Единица	тыс. нм3	тCO2/тонну	тонн CO_2
Всего за 2008 год	69 759	2,24	**156 378**

Расчет выбросов от использования дизельного топлива при реализации проекта

Таблица 10. Расход дизтоплива при реализации проекта

№ колонки	1	2	3	3=(1+2)*3
Показатель	Общий расход дизтоплива на ДЭС	Потребление дизельного топлива в ГТУ Хасырейского энергоцентра	Фактор эмиссии CO2 для дизтоплива	**Общие выбросы CO2 при сжигании дизтоплива**
Обозначение	$FC_{DF,DPP,PJ}$	$FC_{GPC,DF}$	EF_{DF}	**PE_{DF}**
Единица	тонн	тонн	тCO2/тонну	тонн CO2
Всего за 2008 год	1 089	47	3,16	**3 594**

Таким образом, общие проектные выбросы рассчитываются следующим образом

Таблица 11. Общие выбросы при проектной деятельности

№ колонки	1	2	3=1+2
Показатель	Количество выбросов CO_2 при сжигании ПНГ в ГТУ	Количество выбросов CO_2 при сжигании дизтоплива	**Общее количество выбросовCO2 при реализации проекта**
Обозначение	$PE_{CO2,GTUs}$	PE_{DF}	PE
Единица	тонн CO2	тонн CO2	тонн CO2e
Всего за 2008 год	156 378	3 594	**159 972**

С.2 Расчет выбросов в соответствии с исходными условиями

Таблица 13. Расчет коэффициента выбросов CO_2 при сжигании ПНГ на факелах

№ колонки	1	2	3	4	5=1*2*3*4
Показатель	Объемная доля компонента,	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода	Эффективность сжигания ПНГ на факеле	Фактор эмиссии CO_2 при сжигании ПНГ на факелах
Индекс	y_i	Nc	ρ_{CO_2}	FE_{GTU}[2]	$EF_{CO_2,F}$
Единица	%		кг/м^3	-	тCO_2/тыс. м^3
диоксид углерода, CO_2	0,21%	1	1,831	0,98	0,004
метан, CH_4	75,36%	1	1,831	0,98	1,352
этан, C_2H_6	10,41%	2	1,831	0,98	0,374
пропан, C_3H_8	5,09%	3	1,831	0,98	0,274
изо-бутан, C_4H_{10}	0,76%	4	1,831	0,98	0,054
н-бутан, C_4H_{10}	1,32%	4	1,831	0,98	0,095
изо-пентан, C_5H_{12}	0,32%	5	1,831	0,98	0,029
н-пентан, C_5H_{12}	0,17%	5	1,831	0,98	0,015
гексан, C_6H_{14}	0,00%	6	1,831	0,98	0,000
гептан, C_7H_{16}	0,00%	7	1,831	0,98	0,000
октан, C_8H_{18}	0,00%	8	1,831	0,98	0,000
сероводород, H_2S	0,01%	0	1,831	0,98	0,000
азот, N_2	5,37%	0	1,831	0,98	0,000
кислород, O_2	0,70%		1,831	0,98	0,000
					2,197

[2] Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК, 2006. Том 2. Глава 4. Летучие выбросы, стр. 4.45

Расчет фактора эмиссии CH_4 (в пересчете на CO_2) при неполном сжигании на факелах

Таблица 14. Расчет фактора эмиссии CH_4 при неполном сжигании на факелах

№ 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}[3]	(1-FE)	GWP_{CH4}	$EF_{CH4,f}$
Единица	%	кг/м3	-	$тCO_2/тCH_4$	тонн CO_2
2008 год	75,36%	0,667	0,02	21	0,211

Расчёт выбросов CO_2 при сжигании ПНГ на факелах в отсутствие проекта

Таблица 15. Расчет выбросов CO_2 эквивалента при сжигании ПНГ на факелах 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	**Количество выбросов CO2 при сжигании ПНГ на факелах ДНС Хасырейская**	**Количество выбросов CH4 при сжигании ПНГ на факелах ДНС Хасырейская**
Обозначение	$FC_{APG,F,BL}$	$EF_{CO2,F}$	$EF_{CH4,F}$	$BE_{CO2,F}$	$BE_{CH4,F}$
Единица	тыс. нм3	тCO2/тонну	тCH4/тонну	тонн CO2	тонн CO2e
Всего за 2008 год	69 759	2,197	0,211	**153 251**	**14 728**

[3] Источник: http://fas.su/index.php?page=150

Расчет отпуска электроэнергии для Хасырейского месторождения

Таблица 16 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	Выработка электроэнергии для потребителей Черпаюского месторождения	Выработка электроэнергии для Надейюского 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	13818,19	923,088	2656,92	3053,19	7184,992
февраль	12428,637	879,624	2412,27	2638,44	6498,303
март	13085,588	965,544	2564,73	2880,15	6675,164
апрель	12885,924	817,908	2497,95	2699,76	6870,306
май	12755,436	756,636	2342,13	2693,46	6963,21
июнь	12695,054	689,832	2555,28	2636,34	6813,602
июль	11349,9	706,308	2080,516	2324	6239,076
август	12267,096	547,92	2352,056	2472,915	6894,205
сентябрь	12152,58	583,08	2416,68	2482,2	6670,62
октябрь	12484,76	604,272	2593,29	2400,09	6887,108
ноябрь	12235,824	698,172	2399,04	2654,82	6483,792
декабрь	13794,996	751,932	2838,78	2663,64	7540,644
Всего за 2008 год	151 954	8 924	29 710	31 599	81 721

Расчет отпуска электроэнергии потребителям вала Гамбурцева

Таблица 17. Отпуск электроэнергии потребителям вала Гамбурцева

№ колонки	1	2	3	4=1+2+3
Показатель	Отпуск электроэнергии для потребителей Хасырейского месторождения	Отпуск электроэнергии для потребителей Надеюского месторождения	Отпуск электроэнергии для потребителей Черпаюского месторождения	**Общий отпуск электроэнергии в сеть на Хасырейском энергоцентре**
Обозначение	GEN6кВ,Khas,PJ	GEN35кВ,Nad,PJ	GEN35кВ,Cherp,PJ	GEN
Единица	МВтч	МВтч	МВтч	МВтч
январь	7184,992	3053,19	2656,92	12895,102
февраль	6498,303	2638,44	2412,27	11549,013
март	6675,164	2880,15	2564,73	12120,044
апрель	6870,306	2699,76	2497,95	12068,016
май	6963,21	2693,46	2342,13	11998,8
июнь	6813,602	2636,34	2555,28	12005,222
июль	6239,076	2324	2080,516	10643,592
август	6894,205	2472,915	2352,056	11719,176
сентябрь	6670,62	2482,2	2416,68	11569,5
октябрь	6887,108	2400,09	2593,29	11880,488
ноябрь	6483,792	2654,82	2399,04	11537,652
декабрь	7540,644	2663,64	2838,78	13043,064
Всего за 2008 год	81 721	31 599	29 710	143 030

Расчет выбросов CO_2 при сжигании дизельного топлива на ДЭС

Таблица 18. Расчет выбросов CO_2 при сжигании дизельного топлива на ДЭС

№ 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 CO_2 для дизтоплива	**Количество выбросов при сжигании дизтоплива на ДЭС**
Обозначение	GEN	$SFC_{DF,DPP}$	$FC_{DF,BL}$	$EF_{CO2,DF}$	BE_{DF}
Единица	МВтч	т/МВтч	тонн	тСО2/тонну	тонн СО2
Всего за 2008 г.	143 030	0,228	32611	3,164	**103 183**

Таким образом, общее количество выбросов в исходных условиях

Таблица 19. Общее количество выбросов 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	**Общее количество выбросов CO_2 в соответствии с исходными условиями**
Обозначение	**BE_{CO2}**	**BE_{CH4}**	**BE_{DF}**	BE
Единица	тонн CO2	тонн CO2e	тонн CO2	тонн CO_2
Всего за 2008 г.	153 251	14728	103 183	**271 161**

С.3 Расчет сокращенных выбросов

Сокращения выбросов в результате проектной деятельности

Таблица 20. Сокращение выбросов CO_2

№ колонки	1	2	3=1-2
Показатель	Общее количество выбросовCO_2 в соответствии с исходными условиями	Общее количество выбросовCO_2 при реализации проекта	**Общее количество сокращений выбросов CO_2 при реализации проекта**
Обозначение	BE	PE	ER
Единица	тонн CO2	тонн CO2	тонн CO2
Всего за 2008 год	271 161	159 972	**111 189**

Приложение 1 Исходные данные

Таблица Пр.1 Данные по химическому составу ПНГ

	протокол			
	№672 (12.08.08)	№879 (27.10.08)	№944 (18.11.08)	
метан, CH4	75,42	75,04	75,63	**75,36**
этан, C2H6	10,36	10,87	10	**10,41**
пропан, C3H8	5,07	5,68	4,52	**5,09**
изо-бутан, C4H10	0,72	0,85	0,7	**0,76**
н-бутан, C4H10	1,13	1,77	1,07	**1,32**
изо-пентан, C5H12	0,28	0,42	0,26	**0,32**
н-пентан, C5H12	0,08	0,35	0,08	**0,17**
диоксид углерода, CO2	0,21	0,22	0,19	**0,21**
азот, N2	5,71	4,45	5,95	**5,37**
кислород, O2	1	0,2	0,91	**0,70**
гептан, C7H16				**0,00**
октан, C8H18				**0,00**
сероводород, H2S	0	0,02	0	**0,01**
Теплота сгорания газа	9148,01	9746,36	9260,00	**9384,79**

Приложение 2. Приборы, использованные для мониторинга

Таблица Пр.2 Приборы, использованные в мониторинге

Название		Дата калибровки (поверки)	Лицо, проводившее калибровку
Газовый хроматограф Цвет-164		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 2008 года, действительно 1 год	Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии ФГУ «Коми центр стандартизации и сертификации»
Газовый хроматограф ЛХМ-80 №280		2 сентября 2008 года, действительно 1 год	Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии ФГУ «Коми центр стандартизации и сертификации»
Преобразователь многопараметрический Mass Pro Bar 3095MV		1 октября 2008 года, действительно 1 год	Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии ФГУ «Коми центр стандартизации и сертификации»
Программа фирмы Сименс по учету мгновенного расхода ПНГ в ГТУ		15 октября 2008 года, действительно 1 год	Специальные проверки компании Сименс классов А,В,С.
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	Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии ФГУ «Коми центр стандартизации и сертификации»
	на ГТУ-3	20 ноября 2006 года, действительно 10 лет	Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии ФГУ «Коми центр стандартизации и сертификации»

	на ГТУ-4	18 сентября 2007 года, действительно 10 лет	Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии ФГУ «Коми центр стандартизации и сертификации»
	на ГТУ-5	18 сентября 2007года, действительно 10 лет	Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии ФГУ «Коми центр стандартизации и сертификации»
	Компрессор №1	5 февраля 2007 года, действительно 10 лет	Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии ФГУ «Коми центр стандартизации и сертификации»
	Компрессор №2,3	18 сентября 2007 года, действительно 10 лет	Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии ФГУ «Коми центр стандартизации и сертификации»
	КТП СН №1 ввод-1	9 ноября 2006 года, действительно 10 лет	Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии ФГУ «Коми центр стандартизации и сертификации»
	КТП СН №1 ввод-2	25 января 2007 года, действительно 10 лет	Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии ФГУ «Коми центр стандартизации и сертификации»
	КТП СН №2 ввод-1,2	5 февраля 2007 года, действительно 10 лет	Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии ФГУ «Коми центр стандартизации и сертификации»
	ячейка №11(ВЛ 3511) и ячейка №2(ВЛ 3502) на Черпаю	14 января 2005 года действительно 10 лет	Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии ФГУ «Коми центр стандартизации и сертификации»
	ячейка №5(ВЛ 3505) и ячейка №8(ВЛ 3508) на Нядейю	14 января 2005 года, действительно 10 лет	Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии ФГУ «Коми центр стандартизации и сертификации»