«Утверждаю»:

Исполнитель
ООО «Экополис»
Генеральный директор
В.С. Вековцев
«02» ноября 2012г.

Отчет
«О мониторинге по ПСО « Полезная утилизация попутного нефтяного газа на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении, Российская Федерация» за период с 01.11.2009 по 31.05.2012»

Москва 2012г.

СОДЕРЖАНИЕ

Секция А. Общее описание проекта 3

А.1. Название проекта: 3

А.2. Описание проекта: 3

А.3. Статус реализации проекта: 4

А.4. Отклонения или пересмотры ПТД и план мониторинга: 4

А.5. Период мониторинга: 5

А.6. Информация относительно периодичности отчета по мониторингу и изменения после последней проверки: 5

А.7. Участники Проекта: 5

А.8. Оцененное количество снижений выбросов за период мониторинга: 6

А.9. Утверждение отчета вовлеченными в него Сторонами: 6

А.10. Организация, ответственная за подготоку отчета по мониторингу: 6

РАЗДЕЛ Б. План и стуктура мониторинга 6

Б.1. Общее описание выбранного плана мрнитормнга: 6

Б.2. Данные, использованиие для мониторинга за сниженями выбросов, образующихся по проекту:

Б.3. Описание формул для расчета снижения выбросов, обрзующихся по проекту: 10

Б.4. Рабочая и управленческая структуры, предложнные для выполнения плана мониторина: 17

Б.5. Контроль качества (КК) и гарантия качества (ГК): 22

Б.6. Данные по измерительным приборам и организациям, ответственным за измерение параметров мониторинга: 22

Б.7. Данные по охране окружающей среды: 29

РАЗДЕЛ В. Расчет снижения выбросов 30

В.1. План монитортнга .....

В.2. Расчет выбросов париковых газов по проекту 31

В.3. Расчет выбросов парниковых газов по базовой линии: 31

В.4. Расчет утечек: 32

В.5. Расчеты снижений выбросов, обеспечиваемых проектом: 37

В.6. Анализ отклонения между выбросами, определенными по мониторингу и оцененными ex-ante: 37

Приложение 1 - Контактная информация об участниках проекта: 38

Приложение. Таблица в Excel с расчетом снижений выбросов

РАЗДЕЛ А. Общее Описание проекта

А.1. Название проекта:

Название проекта: «Полезная утилизация попутного нефтяного газа на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении, Российская Федерация» (версия 04)

Отраслевая направленность: (1) Энергетика (возобновляемые/не-возобновляемые источники);
(10) Фугутивные выбросы от топлив (твердых, жидких и газообразных).

Версия отчета по мониторингу: 02.02

Дата: 20/10/2012

А.2. Описание проекта:

Краткое описание проекта

Имея в распоряжении значительные запасы ПНГ, компания “Газпром Добыча Уренгой” соорудила две компрессорные станции (КС № 1 и КС № 2) на нефтегазоконденсатном месторождении в Уренгое. Турбокомпрессоры, входящие в состав компрессорных станций, обеспечивают необходимое давление (компримирование) и подготовку (осушку) поступающего низконапорного ПНГ. Одна часть ПНГ (товарный ПНГ) после осушки подается в межпромысловый коллектор с последующей передачей в газотранспортную систему ОАО «Газпром». Другая часть (газлифтный ПНГ) используется при добыче нефти газлифтным способом, замещая газ, используемый с соседних валанжинских залежей. Таким образом, значительная часть ПНГ не будет сжигаться на факелах, что приведет к предотвращению выбросов CO_2 и CH_4.

В качестве топлива для привода турбокомпрессорных агрегатов КС также используется низконапорный ПНГ.

Цель проекта

Главными целями проекта являются:

- Увеличение степени использования ПНГ;
- Улучшение экологической ситуации на нефтяных месторождениях;
- Снижение выбросов парниковых газов.

Сценарий проекта

Он описан выше в Разделе “Краткое описание проекта”.

Сценарий базовой линии

В отсутствие проектной деятельности низконапорный газ, выделяющий при сепарации нефти на Уренгойском НГКМ, сжигался бы на факельных установках, приводя к выбросам диоксида углерода и метана, вследствие неполного сжигания ПНГ на факельных установках. Для газлифта использовался газ с соседних валанжинских газоконденсатных промыслов. Сценарий базовой линии включает также выбросы метана из-за неполного сгорания ПНГ в факелах (выброс метана).

Применяемая методология

Для установления сценария базовой линии и плана мониторинга для рассматриваемого проекта использовался специфичный подход для проектов СО (Совместного Осуществления). Базовая линия и план мониторинга были разработаны в соответствии с Решением 9/CMP.1, Руководящих указаний для применения Статьи 6 Киотского Протокола (РКИК/КР/СМР/2005/8/Доб.2. от 30 марта 2006 г.) и на

основании “Руководящих указаний для критериев установления базовой линии и мониторинга”, версия 03.

Подход для установления базовой линии и плана мониторинга описан в ПТД в.04 достаточно прозрачно и в полной мере детально.

A.3. Статус выполнения проекта:

ПТД в.04 для данного проекта была передана в Бюро по сертификации «Bureau Veritas Certification Rus»[1] (здесь и далее - НАО) для редактирования. В ходе этого редактирования в ПТД были внесены поправки, и в результате 19.02.2010 была выпущена окончательная версия 04. Положительное заключение экспертов было получено на прилагаемый ПТД в. 04[2]. Окончательная версия 04 ПТД описывает проект со всеми деталями.

Датой начала снижения выбросов является 01 ноября 2009 г.

Проект выполнялся, как описано в окончательной версии 04 ПТД. Датой начала проекта является 01.06.2008. Это окончательная дата завершения строительных и монтажных работ[3]. Выполнение проекта полностью соответствует графику выполнения, представленному в ПТД в. 04.

A.4. Отклонения или правки в ПТД и план мониторинга:

Было установлено шесть отклонений в процессе мониторинга: A.4-1, A.4-2, A.4-3, A.4-4 и A.4-5.

A.4-1. В процессе мониторинга было установлено, что формулы (D 3.1) и (D 3. 1)’ некорректны, поскольку в них отсутствуют калорийность дизельного топлива (NCV_{DF}).

В ПТД приведено: $PE_{DF,CS}= \cdot EF_{DF} x FC_{DF,CS}$, а должно быть: $PE_{DF,CS} = EF_{DF} x FC_{DF,CS} x NCV_{DF}$

Но эта ошибка не приводит к изменениям в оценке выбросов, выполненной в ПТД (оценка выполнена для деятельности по проекту без использования резервного дизельного топлива), и в результатах мониторинга. По данным, полученным из ООО «Газпром добыча Уренгой», максимальное потребление дизельного топлива на КС-1 и 2 составляет 3,669+0,172 = 3,841 тонн в 2011г. и 4,156 тонн на КС-2 за 5 месяцев 2012 г. Принимая среднее значение NCV_{DF} = 46,624 МДж/кг = 46,624 x 10^{-3} ТДж/т (источник: Википедия), получаем, что выбросы составляют:

в 2011: $PE_{DF,CS\ 1-2}$ = 77,4 тCO_2/ТДж x 3,841 т x 46,624x10^{-3}ТДж/т = 13,9 тCO_2

за 5 месяцев 2012г.: $PE_{DF,CS\ 1-2}$ = 77,4 x 4,156 x 46,624x10^{-3} = 15,0 тCO_2 (или при пересчете на годовые выбросы: 15 x 12/5 = 36 тCO_2).

Это существенно менее 2000 тCO_2 и/или 1% от общих выбросов по проекту, а согласно Руководящим указаниям по критериям установления БЛ и мониторинга такими значениями можно пренебречь. Тем не менее, при допущении, что NCV_{DF} = 46,624 МДж/кг, расчеты, проводимые для мониторинга, включают эту составляющую.

A.4-2. В ноябре и декабре 2009 г после сдачи КС-1 и КС-2 в эксплуатацию на них проведены наладочные работы. Хотя анализ составляющих ПНГ, взятых из нескольких точек газов низкого и высокого давления, и был проведен, эти точки не отвечают в точности требованиям настоящего мониторинга. Следуя консервативному подходу для ноября и декабря 2009 г., мы использовали результаты анализов для последующих периодов, выбранных таким образом, чтобы это приводило к наибольшим факторам выбросов ПНГ для деятельности по проекту и к наименьшим – для БЛ.

[1]Бюро сертификации «Bureau Veritas Certification Rus» является Независимой Аккредитованной Организацией (НАО)

[2]Положительное мнение экспертов с отредактированным отчетом были переданы верификаторам.

[3]Утвержденный комплексный план строительных и монтажных работ CS-1 «Ямалгазинвест».

А.4.3. Так как в 2010 и 2011 гг. мониторинг охватывал полные годы, а в 2009 и 2012 гг. лишь несколько месяцев, то формулы из ПТД в. 4 для расчета выбросов по проекту и БЛ модифицированы таким образом, чтобы их можно было использовать либо на годовой, либо на месячной основе в соответствии с тем, как это описано в Разделе В данного отчета.

А.4.4. В табл. Г.2 ПТД вместо текста “Процессы контроля качества проводятся только один раз в два года ФГУ “Тюменский ЦСМ”, постоянный метрологический контроль выполняется аккредитованной метрологической разведкой “Газпром добычаУренгой” ООО «Газпром добыча Уренгой» предложил следующий текст”: “Методы контроля качества (калибровочные испытания) проводятся один раз в два года Службой по Метрологии “Уренгойгазавтоматизация” ООО “Газпром добыча Уренгой”, которая аккредитована для проведения метрологических испытаний; непрерывный метрологический контроль также проводится Службой метрологии “Уренгойгазавтоматизация”, которая аккредитована как компетентная техническая организация”. Эта замена не ослабляет процедуру контроля качества.

А.4.5. Было установлено, что в формулах и описаниях параметров в Разделе В.4 РТД в. 04 были сделаны некоторые описки. Несмотря на этот факт, математически снижение выбросов рассчитывалось правильно и, кроме того, оказалось, что утечки пренебрежимо малы. При данном мониторинге используется оригинальная формула, а параметры выражаются в стандартных единицах.

Потенциальные утечки из загрязняющих выбросов CH_4, связанные с выделением, переработкой, транспортировкой и распределением ископаемых топлив (природного газа), используемого в сетевых энергоустановках по сценарию проекта определяются следующим образом:

$$\mathbf{L = [NG * (E_{extr}+E_{proc}+E_{trans}+E_{dist})] * GWP_{CH4}}$$

где

L –утечка CH_4, связанная с добычей, переработкой, транспортировкой и распределением природного газа, используемого на электростанциями энергосистемы по проектному, $тCO_2$

$\mathbf{E_{extr}+E_{proc}+E_{trans}+E_{dist}}$ **=** 0,003983 Гг CH_4/млн.м^3 (в расчетах используется 3,983 $тCH_4$/млн. м^3);

GWP – потенциал глобального потепления для метана, равный 21 $тCO_2/тCH_4$

NG – потребление природного газа электростанциями, поставляющими электроэнергию, млн.м^3:

$$NG = \mathbf{(EC_{CS-1}+ EC_{CS-2})/(NCV * Eff)}$$

где

EC_{CS-1}– потребление электроэнергии КС-1, МВт·ч

EC_{CS-2}– потребление электроэнергии КС-2, МВт·ч

NCV –низшая теплотворная способность природного газа, фиксированный параметр[4]

Eff–КПД крупномасштабной электростанции на газе, фиксированный параметр (%/100). **Eff = 0,**37.

А.4.6. ООО Экополис было законтрактовано для разработки Отчета о мониторинге. Поскольку ПТД в.04 был разработан достаточно прозрачно и доступным для понимания способом, то не возникло необходимости в консультационных и других услугах со стороны НППУ (разработчика ПТД) и ВНИИГаз, указанных в Таблице раздела D.3 ПТД.

[4]Руководящие указания 2006г. МГЭИК для запасов парниковых газов в стране, том, Энергетикау, таблица 1.2 страница 1.18 (низшая теплотворная способность природного газа = 33,5 ТДж/тыс. м^3 = 33500 МДж/3600 с = 9,3 МВТ·ч/тыс. м^3=9300 МВТ·ч /млн.м^3

Что касается остальных данных, то фактическая деятельность по проекту в период с 01 ноября 2009 г. по 31 мая 2012 г. полностью соответствует тому, что описано в ПТД в.04. Не обнаружено никаких других отклонений или необходимости пересмотра ПТД в. 04 и в плане мониторинга.

A.5. Период мониторинга:

Период мониторинга по данному Отчету: с 01 ноября 2009 г. до 31 мая 2012 г., что составляет 2 года и 7 месяцев или 31 месяц.

A.6. Информация относительно периодичности отчета по мониторингу и изменения после последней проверки:

Это начальный и первый отчет по мониторингу для проекта «Полезная утилизация попутного нефтяного газа на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении, Российская Федерация» (версия 04)

A.7. Участники проекта:

Участники Проекта те же, что указаны в ПТД в. 04.

Вовлеченные Стороны	Юридические субъекты – участники проекта (действительные)	Пожалуйста, укажите, если какая-то Сторона, выразила желание быть участником проекта (Да/Нет)
Сторона А: Российская Федерация (Сторона, принимающая проект)	Юридический субъект А1: ООО “ГазпромДобычаУренгой”	Нет
Сторона Б: Объединенное Королевство Великобритании	Юридический субъект В1: Gazprom Marketing&Trading Ltd	Нет

A.8. Определенное по мониторингу количество снижений выбросов за период мониторинга:

	Годы
Продолжительность периода мониторинга	2 года и 7 месяцев (2,58 года)
Год	Годовые снижения выбросов согласно мониторингу в тоннах CO_2-эксивалента
2009 (2 месяца)	189 271
2010	2 140 422
2011	2 784 054
2012 (5 месяцев)	1 192 460
Общие снижения выбросов, оцененные за период мониторинга (тонны CO_2-эквивалента)	6 306 207

Средние годовые снижения выбросов, оцененные за период кредитования (тонны CO_2-эксивалента)	2 444 267

А.9. Утверждение проекта участвующими Сторонами:

15.09.2011 Правительство РФ издало постановление № 780 и Положение "О реализации Статьи 6 Киотского Протокола к РКИК". Согласно Положению, Сторона, продвигающая проект, должна передать в Сбербанк России (номинированный в качестве Оператора углеродных единиц) соответствующую заявку. Она должна включать ПТД, заключение эксперта о детерминации, обоснование экологических и энергетических критериев, наличие технического и финансового потенциала, оцененные экономический и социальный эффекты и др. После рассмотрения и оценки заявки она направляется для утверждения в Координационный Центр, т.е. в Министерство Экономического Развития Российской Федерации. Координационный центр принимает окончательное решение по утверждению проекта. Организации, продвигавшие проект, проект, выполнили все описанные процедуры. Проект был утвержден 20.01.2012 страной, принимающей проект[5] (Приказ Министерства Экономического Развития от 20.01.2012 № 20, прилагаемый к данному Отчету). Это означает, что проект был включен в Реестр проектов СО в России, а соответствующая информация была направлена в руководящие органы РКИК и Киотского Протокола. При условии, что отчеты по мониторингу, представляемые заинтересованными организациями, успешно прошли верификацию в НАО, Оператор углеродных единиц выпускает в коммерческое обращение соответствующее количество ЕСВ по соглашению между юридическими субъектами проекта совместного осуществления.

Этот отчет о мониторинге подготавливается для указанных выше целей, это находится в полном соответствии с установленными в России процедурами и с требованиями РКИК и Киотского Протокола по СО.

Утверждение отчета Стороной Б: Агентство по защите окружающей среды (Великобритания), письмо от 24.04.2012, прилагаемое к данному отчету. Поскольку Сторона Б этого проекта (Великобритания) не вовлечена в проект СО, то данного письма достаточно, чтобы стать юридическим субъектом проекта СО.

А.10. Организация, ответственная за подготовку отчета по мониторингу:

Дата подготовки отчета по мониторингу: 20/10/2012

Отчет по мониторингу подготовлен ООО "Экополис" (Российская Федерация). ООО "Экополис" не является ни участником проекта, ни организацией, вовлеченной в него.

Tel.: +7 (495) 798 3106

E-mail: info@ecopolis04.ru

РАЗДЕЛ Б. План мониторинга и структура мониторинга

Б.1. Общее описание выбранного плана мониторинга:

Для разработки плана мониторинга был выбран специфический подход СО с учетом требований «Руководящих указаний по критериям для установления базовой линии и мониторинга» в.04, а также требований Решения 9/CMP.1, Приложения Б "Критерии для установления базовой линии и мониторинга". Деятельность по мониторингу проводится в полном соответствии с планом мониторинга, установленным в ПТД в.04.

План мониторинга основывается и создается в соответствии с имеющимися в компании практикой измерений топлива, энергии, метрологической системой и оценкой воздействия на окружающую среду.

[5]Документ, подтверждающий утверждение проекта страной-Хозяином, был передан верификаторам.

В табл.Б.1-2 приводятся основные подразделения ООО “Газпром Добыча Уренгой” и исполнители, которые отвечают за выполнение плана мониторинга.

Таблица Б.1-2.

Структура управления по выполнению плана мониторинга сокращений при реализации Проекта адаптирована к существующей системе учёта и отчётности в ООО «Газпром добыча Уренгой». Роли и ответственности лиц, подразделений и организаций, осуществляющих данный мониторинг, распределяются следующим образом:

№№	Организации	Должность/подразделение	Задачи	Комментарии
4.	ООО «Газпром добыча Уренгой»	Отдел технического прогресса и охраны окружающей среды	Запрос утвержденного исполнительного баланса ПНГ, отчета по потреблению электроэнергии, данные по составу ПНГ	Подготовка и представление данных в лабораторию охраны окружающей среды ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
1.	ООО «Газпром добыча Уренгой»	Отдел главного энергетика	Подготовка ежемесячных отчетов по потреблению электроэнергии	Предоставление отчетов руководству компании
2.	ООО «Газпром добыча Уренгой»	Химико-аналитическая лаборатория инженерно-технического центра	Подготовка ежемесячных результатов по составу ПНГ (на ЦПС и КС после установки подготовки газа)	Предоставление результатов руководству компании
3.	ООО «Газпром добыча Уренгой»	Центральная диспетчерская	Сбор ежесуточных данных по балансу ПНГ и потреблению электроэнергии по компании	Передача данных для обработки в отделы компании
4.	ООО «Газпром добыча Уренгой»	Производственно диспетчерская служба НГДУ	Сбор ежесуточных данных по балансу ПНГ и потреблению электроэнергии по НГДУ	Информация фиксируется в Журнале по учету газа и передается для обработки в центральную диспетчерскую компании
5.	ООО «Газпром добыча Уренгой»	Дежурные операторы ЦПС 1,2	Сбор ежесуточных данных по балансу ПНГ и потреблению электроэнергии по ЦПС 1,2	Данные заносятся в режимный лист и передаются для обработки в ПДС НГДУ
6.	ООО «Газпром добыча Уренгой»	Дежурные машинисты КС 1,2	Составление ежесуточных сводок по балансу низконапорного ПНГ и потреблению электроэнергии (по состоянию на 11 часов)	Передача сводок дежурным операторам ЦПС

Проводился мониторинг следующих параметров для обеих компрессорных станций с целью расчета снижения выбросов, обеспечиваемых проектом:

1. Количество топливного ПНГ, $м^3$
2. Состав топливного ПНГ, объемный %
3. Электроэнергия, поставляемая из сети для вспомогательных нужд, МВт·ч
4. Количество ПНГ, сжигаемого в ГТУ КС-1 и 2, $м^3$

5. Потребление дизельного топлива на ДЭС КС-1 и 2, т
6. Количество ПНГ низкого давления, поставляемого в КС-1 и 2, $м^3$
7. Химический состав НПГ низкого давления на ЦПС 1 и 2, объемные %
8. Количество ПНГ для газлифта, $м^3$
9. Количество ПНГ для продажи, $м^3$.

Для полных лет деятельности по проекту (2010 и 2011 гг.) используются годовые значения (в формулах применяется индекс “y”), а для неполных лет 2009 и 2012 гг. – ежемесячные значения (в тех же формулах применятся индекс “m”).

Следующие постоянные и фиксированные заранее параметры используются для расчета снижения выбросов, создаваемого проектом:

1. Факторы эмиссии для энергосистемы в 2009-2012 гг., EF_{CO2}, $тCO_2$/МВт·ч:

	Показатель	Ед. изм.	2009	2010	2011	2012
Фактор эмиссии CO_2	EF_{CO2}	$тCO_2$/ МВт·ч	0,557	0,550	0,542	0,534

2. Удельный вес CO_2 при нормальных условиях, ρ_{CO2} = 1,831 кг /$м^3$;
3. FE –эффективность сжигания ПНГ в факеле (принимается равной 0,98, для ГТУ принимается равной 1);
4. Фактор выбросов для дизельного топлива, EF_{DF} = 77,4 $тCO_2$/ТДж;
5. Удельный вес CH_4 при нормальных условиях, ρ_{CH4} = 0,667 кг/$м^3$;
6. Потенциал глобального потепления для метана, GWP_{CH4} ($тCO_2e/тCH_4$).

Б.2. Данные, используемые для мониторинга за снижениями выбросов, создаваемыми проектом:

Параметр	Условное обозначе-ние	Источник данных	Отдел, ответст-венный за полу-чение	Ед. изм. данных	измеренный (и), рассчитанный (р), оцененный (о)	Частота фиксации	Подвергают-ся мониторингу/ фиксируются на стадии под-готовки ПТД	Как будут архивироваться данные? (в электронном виде/на бумаге)
Количество топливного ПНГ		*Расходомер*		*$м^3$*	И	*Ежеме-сячно*	*Проводится мониторинг*	*В бумажном и электронном виде*
Состав топливного ПНГ		*Газовый хроматограф*		*% объем.*	И	*Ежеме-сячно*	*Проводится мониторинг*	*В бумажном и электронном виде*
Электроэнергия, поступающая из сети для нужд по проекту		*Счетчик электро-энергии*		*кВт·ч*	и	*Ежеме-сячно*	*Проводится мониторинг*	*В бумажном и электронном виде*
ПНГ, сжигаемый в ГТУ КС-1,2		*Расходомер*		*$м^3$*	и	*Ежеме-сячно*	*Проводится мониторинг*	*В бумажном и электронном виде*
Расход дизельного топлива на ДЭУ КС-1,2		*Измеритель-ная рейка*		*тонн*	и	*Ежемесячно*	*Проводится мониторинг*	*В бумажном и электронном виде*
ПНГ низкого давления, поступающий в КС-1,2 из ОТР ЦПУ		*Расходомер*		*$м^3$*	и	*Ежемесячно*	*Проводится мониторинг*	*В бумажном и электронном виде*
Химический состав ПНГ низкого давления в ЦПУ-1,2		*Газовый хро-матограф*		*% об.*	и	*Ежемесячно*	*Проводится мониторинг*	*В бумажном и электронном виде*
ПНГ для газлифта		*Расходомер*		*$м^3$*	и	*Ежемесячно*	*Проводится мониторинг*	*В бумажном и электрон. виде*
НПГ для продажи		*Расходомер*		*$м^3$*	и	*Ежемесячно*	*Проводится мониторинг*	*В бумажном и электронном виде*

Факторы выбросов для энергосистемы	EF_{CO2}	Министерство экономики Нидерландов, май 2004 г.	-	*mCO_2/МВт·ч*	Принятый	*Ежегодно*	*Мониторинг не проводится*	-
Эффективность сжигания ПНГ в факеле	FE	Руководящие указания 2006г. РКИК, том 2, Энер-гетика, глава 2, стационар-ное сжигание , с.2.14	-	%/100	-	*Постоянно*	*Мониторинг не проводится*	-
Фактор выбросов для дизельного топлива	EF_{DF}	Руководящие указания 2006г. РКИК, том 2, Энергетика, глава 2, стационарное сжигание	-	*tCO2/TJ*	-	*Постоянно*	*Мониторинг не проводится*	-
Плотность CH_4	ρ_{CO2}	Справочник по химии	-	*кг*/м^3	-	*Постоянно*	*Мониторинг не проводится*	-
Потенциал глобального потепления для метана	GWP_{CH4}	Руководящие указания 2006г. РКИК	-	тCO_2э/тCH_4	-	*Постоянно*	*Мониторинг не проводится*	-

B.3. Описание формул, используемых для расчета снижения выбросов, обеспечиваемого проектом:

Формулы, используемые для расчета выбросов по проекту

Выбросы парниковых газов по проекту от потребления электроэнергии на КС-1и 2:

Ссылка на формулу номер D.1 в ПТД $\mathbf{PE_{EC} = PE_{EC,CS-1} + PE_{EC,CS-2}}$

Выбросы CO_2 от потребления электроэнергии на КС-1, $PE_{EC,CS-1}$: (D.1.1) $PE_{EC,\ CS-1} = (\Sigma EC_{CS-1}/1000)\cdot EF_{CO2}$ $PE_{EC,\ CS-1}$ – выбросы CO_2 от потребления электроэнергии на КС-1, тCO_2	Выбросы CO_2 от потребления электроэнергии на КС -2, $PE_{EC,CS-2}$: (D.1.1') $PE_{EC,\ cp-1} = (\Sigma EC_{CS-2}/1000)\cdot EF_{CO2}$ $PE_{EC,\ CS-2}$ – выбросы CO_2 от потребления электроэнергии на КС -2, тCO_2

EF_{CO2} - фактор эмиссии CO_2, рекомендованный для применений, когда рассчитываются выбросы в сети России, тCO2/МВт·ч.[6]. Ниже даны значения этих факторов согласно действующим Руководящим Указаниям:

Параметр	Показатель	Единица	2009	2010	2011	2012
Фактор эмиссии CO_2	EF_{CO2}	тCO_2/МВт·ч	0,557	0,550	0,542	0534

Выбросы парниковых газов в ПТД от сжигания НПГ для вспомогательных целей ГТУ KCS-1,2 в ЦПУ 1.2), PE_{EN}:

Формула номер D.2 из ПТД $PE_{EN} = PE_{EN,\ CS-1} + PE_{EN,\ CS-2}$

[6]Действующие Руководящие указания для Проектно-технической документации Проекта Совместного Осуществления. Том 1: Общие руководящие указания, Министерство Экономики Нидерландов, май 2004 г., Таблица B2, страница 43

Выбросы парниковых газов от сжигания ПНГ на КС- 1 в ЦПУ-1: (D 2.1) $PE_{EN, CS-1} = PE_{EN, GTU, CS-1}$ $PE_{EN, GTU, CS-1}$ – выбросы от сжигания НПГ в ГТУ КС-1, тCO_2 **Выбросы парниковых газов от сжигания ПНГ в ГТУ КС-1** (D 2.1.1) $PE_{EN, GTU, CS-1} = EF_{CO2, APG, CSp-1} \Sigma FC_{APG, GTUi, CS-1} /1000$ $\Sigma FC_{APG, GTUCS-1}$ – totalAPGcombusted at GTUs of CS-1, $м^3$ $EF_{CO2,APG,CS-1}$ – фактор выбросов CO_2 епри сжигании НПГ в КС -1, тCO_2/тыс. $м^3$ (D 2.1.2) $EF_{CO2,APG,CS-1} = (y_{CO2} + (Nc_{CH4} * y_{CH4} + Nc_{VOC} * y_{VOC})) * \rho CO_2 * FE_{GTU}$ $y_{CO2}, y_{CH4}, y_{VOC}$–объемные доли углерода, метана и летучих органических соединений ЛОС[1] в ПНГ, (источник информации – протокол анализа газа в установке подготовки Топливного Газа на КС-1). Nc_{CH4}, Nc_{VOC}– количество молей углерода соответственно в моле метана и в ЛОС	**Выбросы парниковых газов от сжигания ПНГ на КС- -2 и в ЦПУ-2:** (D 2.1)' $PE_{EN,CS-2} = PE_{EN, GTU, CS-2}$ $PE_{EN, GTU, CS-2}$– выбросы от сжигания НПГ в ГТУ КС -2, тCO_2 **Выбросы парниковых газов от сжигания ПНГ в ГТУ КС -2** (D 2.1.1)'$PE_{EN, GTU, CS-2} = \cdot EF_{CO2, APG, CS-2} \Sigma FC_{APG, GTUi, CS-2} /1000$ $\Sigma FC_{APG, GTU, CS-2}$ – totalAPGcombusted at GTUs of CS-2, $м^3$ $EF_{CO2, APG, CS-2}$ – фактор выбросов CO_2 э при сжигании НПГ в КС-2, тCO_2/тыс. $м^3$ (D 2.1.2)' $EF_{CO2,APG, CS-2} = (y_{CO2} + (Nc_{CH4} * y_{CH4} + Nc_{ЛНОС} * y_{ЛНОС})) * \rho CO_2 * FE_{GTU}$ $y_{CO2}, y_{CH4}, y_{VOC}$– объемные доли углерода, метана и летучих органических соединений ЛОС[1] в ПНГ, (источник информации – протокол испытания газа в Установке подготовки Топливного Газа на КС-1). Nc_{CH4}, Nc_{VOC}– количество молей углерода соответственно в моле метана и в ЛОС

Выбросы по проекту от дизельных станций:

Формула D.3 из ПТД: $PE_{DF} = PE_{DF_cp1} + PE_{DF_cp2}$

PE_{DF_CS-1} – выбросы на дизельной электростанции КС-1, тCO_2

PE_{DF_CS-2} – выбросы на дизельной электростанции КС-2, тCO_2

[7] Руководящие Указания 2006 г. МГЭИК, том 2, Энергия, Глава 2, Стационарное сжигание, с.2.14

Выбросы на дизельной электростанции КС-1,$PE_{DF,CS-1}$ (D 3.1) $\mathbf{PE_{DF,CS1}}$= ·$EF_{DF}FC_{DF,CS\ 1}$*	**Выбросы на дизельной электростанции КС -2,$PE_{DF,_CS-2}$** (D 3.1)' $\mathbf{PE_{DF,CS2}}$= ·$EF_{DF}FC_{DF,CS\ 2}$*

EF_{DF} – фактор выбросов CO_2 от сжигания дизельного топлива, фиксированное значение 77,4 тCO_2/ТДж[8]

*Приведенные выше формулы (D 3.1) и (D 3.1)' являются неправильными, поскольку там пропущена низшая теплотворная способность дизельного топлива (NCV_{DF}). Но как показано в Разделе А.4 этого отчета, данная ошибка не вызывает изменений в оценке выбросов, сделанных в ПТД (оценка была проведена для деятельности по проекту без использования резервного дизельного топлива), либо практически не влияет на результаты мониторинга (можно считать годовые выбросы на КС-1 и 2, равные 36,7 тCO_2, пренебрежимо малыми). Тем не менее, при допущении, что NCV_{DF} = 46,624 МДж/кг (источник: Википедия) расчеты выбросов по проекту включают составляющую $\mathbf{PE_{DF,CS}}$.

Общие выбросы парниковых газов по проекту,PE:

Формула D.4 из ПТД: $\mathbf{PE = PE_{EC} + PE_{EN} + PE_{DF}}$

<u>Формулы, используемые для расчета выбросов по базовой линии (БЛ).</u>

Выбросы парниковых газов по базовой линии при сжигании НПГ в факелах в ЦПУ-1,2нефте газоконденсатного месторождения в Уренгое

(D.5) $\mathbf{BE = BE_{F,CPF-1} + BE_{F,CPF-2}}$

$BE_{,F,CPF\ -1}$ **– выбросы по базовой линии от сжигания ПНГ в факелах в ЦПУ**-1, тCO_2э

$BE_{F,CPF\ -2}$ **- выбросы по базовой линии при сжигании ПНГ в факелах на ЦПУ** -2, тCO_2э

[8]Стандарное значение. Источник информации: Руководящие указания 2006 г. МГЭИК для Национального реестра парниковых газов, том 2, глава 2, страница 2.18, таблица 2.2

Выбросы CO_2 по базовой линии при сжигании ПНГ в факелах на ЦПУ-1 (D.5.1)$BE_{F,ЦПУ-1}$= $EF_{CO2,НПГ,F,ЦПУ-1}$ *$FC_{НПГР,БЛ,ЦПУ-1}$/1000 $FC_{APG,BL,CPF-1}$ – общее количество ПНГ низкого давления, которое должно сжигаться в факелах на ЦПУ-1 по базовой линии, $м^3$ (D. 5.1.1) $FC_{APG,BL,CPF-1}$ = $FC_{gaslift_CS-1}$+FC_{trade_CS-1}+FC_{fuel_CS-1} $FC_{gaslift_CS-1}$ – подача сжатого ПНГ в газлифтную систему на КС -1 при деятельности по проекту, $м^3$; FC_{trade_CS-1} – подача сжатого ПНГ в газотранспортную систему на КС-1 при деятельности по проекту, $м^3$; FC_{fuel_CS-1}– подача сжатого НПГ для потребления в качестве топлива на КС-1 по проектной деятельности, $м^3$;	**Выбросы CO_2 по базовой линии при сжигании ПНГ в факелах на ЦПУ -2** (D.5.1)' $BE_{,F,CPF-2}$= $EF_{CO2,APG,F,CPF-2}$ *$FC_{APG,BL,CPF-2}$/1000 $FC_{APG,BL,CPF-2}$– общее количество ПНГ низкого давления, которое должно сжигаться в факелах на ЦПУ -2 по базовой линии, $м^3$ (D. 5.1.1)' $FC_{APG,BL,CPF-2}$= $FC_{gaslift_CS-2}$+FC_{trade_CS-2}+FC_{fuel_CS-2} $FC_{gaslift_CS-2}$ – подача сжатого ПНГ в газлифтную систему на КС-2 при деятельности по проекту, $м^3$; FC_{trade_CS-2} – подача сжатого ПНГ в газотранспортную систему на КС-2 при деятельности по проекту, $м^3$; FC_{fuel_CS-2}– – подача сжатого НПГ для потребления в качестве топлива на КС-2 при проектной деятельности, $м^3$;
Фактор выбросов CO_2 при сжигании ПНГ в факелах на ЦПУ-1, $EF_{CO2,APG,F,CPF-1}$ (D 5.1.2) $EF_{CO2,APG,F,CPF-1}$ = (y_{CO2} +(Nc_{CH4}*y_{CH4}+Nc_{VOC}*y_{VOC}))*ρCO_2*FEf y_{CO2},y_{CH4}, y_{VOC}– объемные доли углерода, метана и летучих органических соединений VOC[1] в ПНГ, (источник информации – протокол анализа газа на нефтеперерабатывающей установке на ЦПУ -1). Nc_{CH4}, Nc_{VOC}– количество молей углерода соответственно в молях метана и ЛОС.	**Фактор выбросов CO_2 при сжигании ПНГ в факелах на ЦПУ -2, $EF_{CO2,APG,F,CPF-2}$** (D 5.1.2)' $EF_{CO2,APG,F,CPF-2}$ = (y_{CO2} +(Nc_{CH4}*y_{CH4}+Nc_{VOC}*y_{VOC}))*ρCO_2*FEf y_{CO2},y_{CH4}, y_{VOC}–объемные доли углерода, метана и летучих органических соединений VOC[1] в НПГ, (источник информации – протокол анализа газа на нефтеперерабатывающей установке на ЦПУ-2). Nc_{CH4}, Nc_{VOC}– количество молей углерода соответственно в молях метана и ЛОС.

ρCO_2– удельный вес CO_2 при нормальных условиях, равный 1,831 кг/м3.

FEf – эффективность сжигания ПНГ в факелах, равная 0,98[9]

Выбросы CH_4 при неполном сгорании НПГ на ЦПУ-1, $BE_{CH4, F,CPF-1}$	**Выбросы CH_4 при неполном сгорании НПГ на ЦПУ -2, $BE_{CH4, F,CPF-2}$**
(D. 5.2) $BE_{CH4, F,CPF-1} = EF_{CH4,F,cpc-1} * FC_{APG,BL,CPF-1}/1000$	(D. 5.2)' $BE_{CH4,F,CPF-2} = EF_{CH4,F,CPF-2} * FC_{APG,BL,CPF-2}/1000$
$EF_{CH4,F,CPF-1}$ - фактор выбросов метана (выраженный в CO2 эквиваленте) при сжигании НПГ в факелах на ЦПУ-1, тCO2э/тыс. м^3	$EF_{CH4,F,CPF-2}$ - фактор выбросов метана (выраженный в CO2 эквиваленте) при сжигании НПГ в факелах на ЦПУ-2, тCO2э/тыс. м^3
$EF_{CH4,F,CPF-1} = y_{CH4,CPF-1} * \rho CH_4 * (1-FE) * GWP_{CH4}$	$EF_{CH4,F,CPF-2} = y_{CH4,CPF-2} * \rho CH_4 * (1-FE) * GWP_{CH4}$

ρCH_4– удельный вес метана при нормальных условиях, равный 0,667 кг/м^3

FE – эффективность сжигания ПНГ в факелах, равная 0,98[10]

GWP_{CH4} – потенциал глобального потепления для метана, равный 21 тCO_2/тCH_4

$BE = (BE_{CO2,F,CPF-1} + BE_{CH4,F,CPF-1}) + (BE_{CO2,F,CPF-2} + BE_{CH4,F,CPF-2})$

<u>Формулы, используемые для расчета утечек</u>

Согласно ПТД в.04, утечки в данном проекте равны нулю.

<u>Формулы, используемые для расчета снижения выбросов, обеспечиваемого проектом</u>

Для оценки снижения выбросов, обеспечиваемого проектом, применяются следующие формулы:

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad или \quad ER_m = BE_m - PE_m$$

Формулы, представленные в данном разделе, используются либо с индексом "y" для всего года в 2010 и 2011 гг. либо с индексом "м" для месяцев деятельности по проекту в 2009 и 2012 гг.

[9] Руководящие указания 2006 г. МГЭИК для Национальных инвентаризаций парниковых газов, том 2, Энергия, Глава 4 (Подраздел 4.2. "Вредные выбросы из систем с мазутом и природным газом",уравнения 4.2.4 приводятся на странице 4.45).

[10] Руководящие указания 2006 г. МГЭИК, том 2, Энергия, Глава 4, Вредные выбросы, с.4.49

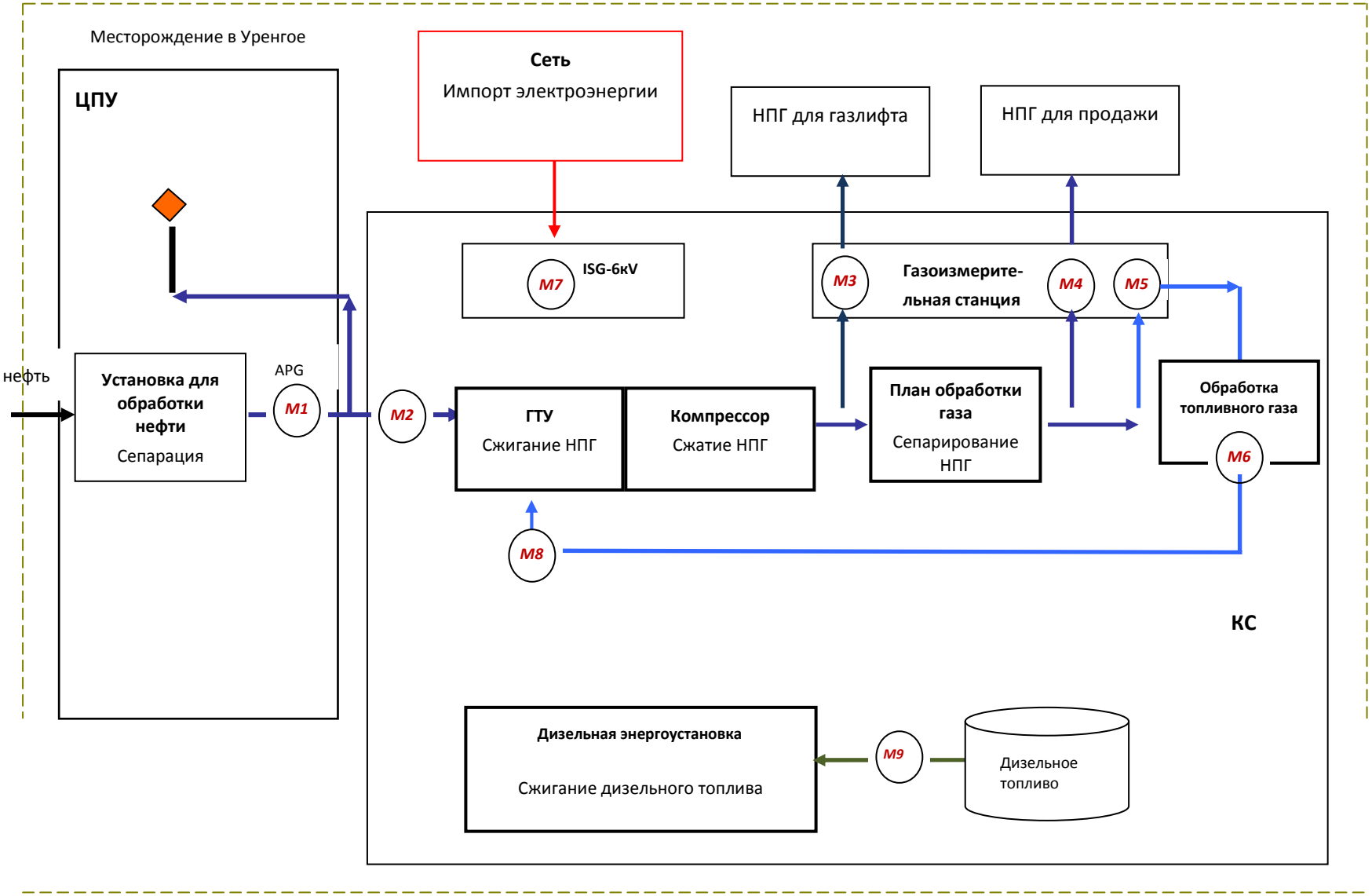
B.4. Производственная и управленческая структура, применяемая для выполнения плана мониторинга:

План мониторинга и управленческая структура полностью соответствуют уже существующей системе мониторинга производства и регулирования в ООО “Газпром Добыча Уренгой”. Мониторинг таких основных параметров, как потребление ПНГ и расход электроэнергии проводится дежурными инженерами и инженерами-энергетиками. Определение объемного содержания метана и других углеводородов в ПНГ проводится сертифицированной лабораторией.

Только сертифицированное и надлежащим образом калиброванное оборудование используется для измерения параметров, включенных в план мониторинга. Все оборудование подвергается своевременной калибровке и поверке в соответствии с российскими стандартами и правилами, внутренними графиками проведения поверок. Обычно счетчики и оборудование поверяются и калибруются в периоды запланированных остановов. Однако в случае, если прибор следует взять для поверки и калибровки во время работы, такой прибор может быть заменен резервным. Некалиброванные измерительные приборы и оборудование не могут использоваться для мониторинга параметров.

Описание того, в каких точках снимаются, обрабатываются, проверяются и преобразуются в ежемесячные данные в электронном виде электроэнергии, объемов ПНГ и состава ПНГ приведены на схеме ниже.

Фигура D.1.1. Точки выполнения мониторинга



Условные обозначения

Мп	Точки проведения мониторинга		Поток ПНГ низкого давления после нефтеперерабаты-вающей установки
	Факелы НПГ низкого давления		Поток сжатого ПНГ для газлифта
Дизель	Резервуар для дизельного топлива		Поток сжатого НПГ для продажи
ЦПУ	Центральная производственная установка		Поток сжатого воздуха для подачи топлива
КС	Компрессорная станция		Импорт электроэнергии из сети
ВРУ-6 кВ	Внутреннее распред. устройство – 6 кВ		Подача дизельного топлива на место работы Дизельной электростанции

Информация по измерительным приборам, используемым для мониторинга, представлена ниже в Разделе Б.6.

Структура управления выполнения плана мониторинга сокращений при реализации Проекта будет адаптирована к существующей системе учёта и отчётности в ООО «Газпром добыча Уренгой». Роли и ответственности лиц, подразделений и организаций, осуществляющих данный мониторинг, распределяются следующим образом:

№№	Организации	Должность/подразделение	Задачи	Комментарии
1.	ОАО «Газпром», Москва	Руководство Управления энергосбережения и экологии Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа	Утверждение отчетов о мониторинге	Передача отчета для верификации Передача отчета о верификации в «Газпром добыча Уренгой».
2.	ЗАО «НОППУ»	Департамент развития проектов	Координация действий и консультирование по мониторингу (при необходимости)	Составление отчета о мониторинге Передача отчета о мониторинге в «Газпром добыча Уренгой».
3.	ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва	«Лаборатория охраны окружающей среды и ресурсосбережения Центра по экологической безопасности, энергоэффективности и охраны труда»;	Обработка данных для подготовки отчета о мониторинге (при необходимости)	Расчеты фактических сокращений выбросов по формулам раздела D.
4.	ООО «Газпром добыча Уренгой»	Отдел технического прогресса и охраны окружающей среды	Запрос утвержденного исполнительного баланса ПНГ, отчета по потреблению электроэнергии, данные по составу ПНГ	Подготовка и представление данных в лабораторию охраны окружающей среды ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
5.	ООО «Газпром добыча Уренгой»	Руководство	Анализ данных по деятельности компании за отчетный период	Утверждение исполнительного баланса и отчета по потреблению электроэнергии. Срок хранения данных на бумажных носителях 3 года, в электронном виде 5 лет.
6.	ООО «Газпром добыча Уренгой»	Производственный отдел по добыче и подготовке конденсата, нефти	Подготовка ежемесячных исполнительских балансов	В состав баланса входит по следующая информация • Ресурсы газа

				• Добыча газа • Объем газа, сожженного на факелах • Объем газа, использованного для собственных нужд предприятия, в том числе технологическим потерям.
7.	ООО «Газпром добыча Уренгой»	Отдел главного энергетика	Подготовка ежемесячных отчетов по потреблению электроэнергии	Предоставление отчетов руководству компании
8.	ООО «Газпром добыча Уренгой»	Химико-аналитическая лаборатория инженерно-технического центра	Подготовка ежемесячных результатов по составу ПНГ (на ЦПС и КС после установки подготовки газа)	Предоставление результатов руководству компании
9.	ООО «Газпром добыча Уренгой»	Центральная диспетчерская	Сбор ежесуточных данных по балансу ПНГ и потреблению электроэнергии по компании	Передача данных для обработки в отделы компании
10.	ООО «Газпром добыча Уренгой»	Производственно диспетчерская служба НГДУ	Сбор ежесуточных данных по балансу ПНГ и потреблению электроэнергии по НГДУ	Информация фиксируется в Журнале по учету газа и передается для обработки в центральную диспетчерскую компании
11.	ООО «Газпром добыча Уренгой»	Дежурные операторы ЦПС 1,2	Сбор ежесуточных данных по балансу ПНГ и потреблению электроэнергии по ЦПС 1,2	Данные заносятся в режимный лист и передаются для обработки в ПДС НГДУ
12.	ООО «Газпром добыча Уренгой»	Дежурные машинисты КС 1,2	Составление ежесуточных сводок по балансу низконапорного ПНГ и потреблению электроэнергии (по состоянию на 11 часов)	Передача сводок дежурным операторам ЦПС

Анализ содержания ПНГ проводится ежемесячно. Образцы берутся Химико-аналитической лабораторией (ХАЛ) Технического центра.

За время мониторинга не были установлены длительные перерывы в измерениях. Короткие перерывы до 1 дня можно заменить расчетами на основе других данных. Например, одночасовой перерыв в измерении потребляемой мощности может быть заменен расчетом, основанным на конкретных цифрах, определенных заранее. Неточность в таких случаях слишком мала, чтобы влиять на годовые/месячные цифры, и ею можно пренебречь. С учетом того, что за время периода мониторинга, таких долгих перерывов не было, то такое допущение вполне приемлемо.

Долгие перерывы (более одного дня) в измерениях должны рассматриваться отдельно от случая к случаю. Но в любом случае, прежде всего, должен применяться принцип консервативности. Могут быть применены и некоторые другие опции. Для расчета данных, которые невозможно измерить откалиброванными приборами, можно применить несколько основных вариантов:

1) Рассчитать параметры на основе других производственных параметров. Этот вариант следует применять, если возможен расчет измеренного параметра на основе других непосредственно измеренных параметров.
2) Взять наиболее консервативные данные за прошедший период. Этот вариант может быть применен для установления состава ПНГ;
3) Исключить снижение выбросов за такой период из отчетов по мониторингу.

Согласно плану мониторинга, компания LLC “ГазпромДобычаУренгой” передает все данные фирме Gazprom Marketing&Trading Ltd., которая ответственна за подготовку отчета по мониторингу и за выполнение задач верификации. Данные по мониторингу должны храниться, по крайней мере, в течение 2 лет после последней передачи ЕСВ.

B.5. Контроль качества (КК) и гарантия качества (ГК):

D.2. Процедуры контроля качества и гарантии качества, предпринятые для мониторинга данных:

Данные *(укажите таблицу и идентификационный номер)*	**Степень неопределенности данных (высокая/средняя/низкая)**	**Объясните планируемые процедуры контроля качества/гарантии качества для этих данных, или почему в их проведении нет необходимости**
M1, M3, M4, M5 таблица D.1.1.3	низкая [11]	Поверка приборов осуществляется 1 раз в два года ФГУ «Тюменский ЦСМ», постоянный метрологический надзор осуществляет метрологическая служба ООО «Газпром добыча Уренгой», аккредитованное на техническую компетентность[12].
M8 таблица D.1.1.1	низкая	Поверка приборов осуществляется 1 раз в два года ФГУ «Тюменский ЦСМ», постоянный метрологический надзор осуществляет метрологическая служба ООО «Газпром добыча Уренгой», аккредитованное на техническую компетентность
M9 таблица D.1.1.1	низкая	Поверка приборов осуществляется 1 раз в два года ФГУ «Тюменский ЦСМ», постоянный метрологический надзор осуществляет метрологическая служба ООО «Газпром добыча Уренгой», аккредитованное на техническую компетентность
M4 таблица D.1.1.3	низкая	Поверка приборов осуществляется 1 раз в два года ФГУ «Тюменский ЦСМ», постоянный метрологический надзор осуществляет метрологическая служба ООО «Газпром добыча Уренгой», аккредитованное на техническую компетентность
M7 таблица D.1.1.1	низкая	Поверка осуществляется согласно предписаниям производителей прибора.
M2 и M6таблица D.1.1.1 и таблица D.1.1.3	низкая	Химико-аналитическая лаборатория физико-химического отдела ИТЦ соответствует требованиям ГОСТ Р ИСО/МЭК 17025-2000[13].

Архивирование данных

[11] Суммарная погрешность измерительного комплекса составляет 1,0-1,5%.

[12] Аттестат аккредитации № 012 от 01.02.2008. действителен до 28.01.2012

[13] Аттестат аккредитации №РОСС RU.0001.510998 от 17.12.2007 до 13.11.2011

Данные по параметрам, подвергаемым мониторингу, архивируются в специальной электронной базе данных. База данных имеет соответствующее обслуживание, сводящее к минимуму любую возможность утраты данных. Таблицы в Excel с расчетами хранятся в компьютерах ответственных лиц в обеих организациях – ООО “Газпром Добыча Уренгой” и в компании “Gazprom Marketing and Trading”. Все данные должны храниться, по меньшей мере, в течение 2 лет после окончания периода кредитования или последнего выпуска ЕСВ.

Б.6. Данные по измерительным приборам и организациям, ответственным за измерение параметров мониторинга:

Таблица Б.6-1. Данные по приборам, измеряющим расходы НПГ, м^3

Измерительная система	***Объекты измерения***	***Серийный номер***	***Компоненты прибора***	***Точность***	***Комментарии***
Измерительный контроллер FloBoss 407	КС-1. Коллектор ПНГ для продажи	15837697	Вычислитель FloBoss 407 – 1 шт. Многопараметрический датчик MVS 205R – 3 шт., термо-преобразователь сопротивления Rosemount KEMA 99 Pt100 – 3 шт. Автоматизированная система технологических операций – 1 шт. Автоматизированное рабочее место оператора – 1 шт.	±0.65%	3-канальная измерительная установка FloBoss 407
	КС-1. ПНГ для ГТУ	15837697		±0.7%	
	КС-1. Газлифтный ПНГ	15837697		±1.08%	
	КС-1. Коллектор НПГ для продажи (резервный измерительный сектор)	15837698		±0.65%	2-канальная измерительная установка FloBoss 407
	КС-1. НПГ для ГТУ (резервный измерительный сектор)	15837698		±0.7%	
Измерительный контроллер FloBoss 407	КС-2. Коллектор ПНГ для продажи	16980297	Вычислитель FloBoss 407 – 1 шт. Многопараметрический датчик MVS 205R – 3 шт., термо-преобразователь	±0.65%	3-канальная измерительная установка FloBoss 407

	КС-2. ПНГ для ГТУ	16980297	сопротивления Rosemount KEMA 99 Pt100 – 3 шт. Автоматизированная система технологических операций – 1 шт. Автоматизированное рабочее место оператора – 1 шт.	±0.7%	
	КС-2. Газлифтный ПНГ	16980297		±1.08%	
	КС-2. Коллектор ПНГ для продажи (резервный измерительный сектор)	16980298		±0.65%	2-канальная измерительная установка FloBoss 407
	КС-2. ПНГ для ГТУ (резервный измерительный сектор)	16980298		±0.7%	

Таблица Б.6-1. Данные для калибровки (поверки)

Измерительный объект	**Измерительный прибор**	**Серийный номер**	**Интервал калибровки**	**Дата первой калибровки**	**Дата второй калибровки**	**Дата окончания срока действия калибровки**	**Организация, ответственная за калибровку**
Основные измерительные секторы КС-1	Вычислитель FloBoss 407	15837697	2 года	20.07.2009	26.07.2011	26.07.2013	Метрологическая служба “УренгойГазАвтоматизация” ООО “Газпром добычаУренгой”
КС-1. Коллектор ПНГ для продажи	Многопараметрический датчик MVS 205R	0251397	2 года	20.07.2009	26.07.2011	26.07.2013	Метрологическая служба “УренгойГазАвтоматизация” ООО “Газпром добычаУренгой”
КС-1. Коллектор ПНГ для продажи	Термопреобразователь сопротивления Rosemount KEMA 99 Pt100/-50.. +200°C	03186917	2 года	03.08.2009	22.07.2011	22.07.2013	Метрологическая служба “УренгойГазАвтоматизация” ООО “Газпром добычаУренгой”

КС-1. ПНГ для ГТУ	Многопараметрический датчик MVS 205R	03033495	2 года	20.07.2009	26.07.2011	26.07.2013	Метрологическая служба “УренгойГазАвтоматизация” ООО “Газпром добычаУренгой”
КС-1. ПНГ для ГТУ	Термопреобразователь сопротивления Rosemount KEMA 99 Pt100/-50.. +200°C	03186921	2 года	03.08.2009	22.07.2011	22.07.2013	Метрологическая служба “УренгойГазАвтоматизация” ООО “Газпром добычаУренгой”
КС-1. Газлифтный ПНГ	Многопараметрический датчик MVS 205R	0251396	2 года	20.07.2009	26.07.2011	26.07.2013	Метрологическая служба “УренгойГазАвтоматизация” ООО “Газпром добычаУренгой”
КС-1. Газлифтный ПНГ	Термопреобразователь сопротивления Rosemount KEMA 99 Pt100/-50.. +200°C	03186921	2 года	28.07.2009	27.07.2011	27.07.2013	Метрологическая служба “УренгойГазАвтоматизация” ООО “Газпром добычаУренгой”
Резервные измерительные секторы КС-1	Вычислитель FloBoss 407	15837698	2 года	20.07.2009	26.07.2011	26.07.2013	Метрологическая служба “УренгойГазАвтоматизация” ООО “Газпром добычаУренгой”
КС-1. Коллектор НПГ для продажи (резервный измерительный сектор)	Многопараметрический датчик MVS 205R	0251397	2 года	20.07.2009	26.07.2011	26.07.2013	Метрологическая служба “УренгойГазАвтоматизация” ООО “Газпром добычаУренгой”
КС-1. Коллектор НПГ для продажи (резервный измерительный сектор)	Термопребразователь сопротивления Rosemount KEMA 99 Pt100/-50.. +200°C	03186919	2 года	20.07.2009	22.07.2011	22.07.2013	Метрологическая служба “УренгойГазАвтоматизация” ООО “Газпром добычаУренгой”
КС-1. НПГ для ГТУ (резервный измерительный сектор)	Термопреобразователь сопротивления Rosemount KEMA 99	0251400	2 года	20.07.2009	26.07.2011	26.07.2013	Метрологическая служба “УренгойГазАвтоматизация” ООО “Газпром добычаУренгой”

	Pt100/-50.. +200°C						
КС-1. НПГ для ГТУ (резервный измери-тельный сектор)	Термопреобразо-ватель сопротив-ления Rosemount KEMA 99 Pt100/-50.. +200°C	03186918	2 года	28.07.2009	26.07.2011	26.07.2013	Метрологическая служба “УренгойГазАвтоматизация” ООО “Газпром добычаУренгой”
Основные измерительные секторы КС-2	Вычислитель FloBoss 407	1690297	2 года	23.10.2008	22.10.2010	22.10.2012	Метрологическая служба “УренгойГазАвтоматизация” ООО “Газпром добычаУренгой”
КС-2. Коллектор НПГ для продажи	Многопарамет-рический датчик MVS 205R	0251404	2 года	20.07.2009	26.07.2010	26.07.2013	Метрологическая служба “УренгойГазАвтоматизация” ООО “Газпром добычаУренгой”
КС-2. Коллектор ПНГ для продажи	Термопреобразо-ватель сопротив-ления Rosemount KEMA 99 Pt100/-50.. +200°C	03186924	2 года	29.07.2009	22.10.2010	22.10.2012	Метрологическая служба “УренгойГазАвтоматизация” ООО “Газпром добычаУренгой”
КС-2. ПНГ для ГТУ	Многопарамет-рический датчик MVS 205R	0251402	2 года	23.10.2008	15.10.2010	15.10.2012	Метрологическая служба “УренгойГазАвтоматизация” ООО “Газпром добычаУренгой”
КС-2. ПНГ для ГТУ	Термопреобразо-ватель сопротив-ления Rosemount KEMA 99 Pt100/-50.. +200°C	03186925	2 года	29.07.2009	18.10.2010	18.10.2012	Метрологическая служба “УренгойГазАвтоматизация” ООО “Газпром добычаУренгой”
КС-2. Газлифтный ПНГ	Многопарамет-рический датчик MVS 205R	0251395	2 года	23.10.2008	22.10.2010	22.10.2012	Метрологическая служба “УренгойГазАвтоматизация” ООО “Газпром добычаУренгой”
КС-2. Газлифтный ПНГ	Термопребразова-Тель сопротивления Rosemount KEMA 99	03186922	2 года	29.07.2009	22.10.2010	22.10.2012	Метрологическая служба “УренгойГазАвтоматизация” ООО “Газпром добычаУренгой”

	Pt100/-50.. +200°C						
Резервные измерительные секторы КС-2	Вычислитель FloBoss 407	16980298	2 years	23.10.2008	15.10.2010	15.10.2012	Метрологическая служба “УренгойГазАвтоматизация” ООО “Газпром добычаУренгой”
КС-2. Коллектор ПНГ для продажи (резервный измерительный сектор)	Многопараметрический датчик MVS 205R	0247924	2 years	23.10.2008	22.10.2010	22.10.2012	Метрологическая служба “УренгойГазАвтоматизация” ООО “Газпром добычаУренгой”
КС-2. Коллектор ПНГ для продажи (резервный измерительный сектор)	Термопреобразователь сопротивления Rosemount KEMA 99 Pt100/-50.. +200°C	03186926	2 years	03.08.2009	15.10.2010	15.10.2012	Метрологическая служба “УренгойГазАвтоматизация” ООО “Газпром добычаУренгой”
КС-2. ПНГ для ГТУ (резервный измерительный сектор)	Многопараметрический датчик MVS 205R	0251401	2 years	23.10.2008	15.10.2010	15.10.2012	Метрологическая служба “УренгойГазАвтоматизация” ООО “Газпром добычаУренгой”
КС-2. ПНГ для ГТУ (резервный измерительный сектор)	Термопреобразователь сопротивления Rosemount KEMA 99 Pt100/-50.. +200°C	03186923	2 years	03.08.2009	15.10.2010	15.10.2012	Метрологическая служба “УренгойГазАвтоматизация” ООО “Газпром добычаУренгой”

Таблица Б.6-6. Данные по измерительным приборам для оределения количества электроэнергии, подаваемой из сети для собственных нужд, МВт·ч

Компрессорная станция	**Измерительный прибор**	**Серийный номер**	**Точность**	**Интервалкалибровки**	**Дата первой калибровки**	**Дата окончанияк алиб- ровки**	**Организация, ответственная за калибровку**
КС- 1, вход 1	Счетчик электроэнергии αA1805RL-P4G-DW-4	01180767	0.5S	12 лет	24.04.09	24.04.20	Метрологическая служба “УренгойГазАвтоматизация” ООО

	Преобразователь тока MAK140/100h 2500/5 – 3 установки						“Газпром добычаУренгой”
КС- 1, вход 2	Счетчик электроэнергии αA1805RL-P4G-DW-4 Преобразователь тока MAK140/100h 2500/5 – 3 установки	01180769	0.5S	12 лет	24.04.09	24.04.20	Метрологическая служба “УренгойГазАвтоматизация” ООО “Газпром добычаУренгой”
КС- 2, вход 1	Счетчик электроэнергии αA1805RL-P4G-DW-4 Преобразователь тока MAK140/100h 2500/5 – 3 установки	01180768	0.5S	12 лет	24.04.09	24.04.20	Метрологическая служба “УренгойГазАвтоматизация” ООО “Газпром добычаУренгой”
КС- 1, вход 2	Счетчик электроэнергии αA1805RL-P4G-DW-4 Преобразователь тока MAK140/100h 2500/5 – 3 установки	01180768	0.5S	12 лет	24.04.09	24.04.20	Метрологическая служба “УренгойГазАвтоматизация” ООО “Газпром добычаУренгой”dobychaUrengoy”

Таблица Б.6-8. Данные о лаборатории, которая проводит анализы НПГ

Объект анализа	**Параметры, подвергаемые мониторингу**	**Периодичность измерений**	**Лаборатория, ответственная за мониторинг выбранных параметров parameters**
Состав топливного ПНГ, % по объему	Объемное содержание метана и других углеводородов в ПНГ	Периодически, в соответствии с принятым графиком	Химико-аналитическая лаборатория (ХАЛ) Технического Центра. Сертификат аккредитации № РОСС RU.0001.513203, действительный до 12.01.2013.
Химический состав ПНГ низкого давления at ЦПС 1, %-объемный	Объемное содержание метана и других углеводородов в ПНГ	Периодически, в соответствии с принятым графиком	Химико-аналитическая лаборатория (ХАЛ) Технического Центра. Сертификат аккредитации № РОСС RU.0001.513203, действительный до

			12.01.2013.
Химический состав ПНГ низкого давления в ЦПС 2, %-объемных	Объемное содержание метана и других углеводородов в ПНГ	Периодически, в соответствии с принятым графиком	Химико-аналитическая лаборатория (ХАЛ) Технического Центра. Сертификат аккредитации № РОСС RU.0001.513203, действительный до 12.01.2013.

В.7. Данные по охране окружающей среды:

До начала своего действия проект был утвержден с оценкой воздействия на окружающую среду Федеральной Государственной службой “ГлавГосЭкспертизаРоссии” № 614-07/SPE-68 (в Реестре за № 00-1-4-1529-08) и № 029-08/SPE-0279/02 (в Реестре за № 00-1-4-1544-08).

Компрессорные станции и другие установки проекта являются составной частью промышленных комплексов по добыче и переработке нефти, расположенных на месте одного нефтяного месторождения. Согласно российским законам и правилам по защите окружающей среды они включаются в общепринятую (для компании и данного места) систему нормативного регулирования, мониторинга, архивирования и отчетности. Эта обычная система содержит предельные значения выбросов, сбросов загрязненных вод и управления отходами, а также требует получения ежегодных разрешений от государственных надзорных органов и ежегодных отчетов в общегосударственную статистику (формы 2 т.п. - воздух, 2 т.п. - вода и 2 т.п. - отходы). Все эти документы содержат данные по выбросам от КС-1 и КС-2 (это основное воздействие от деятельности по проекту), сбросу загрязненных вод и отходам.

Что касается времени действия разрешений на выбросы в атмосферу на нефтедобывающих месторождениях № 1 и № 2, полученных от регионального Отделения Федеральной Службы “Росприроднадзор”, то они действительны на период с 01/03/2011 до 31/12/2015. Имеются копии этих разрешений и отчеты в государственные статистические органы, которые могут быть представлены по просьбе АНО.

Раздел В. Расчет снижения выбросов

В.1. Данные по мониторингу:

Таблица В.-1. содержит значения параметров мониторинга, указанных выше в Разделе Б.2. Значения, приводимые в данном разделе, используются для расчета снижения выбросов за период мониторинга с 1 ноября 2009 г. по 31 мая 2012 г.

Таблица В.-1.

Параметр	Ед. изм.	Ноя 2009	Дек 2009	2010	2011	Янв 2012	Фев 2012	Мар2012	Апр 2012	Май 2012
М1-1. ПНГ низкого давления, поставляемый в КС-1	m^3	19012000	29827000	370515000	390670474	36456774	33033556	26744393	29059197	30070300
М1-2. ПНГ низкого давления, поставляемый в КС-2	m^3	17394000	23695000	571947000	899992049	81216993	70571645	69755354	81896116	80848382
М2-1. Состав ПНГ низкого давления в КС-1	%/100									
yCO2	%/100	0,00075	0,00075	0,0765	0,000744	0,0744	0,000735	0,000724	0,000801	0,00075
yCH4	%/100	0,897816	0,897816	0,880217	0,884797	0,88367	0,890478	0,902173	0,894655	0,897816
yC2H6	%/100	0,052198	0,052198	0,055059	0,052371	0,051916	0,051712	0,048181	0,051928	0,052198
yC3H8	%/100	0,024005	0,024005	0,027964	0,027274	0,033625	0,026455	0,022619	0,024616	0,024005
y i-бутан, iC4	%/100	0,005968	0,005968	0,007093	0,006554	0,006947	0,007217	0,005924	0,006549	0,005968
y n-бутан, nC4	%/100	0,006801	0,006801	0,00872	0,007864	0,00878	0,008302	0,007329	0,007906	0,006801
y i-пентан iC5	%/100	0,00199	0,00199	0,00321	9,93E-05	0,002867	0,002654	0,002438	0,002577	0,00199
y n-пентан (нео C5 +nC5)	%/100	0,001619	0,001619	0,003001	0,002076	0,002454	0,00322	0,002066	0,00224	0,001619
y гексан C6	%/100	0,001817	0,001817	0,003629	0,001791	0,002067	0,00196	0,002375	0,002118	0,001817
y гептан C7	%/100	0,000621	0,000621	0,001635	0,00075	0,000774	0,000793	0,000547	0,000754	0,000621
y октан C8	%/100	0,00044	0,00044	0,000918	0,000318	0,000122	0,000632	0,000357	0,000184	0,00044
y C9	%/101	0,000086	0,000086	0,000146	2,92E-05	0,000028	0,000037	0,000056	0,000008	0,000086
М2-2. Состав ПНГ низкого давления в КС-2	%/100									

yCO2	%/100	0,0007835	0,000784	0,001994	0,000784	0,000702	0,000791	0,000839	0,000903	0,000802
yCH4	%/100	0,89129425	0,891294	0,885828	0,891294	0,901478	0,89803	0,889295	0,883358	0,891186
yC2H6	%/100	0,05221233	0,052212	0,056128	0,052212	0,047858	0,051433	0,056045	0,059038	0,053959
yC3H8	%/100	0,02763808	0,027638	0,029585	0,027638	0,025588	0,02577	0,028378	0,031476	0,027474
y i-бутан, iC4	%/100	0,00703975	0,00704	0,007267	0,00704	0,006984	0,006783	0,007239	0,006784	0,007503
y n-бутан, nC4	%/100	0,00698525	0,006985	0,007137	0,006985	0,00878	0,006596	0,007264	0,006537	0,007614
y i-пентан iC5	%/100	0,00172183	0,001722	0,002024	0,001722	0,001911	0,001725	0,001741	0,002269	0,002108
y n-пентан (нео C5 +nC5)	%/100	0,0013235	0,001324	0,001562	0,001324	0,001459	0,001316	0,001455	0,001716	0,001604
y гексан C6	%/100	0,00115108	0,001151	0,001543	0,001151	0,001066	0,001196	0,00059	0,001132	0,00119
y гептан C7	%/100	0,00049833	0,000498	0,000888	0,000498	0,000512	0,000636	0,00046	0,000512	0,000574
y октан C8	%/100	0,00020633	0,000206	0,00033	0,000206	0,000129	0,000531	0,00046	0,000345	0,000475
y C9	%/101	3,7583E-05	3,76E-05	7,17E-05	3,76E-05	0,000006	0,000039	0,000078	0,000046	0,000091
М3-1. ПНГ для газлифта из КС-1	1000 $м^3$	0	4370	201325	267633,9	24432,72	22850,273	23528,14	21311,4	21440,63
М3-2. ПНГ для газлифта из КС-2	1000 $м^3$	10723	15822	463799	749775,2	70409,51	62447,728	64019,52	68085,29	68334,22
М4-1. ПНГ для продажи от КС-1	1000 $м^3$	1184	1818	24590	24923,59	2216,666	2057,167	2062,741	1825,565	2016,966
М4-2. ПНГ для продажи от КС-2	1000$м^3$	1117	1559	35738	54827,88	4813,69	4072,981	4299,119	5294,549	5192,385
М5. Топливный НПГ	$м^3$	2301000	3377000	60328000	79751475	7030356	6130148	6361860	7120114	7202351
М6-1. Состав топливного ПНГ в КС-1 (высокого давления)	%/100									
yCO2	%/100	0,06925	0,06925	0,06925	0,00076754	0,00076	0,00077	0,00081	0,0008	0,00074

yCH4	%/100	0,9062075	0,9062075	0,9062075	0,90322123	0,909552	0,907816	0,906053	0,903891	0,911335
yC2H6	%/100	0,05406167	0,0540617	0,05406167	0,0531775	0,0501	0,0516	0,0508	0,051	0,0486
yC3H8	%/100	0,02248083	0,0224808	0,02248083	0,02300417	0,0214	0,0217	0,0221	0,0229	0,021
y i-бутан, iC4	%/100	0,00521	0,00521	0,00521	0,005335	0,0048	0,00475	0,0053	0,0054	0,00462
y n-бутан, nC4	%/100	0,00567917	0,0056792	0,00567917	0,00597167	0,0052	0,0051	0,0062	0,0063	0,005
y i-пентан iC5	%/100	7,5833E-05	7,583E-05	7,5833E-05	0,00147125	0,00113	0,00111	0,001505	0,00168	0,00114
y n-пентан (нео C5 +nC5)	%/100	0,0010775	0,0010775	0,0010775	0,00132842	0,000842	0,000821	0,001129	0,001363	0,000869
y гексан C6	%/100	0,00054667	0,0005467	0,00054667	0,00115975	0,000308	0,00031	0,000413	0,000725	0,00042
y гептан C7	%/100	0,00017333	0,0001733	0,00017333	0,0001635	0,000074	0,000104	0,000104	0,000208	0,000178
y октан C8	%/100	6,5833E-05	6,583E-05	6,5833E-05	6,9333E-05	0,000004	0,000005	0,000015	0,000012	0
y C9	%/101	4,1667E-06	4,167E-06	4,1667E-06	0,000019	0	0	0	0	0
М6-2. Состав топливного ПНГ в КС-2 (высокого давления)	%/100									
yCO2	%/100	0,00086	0,00086	0,00076333	0,00082833	0,00074	0,00078	0,00086	0,00079	0,00077
yCH4	%/100	0,894777	0,894777	0,89360833	0,89027592	0,902945	0,9044	0,894777	0,890006	0,899718
yC2H6	%/100	0,0549	0,0549	0,0586875	0,0548775	0,0494	0,05	0,0549	0,0537	0,0513
yC3H8	%/100	0,0271	0,0271	0,02661667	0,02878917	0,0249	0,0246	0,0271	0,0293	0,0257
y i-бутан, iC4	%/100	0,0068	0,0068	0,00695333	0,007445	0,0062	0,0061	0,0068	0,0077	0,0066
y n-бутан, nC4	%/100	0,00665	0,00665	0,0066325	0,00736067	0,0059	0,0059	0,00665	0,0075	0,0065
y i-пентан iC5	%/100	0,00152	0,00152	0,00154417	0,00188858	0,00135	0,000952	0,00152	0,002025	0,00162
y n-пентан (нео C5 +nC5)	%/100	0,001092	0,001092	0,00121667	0,00147925	0,00946	0,00136	0,001092	0,001527	0,00118
y гексан C6	%/100	0,00585	0,00585	0,00073833	0,00107108	0,000048	0,0005	0,00585	0,001035	0,00065
y гептан C7	%/100	0,000266	0,000266	0,00041167	0,00041617	0,000245	0,000229	0,000266	0,000895	0,000298
y октан C8	%/100	0,000017	0,000017	9,9167E-05	9,6417E-05	0,000048	0,000008	0,000017	0,000065	0,000044
y C9	%/101	0	0	0	7,4167E-06	0	0	0	0	0

М7-1. Потребление электроэнергии КС-1	кВт·ч	348862	416154	4039602	3955568	367258	362764	365711	332012	341363
М7-2. Потребление электроэнергии КС-2	кВт·ч	357378,9	420748,5	5200974,3	6652613	552714,1	477907	513828,1	563280,6	592801
М8-1. ПНГ, сжигаемый в ГТУ КС-1	$м^3$	1184000	1818000	24590000	24923593	2216666	2057167	2062741	1825565	2016966
М8-2. ПНГ, сжигаемый в ГТУ КС-2	$м^3$	1117000	1559000	35738000	54827882	4813690	4072981	4299119	5294549	5192385
М9-1. Дизельное топливо для КС-1	тонн	0	0	0,259	0,172	0,019	0,019	0,019	0,01	0,02
М9-2. Дизельное топливо для КС-2	тонн	0	0	0,594	3,669	0,148	0,148	0,148	3,604	0,108

Значения параметров, мониторинг которых не проводится (из ПТД в.04)

Для расчета снижения выбросов, обеспечиваемого проектом, использовались следующие постоянные и заранее зафиксированные параметры:

Факторы выбросов для энергосистемы в 2009-2012 гг., EF_{CO2}, $тCO_2$/МВт·ч:

	Показатель	Ед. изм.	2009	2010	2011	2012
Фактор выбросов CO_2	EF_{CO2}	tCO_2/МВт·ч	0,557	0,550	0,542	0,534

Удельный вес CO_2 при нормальных условиях, ρ_{CO2} = 1,831 кг /$м^3$;

FE –эффективность сжигания ПНГ в факелах (принята равной 0,98, для газотурбинных установок - равной 1);

Фактор выбросов для дизельного топлива, EF_{DF} = 77,4 тCO2/ТДж;

Удельный вес CH_4 при нормальных условиях, ρ_{CO2} = 0.667 *кг*/$м^3$;

Потенциал Глобального Потепления для метана, GWP_{CH4}= 21 $тCO_2$э/$тCH_4$.

B.2. Расчет выбросов парниковых газов по проекту:

Выбросы по Проекту включают выбросы от потребления электроэнергии (PE_{EC}), от потребления ПНГ на собственные нужды (PE_{EN}) и от сжигания дизельного топлива (PE_{DF}). При расчетах данные берутся из прилагаемой таблицы excel.

Таблица B.2-1. Выбросы парниковых газов по проекту, т CO_2э (при расчетах данные берутся из прилагаемой excel-таблицы).

Параметр	Ед. изм.	Ноя 2009	Дек 2009	2010	2011	Янв. 2012	Февр. 2012	Март 2012	Апр. 2012	Май 2012
Количество ПНГ, использованного на КС-1	$м^3$/1000	17977	29305	366059	378709,6	35254,77	31979,7	31440,1	27983,14	28894,94
Количество П НГ, использованного на КС-2	$м^3$/1000	16448	22927	565487	889459,1	79823,97	69260,53	70724,94	80532,18	79457,59
Всего: КС-1+КС-2	$м^3$/1000	34425	52232	931546	1268169	115078,7	101240,2	102165	108515,3	108352,5
		2009=86657				2012=1803521				
Итого: КС-1+КС-2 за период	m^3/1000	2821724								
Проект	tCO_2									
CO_2 от потребления электроэнергии на КС-1		194,316134	231,7978	2221,781	2143,918	196,1158	193,716	195,2897	177,2944	182,2878
CO_2 от потребления электроэнергии на КС-2		199,0600473	234,3569	2860,536	3605,716	295,1493	255,2023	274,3842	300,7918	316,5557
Выбросы от потребл. ПНГ в ГТУ на КС-1		2613,200515	4012,499	54272,47	52362,17	4574,051	4250,95	4295,289	3821,632	4153,095
Выбросы от потребл. ПНГ в ГТУ на КС-2		2435,241563	3398,873	76419,7	117804,1	10418,18	8525,613	9372,778	11416,52	10961,16
Выбросы от дизельной ЭС на КС-1		0	0	0,934653	0,620696	0,068565	0,068565	0,068565	0,036087	0,072174
Выбросы от дизельной ЭС на КС-2		0	0	2,143566	13,24031	0,534087	0,534087	0,534087	13,00575	0,389739
Итого выбросов по проекту		5441,818259	7877,527	135777,6	175929,8	15484,1	13226,08	14138,34	15729,29	15613,56
		2009 =13319,35				2012=74191,38				
Всего за период: 2009 г. - 5 месяцев 2012 г.		399218,1								

Итоговые основные результаты, тСО2-э				
	2009	2010	2011	5 месяцев 2012
Выбросы по проекту	13319	135778	175930	74191

В.3. Расчет выбросов парниковых газов по базовой линии:

Выбросы по БЛ это выбросы от сжигания НПГ в факелах на ЦПУ-1 и ЦПУ-2, $BE_{,F,\ CPF}$ (тCO_2э).

Таблица В.3-1. Выбросы СО2 по БЛ, т CO_2э (при расчетах данные берутся из прилагаемой таблицы в excel)

Параметр	Ед. изм.	Ноя 2009	Дек 2009	2010	2011	Янв. 2012	Февр. 2012	Март 2012	Апр. 2012	Май 2012
Количество ПНГ, использованного на КС-1	m^3/1000	17977	29305	366059	378709,6	35254,77	31979,7	31440,1	27983,14	28894,94
Количество ПНГ, использованного на КС-2	m^3/1000	16448	22927	565487	889459,1	79823,97	69260,53	70724,94	80532,18	79457,59
Всего: КС-1+КС-2	m^3/1000	34425	52232	931546	1268169	115078,7	101240,2	102165	108515,3	108352,5
		2009=86657				2012=1803521				
Итого: КС-1+КС-2 за период	m^3/1000	2821724								
BL										
Выбросы СО2 от сжигания в факелах (КС-1)		37536,23015	61189,25	845300,9	787902,9	80425,43	68180,37	65672,54	58979,22	60333,05
Выбросы СО2 от сжигания в факелах (КС-2)		34328,48882	47850,76	1200530	1856383	166958,8	144654,7	148797,9	171025,5	167832,2
Выбросы СН4 от сжигания в факелах (КС-1)		4521,47031	7370,623	90264,25	93869,63	8727,366	7977,608	7946,006	7013,377	7267,487
Выбросы СН4 от сжигания в факелах (КС-2)		4106,854592	5724,578	140329	222086,5	20158,75	17424,16	17619,5	19928,81	19837,13
Всего выбросов по БЛ		80493,04387	122135,2	2276425	2960242	276270,3	238236,9	240036	256946,9	255269,9
		2009 =202628,3				2012 = 1266760				
Итого за период 2009-5 месяцев 2012		6706055								

Суммарные основные результаты, тСО2-э				
	2009	2010	2011	5 месяцев 2012
Выбросы по базовой линии	202628	2276425	2960242	1266760

B.4. Расчет утечек:

В этом разделе приведены оценки утечек, полученные с использованием фактических данных по потребляемой электроэнергии на КС-1 и КС-2.

Возможные утечки от вредных выбросов CH_4, связанных с добычей, переработкой, транспортировкой и распределением ископаемых топлив (природного газа), используемые в сценариях проекта для электростанций энергосистемы, можно представить следующим выражением:

$$\mathbf{L = [NG * (E_{extr}+E_{proc}+E_{trans}+E_{dist})] * GWP_{CH4}}$$

где

L – утечки от выбросов CH_4, связанных с добычей, переработкой, транспортировкой и распределением природного газа, который используется в сценарии проекта для электростанций местной энергосистемы, тCO_2-э

$\mathbf{E_{extr}+E_{proc}+E_{trans}+E_{dist}}$ **=** 0,003983 ГгCH_4/млн.м^3 (для расчетов используется 3,983 тCH_4/млн.м^3);

GWP – потенциал глобального потепления для метана, равный 21 тCO_2/тCH_4

NG – потребление природного газа электростанциями, поставляющими электроэнергию на место добычи газа и нефти, млн.м^3:

$$NG = \mathbf{(EC_{CS-1} + EC_{CS-2})/(NCV * Eff)}$$

где

EC_{CS-1}– электроэнергия, потребляемая КС-1, МВт·ч

EC_{CS-2}– электроэнергия, потребляемая КС-2, МВт·ч

NCV – низшая теплотворная способность природного газа, фиксированный параметр: (NCV **=** 9300 МВт·ч/млн. м^3) [14]

Eff–КПД крупной, работающей на газе ТЭС, фиксированный параметр (%/100), E**ff = 0.**37.

[14]Руководящие Указания 2006 г. МГЭИК для национальных реестров парниковых газов, том 2, Энергия, таблица 1.2 стр. 1.18 (низшая теплотворная способность природного газа = 33,5 ТДж/тыс. м^3 = 33500 МДж/3600 с = 9,.3 МВт·ч/тыс. m^3=9300 МВт·ч /млн.м^3)

Таблица B.4-1. Расчет фактических утечек (это копия прилагаемой excel-таблицы)

Параметр	Ед. изм.	2009	2010	2011	5 месяцев 2012
Электроэнергия, потребляемая КС-1, $EC_{КС-1}$	МВт·ч	765,016	4039,602	3955,568	1769,108
Электроэнергия, потребляемая КС-2, $EC_{КС-2}$	МВт·ч	778,1274	5200,974	6652,613	2700,5308
Низшая теплотворная способность природного газа	МВт·ч/млн. $м^3$	9300	9300	9300	9300
КПД ТЭС, Eff	%/100	0,37	0,37	0,37	0,37
Удельные выбросы CH_4, E	$тCH_4$/млн.$м^3$	3,983	3,983	3,983	3,983
Потенциал глобального потепления для метана	$тCO_2/тCH_4$	21	21	21	21
Утечки	$тCO_2$-э	38	225	258	109

B.5. Расчет снижения выбросов, обеспечиваемого проектом:

Таблица B.5-1. Снижение выбросов CO2, обеспечиваемое проектом в $тCO_2$э, итоговые результаты (при расчетах данные берутся из прилагаемой excel-таблицы)

	2009	2010	2011	5 месяцев 2012	Итого
Выбросы по базовой линии	202628	2276425	2960242	1266760	
Выбросы по Проекту	13319	135778	175930	74191	
Утечки	38	225	258	109	
Снижение выбросов	189271	2140422	2784054	1192460	
Всего					6306207

B.6. Анализ расхождений между снижениями выбросов, полученных по мониторингу и оцененных заранее:

Ниже в Таблице B.6-1 приводятся расхождения в снижении выбросов, полученных при мониторинге и оцененных в ПТД.

Таблица B.6-1. Сравнение фактического снижения выбросов и снижения выбросов, оцененного заранее, т CO_2э

Год	Годовые снижения выбросов в т CO_2э в отчете по мониторингу	Годовые снижения выбросов, тCO_2э в ПТД (оцененные заранее)	Абсолютное расхождение (результатов мониторинга и предварительных оценок), тCO_2э	Расхождение (между данными. полученнными по мониторингу и оце-ненными заранее) в %
2009	189 271	482 404	-293 133	-60,7%
2010	2 140 422	1 922 562	+217 860	+11,3%
2011	2 784 054	1 893 937	+890 117	+47%
5 месяцев 2012 г.	1 192 460	1 860 338 x 5/12 = = 775 141	+417 319	+53,8%
Общее превышение оцененного снижения выбросов над данными мониторинга за период: 2008-май 2012 (тонны CO_2э)	6 306 207	5 074 044	+1 232 163	+24,3

Расхождение между полученным при мониторинге и в расчетах выбросами можно объяснить следующим образом. Основным параметром, влияющим на снижение выбросов, является количество используемого ПНГ. В ноябре и декабре 2009 г. на КС-1 и КС-2 проводилась наладка оборудования, и количество используемого ПНГ было в 2-3 раза ниже, чем в прогнозе разработчиков ПТД, который был выдан для полных проектных мощностей. Поскольку это экономически выгодно, то с 2010 г. КС-1 и КС-2 начали использовать повышенные количества ПНГ, а с 2011 г. достигнуты рабочие мощности КС-1 и КС-2. За период мониторинга фактическое количество использованного НПГ оказалось выше оцененного в ПТД на 21,25% (2 821 724 м^3 и 2 327 250 м^3 соответственно). Оказалось, что снижение выбросов за тот же период на 24,3% выше оцененного в ПТД; различие между 21,25% и 24,3% объясняется воздействием других факторов, которые существенно менее важны, чем количество использованного ПНГ. Краткий анализ воздействий этих факторов на ЕСВ приведен в Таблице B.6-2.

Таблица B.6-2. Анализ расхождений между действительным снижением выбросов и оцененным в ПТД (все параметры относятся ко всему периоду мониторинга и к обеим КС)

Фактор	Воздействие на ЕСВ	Комментарии
1. Количество использованного ПНГ возросло на 21,25%	Увеличение ЕСВ	Основной фактор увеличения ЕСВ (расхождений)
2. Оказалось, что фактор выбросов для ПНГ	Увеличение ЕСВ	Во всех других случаях

в ГТУ на КС-1 составил 2,1 тCO_2/1000 м^3, тогда как в ПТД он составил 2,397 тCO_2/1000 м^3 (различие составляет 12,5%).		использование факторов выбросов по составляющим ПНГ в ПТД и в расчетах для мониторинга не отличаются в такой степени.
3. Оказалось, что удельный расход энергии находится в интервале 8.9-9.9 кВт·ч/м^3 ПНГ, тогда как в ПТД он равен 23 кВт·ч/м^3.	Увеличение ЕСВ	
4. Оказалось, что доля ПНГ для ГТУ (собственные нужды КС) составила 6,5-6,7%, тогда как в ПТД она равнялась 7,6-7,7%	Увеличение ЕСВ	
5. Использование резервных дизельных электростанций	Понижение ЕСВ	Понижение оказалось пренебрежимо малым (около 30 тCO_2 за этот период).
6. Были рассмотрены утечки	Понижение ЕСВ	Понижение оказалось пренебрежимо малым (максимальные утечки составляют 65 тCO_2/год).

Разработчики ПТД не могли заранее представить полностью технические возможности технологии, наличие ПНГ и местные условия. Кроме того, они применяли консервативные подходы, один из которых состоит в том, что в резерве будут сохраняться один из турбокомпрессоров на каждой КС (один из двух на КС-1 и один из трех на КС-2).

Если посмотреть на значения удельных выбросов на единицу утилизированного ПНГ, то эти расхождения можно считать небольшими: по данным ПТД они получаются : 5 074 044 тCO_2/2 327 250 м^3 НПГ = 2,18 тCO_2/м^3 утилизированного ПНГ; фактические снижения удельных выбросов по мониторингу: 6 306 208тCO_2/2 821 724м^{3}ПНГ = 2,23 тCO_2/м^3.

Отличие составляет 2,5%. Это доказывает, что проект выполнялся в полном соответствии с ПТД в.04 и:

- предварительная оценка была выполнена консервативным способом и с использованием консервативных прогнозов;
- тщательно разработанный в ПТД в.04 план мониторинга надежен и прозрачен;
- мониторинг в период с 2009 г. по май 2012 проведен в полном соответствии с установленным для него планом.

<u>Резюме:</u>

План мониторинга, установленный в ПТД в. 04 и снижение выбросов, рассчитанное в данном Отчете о мониторинге, представляются надежными и разумными. Отклонения, выраженные в удельных величинах, оказываются незначительными.

Приложение 1 – Контактная информация по участникам проекта:

Организация:	ООО «Газпром добыча Уренгой»
Улица/П.я.:	Железнодорожная
Дом:	8
Город:	Новый Уренгой
Область:	Ямало-Ненецкий автономный округ
Почтовый индекс:	629307
Страна:	Российская Федерация
Тел.:	+7 (3494) 22-07-77
Факс:	+7 (3494) 94-09-04
E-mail:	gd-urengoy@gd-urengoy.gazprom.ru
URL:	gd-urengoy.ru
Кто представляет:	
Должность:	заместитель начальника отдела
Форма обращения:	
Имя:	Андрей
Отчество:	Васильевич
Фамилия:	Махорин
Отдел:	отдел технического прогресса и охраны окружающей среды
Тел. (прямой):	(3494) 94-80-28
Факс (прямой):	(3494) 94-84-32
Мобил.:	
Персональный e-mail:	mahorin@gd-urengoy.gazprom.ru

Приложение.

Таблица Excel Расчет снижения выбросов