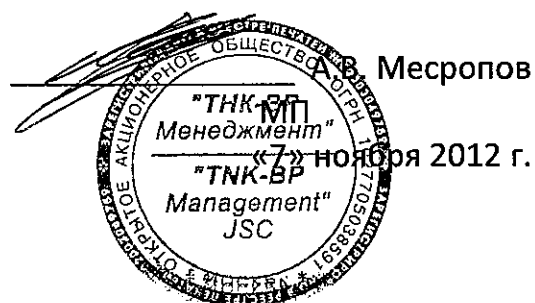


«Утверждаю»

ОАО «ТНК-ВР менеджмент»
По Доверенности от 11.04.2012 г.



ОТЧЕТ О МОНИТОРИНГЕ
(Отчет о ходе реализации проекта)

Проект Совместного Осуществления

**“Утилизация попутного нефтяного газа
на месторождениях Обществ, входящих в Группу компаний
ТНК-ВР, Оренбургская область”**

Период мониторинга: 01.01.2008 – 31.12.2011

Версия: 01

Версия документа: 1.1

2012

Содержание

Секция А. Общее описание проекта.....	3
А.1. Наименование проекта:.....	3
А.2. Описание проекта:.....	3
А.3. Статус реализации проекта:.....	4
А.4. Отклонения или изменения в ПТД и план мониторинга:.....	4
А.5. Период мониторинга:.....	4
А.6. Информация об периодичности отчета о мониторинге и изменениях с предыдущей верификации:.....	4
А.7. Участники проекта:.....	4
А.8. Оценка объема сокращений выбросов за период мониторинга:.....	5
А.9. Утверждение проекта Сторонами:.....	5
А.10. Организация, ответственная за подготовку отчета о мониторинге:.....	5
СЕКЦИЯ Б. План мониторинга и структура мониторинга.....	6
Б.1. Общее описание избранного плана мониторинга:.....	6
Б.2. Данные, используемые для мониторинга сокращений выбросов генерируемых проектом:.....	7
Б.3. Описание формул, использующихся для расчета сокращений выбросов по проекту:.....	10
Б.4. Операционная и управленческая структура применяемая при реализации плана мониторинга:.....	14
Б.5. Контроль качества (QC) и обеспечение качества (QA):.....	15
Б.6. Данные об измерительных приборах и ответственных за измерения параметров, подлежащих мониторингу.....	15
Б.7. Данные о защите окружающей среды:.....	21
СЕКЦИЯ В. Расчет сокращений выбросов.....	23
В.1. Данные мониторинга:.....	23
В.2. Расчеты проектных выбросов:.....	30
В.3. Расчет объема выбросов по базовой линии:.....	31
В.4. Расчет утечек:.....	31
В.5. Расчет сокращений выбросов по проекту:.....	32
В.6. Анализ отклонения результатов мониторинга от предварительных расчетных показателей:.....	33
Приложение 1 – Контактная информация участников проекта:.....	34

Секция А. Общее описание проекта

А.1. Наименование проекта:

Наименование проекта: "Утилизация попутного нефтяного газа на месторождениях Обществ, входящих в Группу компаний ТНК-ВР (Оренбургская область)".

Сектор (категория) источников: 10 (Фугитивные выбросы, вызванные сжиганием ископаемого топлива (твердого, нефти и газа).)

Версия отчета о мониторинге: 1.1

Дата: 17/10/2012

А.2. Описание проекта:

Краткое описание проекта

Проектная деятельность осуществляется на четырех группах месторождений находящихся на территории Оренбургской области: Покровской, Бобровской, Западной и Восточной. Проектом предусмотрено строительство системы сбора и транспортировки попутного нефтяного газа на территориях Бузулукского, Курманаевского, Первомайского, Переволоцкого районов. Разработку месторождений ведет ОАО «Оренбургнефть» – дочернее предприятие ТНК-ВР.

Располагая значительным ресурсом ПНГ, компания ТНК-ВР предпринимает действия по увеличению уровня его полезной утилизации. С этой целью по проекту реализовано строительство системы сбора ПНГ для последующей транспортировки газа на ГПЗ Оренбургской области.

Система сбора ПНГ Покровской группы включает строительство Пасмуровской ГКС и двух газопроводов для транспортировки газа.

Система сбора ПНГ Бобровской группы включает строительство Герасимовской, Тананыкской, Долговской, Савельевской и Курманаевской ГКС. Для транспортировки ПНГ введены в эксплуатацию пять газопроводов.

Система сбора ПНГ Западной группы месторождений включает строительство Росташинской ГКС и газопровода для транспортировки газа.

Система сбора ПНГ Восточной группы месторождений включает строительство Вахитовской ГКС и одного газопровода для транспортировки ПНГ на переработку.

Цель проекта

Данный проект направлен на полезную утилизацию ПНГ, который в ином случае был бы сожжен на факельных установках объектов добычи нефти на месторождениях Оренбургской области и, следовательно, на сокращение выбросов парниковых газов. Компания ТНК-ВР ожидает, что продажи единиц сокращенных выбросов в рамках механизма Совместного Осуществления улучшат экономическую эффективность проекта.

Проектный сценарий

В рамках проектной деятельности значительное количество выделенного ПНГ, который раньше сжигался на факеле, эффективно используется посредством компримирования и закачки в газопровод для последующей транспортировки на ГПЗ. Это предотвращает выбросы углекислого газа CO_2 и метана CH_4 , которые были бы в базовом сценарии при сжигании ПНГ на факеле.

Базовый сценарий (исходные условия)

В базовом сценарии объем ПНГ, утилизируемый по проекту, сжигался бы на факелах, что приводило бы к значительным выбросам парниковых газов: CO_2 и CH_4 (как результат неполного факельного сжигания). Продолжение факельного сжигания при данном сценарии связано с ограничениями для увеличения полезного использования ПНГ, что подтверждается следующими фактами:

- На момент принятия решения о реализации проекта политика в данном секторе и законодательство не обеспечивали реальных механизмов по эффективному использованию ПНГ;
- Значительные капитальные затраты на возведение инфраструктуры по эффективному использованию ПНГ и низкие цены на ПНГ.

Применяемая методология

Для настоящего проекта используется особый подход для проектов Совместного Осуществления для определения исходных условий (базового сценария) и для плана мониторинга. Исходные условия (базовая линия) и план мониторинга устанавливаются в соответствии с решением 9/СМР.1, «Руководящие принципы для осуществления статьи 6 Киотского протокола» и решением FCCC/КР/СМР/2005/8/Add.2. от 30 марта 2006 г. и на основе "Руководства по критериям для исходных условий и мониторинга", версия 03.

Подход к определению базовой линии был открыто описан в Проектно Технической Документации (ПТД) версии 2, которая успешно прошла детерминацию.

А.3. Статус реализации проекта:

ПТД настоящего проекта была передана в Bureau Veritas Certification Rus (далее НАО) для детерминации в начале 2012. В процессе детерминации ПТД было изменено и в результате была выпущена версия 2. Эта версия подробно описывает настоящий проект. Реализация проекта полностью соответствует графику осуществления проекта представленному в ПТД 2. Дата начала сокращения выбросов по проекту – 01.01.2008 г.

А.4. Отклонения или изменения в ПТД и план мониторинга:

Отклонений от ПТД вер.2 нет

А.5. Период мониторинга:

Период мониторинга настоящего отчета с 01 января 2008 по 31 декабря 2011 (4 года или 48 месяцев).

А.6. Информация об периодичности отчета о мониторинге и изменениях с предыдущей верификации:

Это первый периодический отчет о мониторинге по проекту "Утилизация попутного нефтяного газа на месторождениях Обществ, входящих в Группу компаний ТНК-ВР (Оренбургская область)".

А.7. Участники проекта:

<u>Участвующая сторона</u>	Юридическое лицо - участник проекта (в применимых случаях)	Указать, желание <u>Участвующей стороны</u> считаться <u>участником проекта</u> (Да/Нет)
Сторона А: Российская Федерация (принимающая сторона)	Юридическое лицо А1: ОАО «ТНК-ВР Менеджмент»	Нет
Сторона В: Швейцария	Юридическое лицо В1: Vitol S.A.	Нет

А.8. Оценка объема сокращений выбросов за период мониторинга:

	Количество лет
Продолжительность периода мониторинга	4
Год	Расчетный объем ежегодного снижения выбросов в тоннах эквивалента CO ₂
2008	111 901
2009	836 748
2010	1 104 203
2011	1 082 345
Общий расчетный объем снижения выбросов за период мониторинга (тонн эквивалента CO ₂)	3 135 197
Расчетный средний ежегодный объем снижения выбросов за период мониторинга (тонн эквивалента CO ₂)	783 799

А.9. Утверждение проекта Сторонами:

Одобрение проекта принимающей стороной было получено – 16 мая 2012.

Одобрение проекта стороной В, Швейцарской Конфедерацией, было получено – 21 сентября 2012.

А.10. Организация, ответственная за подготовку отчета о мониторинге:

Дата подготовки отчета о мониторинге: 17/10/2012

Отчет о мониторинге подготовлен компанией ЗАО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода»

Контактные лица:

Марат Латыпов, Начальник Департамента развития проектов

Тел. +7 499 788 78 35 вн. 103

Факс +7 499 788 78 35 ан. 107

e-mail: latypovMF@ncsf.ru

СЕКЦИЯ Б. План мониторинга и структура мониторинга

Б.1. Общее описание избранного плана мониторинга:

Для описания и обоснования плана мониторинга используется специфический подход, разработанный для данного проекта Совместного Осуществления. Данный подход основан на положениях секции Д "Руководства по критериям установления базовой линии и мониторинга" версия 03

Источники выбросов парниковых газов

Выбросы по проекту

При расчете проектных выбросов учитываются:

- физические потери метана в газотранспортной системе;
- физические потери метана при компримировании ПНГ ГКС;
- выбросы CO₂ при сжигании ПНГ в газовых двигателях на Росташинской и Вахитовской ГКС;
- выбросы CO₂ при потреблении электроэнергии ГКС из энергосистемы Урала.

Выбросы исходных условий

В базовой линии ПНГ сжигается на факельных установках, что приводит к выбросам CO₂ и CH₄. Атмосферные выбросы метана происходят вследствие неполного факельного сгорания. Методика НИИ «Атмосфера» определяет коэффициент недожога в 3,5%. Коэффициент эмиссии метана в пересчете на CO₂ эквивалент определяется по результатам газовых анализов компонентного состава ПНГ.

Утечки

- Выбросы при потреблении ПНГ на ГПЗ в качестве топлива при процессинге над проектным объемом ПНГ
- Физические потери метана на ГПЗ при процессинге над проектным объемом ПНГ.

Для расчета сокращений выбросов по проекту мониторингу подлежат следующие показатели:

- Потребление электроэнергии на ГКС₁ [МВтч]
- Объем ПНГ поставляемый на ГКС₁ [млн.м³]
- Объем ПНГ сжигаемый в газовых двигателях ГКС₁ [млн.м³]
- Объемная доля компонента ПНГ [об.%]

Б.2. Данные, используемые для мониторинга сокращений выбросов генерируемых проектом:

Параметр	Переменная	Источник данных	Ответственный департамент	Единица измерения	Измеренный (m), Подсчитанный (с), Оцененный (e)	Частота записи данных	Измеряется/ зафиксирован в ПТД	Способ хранения (электронный/ документальный)
1. - $EC_{GCS,I}$	Потребление электроэнергии на ГКС _i	Счетчик электроэнергии	Департамент энергетики	МВтч	m	ежедневно	подлежащий мониторингу	Электронный и бумажный
2. - $FC_{ARG,PI,I}$	Объем ПНГ поставляемый на ГКС _i	Вихревой счетчик расходомер	Департамент подготовки и транспортировки нефти и газа	млн.м ³	m	ежечасно	подлежащий мониторингу	Электронный и бумажный
3. - $FC_{ARG,GCS,I}$	Объем ПНГ сжигаемый в газовых двигателях ГКС _i	Вихревой счетчик расходомер	Департамент подготовки и транспортировки нефти и газа	млн.м ³	m	ежечасно	подлежащий мониторингу	Электронный и бумажный
4. - $U_{CO2}, U_{CH4}, U_{VOC}$	Объемная доля компонента ПНГ	Газовый хроматограф	Центральная заводская лаборатория	об. %	m	ежеквартально	подлежащий мониторингу	Электронный и бумажный
5. - ρ_{CH4}	Плотность метана (CH ₄) при стандартных условиях (20 °C, 101.325 кПа).	Тепловой расчёт котла (нормативный метод), НПО ЦКТИ, СПб, 1998	-	кг/м ³	-	-	зафиксировано в качестве прогноза	-
6. - ρ_{CO2}	Плотность диоксида углерода (CO ₂) при стандартных условиях (20 °C, 101.325 кПа)	Тепловой расчёт котла (нормативный метод), НПО ЦКТИ, СПб, 1998	-	кг/м ³	-	-	зафиксировано в качестве прогноза	-

Параметр	Переменная	Источник данных	Ответственный департамент	Единица измерения	Измеренный (m), Подсчитанный (c), Оцененный (e)	Частота записи данных	Измеряется/ зафиксирован в ПТД	Способ хранения (электронный/ документальный)
7. - GWP_{CH_4}	Потенциал глобального потепления метана	Изменение климата 1995, Наука изменения климата: Заключение для политиков и техническое заключение Отчёта Рабочей Группы I, стр. 22.	-	tCO_2/tCH_4	-	-	зафиксировано в качестве прогноза	-
8. - ϵ	Доля несгоревшего ПНГ на факеле при сажевом типе горения	«Методика определения выбросов загрязняющих веществ при сжигании нефтяного попутного газа на факелах», НИИ по защите атмосферного воздуха, СПб, 1998	-	-	-	-	зафиксировано в качестве прогноза	-
9. - $E_{га}$	Коэффициент МГЭИК для газотранспортных операций	Руководство МГЭИК по проведению национальных инвентаризаций парниковых газов, том 2, глава 4, таблица 4.2.5.	-	$GtCH_4/млн.м^3$	-	-	зафиксировано в качестве прогноза	-

Параметр	Переменная	Источник данных	Ответственный департамент	Единица измерения	Измеренный (m), Подсчитанный (c), Оцененный (e)	Частота записи данных	Измеряется/ зафиксирован в ПТД	Способ хранения (электронный/ документальный)
10. -E _p	Коэффициент МГЭИК для процессинговых операций	Руководство МГЭИК по проведению национальных инвентаризаций парниковых газов, том 2, глава 4, таблица 4.2.5.	-	ГгСН ₄ /млн.м ³	-	-	зафиксировано в качестве прогноза	-
11. -EF _{grid_Ural}	Коэффициент выбросов CO ₂ для ОЭС Урала	«Динамика развития коэффициентов выбросов углерода при производстве электрической энергии в России», 2010, Lahmeyer International по заказу ЕБРР	-	тСО ₂ /МВтч	-	-	зафиксировано в качестве прогноза	-
12. -E _{p_ЕБРР}	Средние утечки при процессинге ПНГ на ГПЗ	Статистическая отчетность ДН-6, 2008-2011, ОАО «Оренбургнефть»	-	%	-	-	зафиксировано в качестве прогноза	-
13. -SFC _{FC_ЕБРР}	Средний удельный расход ПНГ на процессинг и компримирование на ГПЗ	Статистическая отчетность ДН-6, 2008-2011, ОАО «Оренбургнефть»	-	м ³ /тыс.м ³	-	-	зафиксировано в качестве прогноза	-

Б.3. Описание формул, использующихся для расчета сокращений выбросов по проекту:

Формулы для расчета проектных выбросов

Проектные выбросы CO₂-э в году у:

$$PE_y = PE_{EC_ecs,y} + PE_{APG_ecs,y} + PE_{P_ecs,y} + PE_{TR,y} \quad (1)$$

где:

PE_{EC_ecs,y} – выбросы CO₂ при потреблении электроэнергии на ГКС, тCO₂;

PE_{APG_ecs,y} – выбросы CO₂ при сжигании ПНГ в газовых двигателях, тCO₂;

PE_{P_ecs,y} – утечки CH₄ при компримировании проектного объема ПНГ, тCO₂-э;

PE_{TR,y} – утечки CH₄ при транспортировке проектного объема ПНГ, тCO₂-э.

Проектные выбросы CO₂ при потреблении электроэнергии на ГКС в году у:

$$PE_{EC_ecs,y} = \sum EC_{ecs,i,y} \times EF_{grid_ural,y} \quad (2)$$

где:

EC_{ecs,i,y} – потребление электроэнергии на ГКС, МВтч;

EF_{grid_ural,y} – коэффициент выбросов CO₂ для ОЭС Урала (для стороны потребления, тCO₂/МВтч

Проектные выбросы CO₂ при сжигании ПНГ в газовых двигателях ГКС в году у:

$$PE_{APG_ecs,y} = 1000 \times \sum (FC_{APG_ecs,i,y} \times EF_{CO2,APG,i,y}) \quad (3)$$

где:

FC_{APG_ecs,i,y} – объем ПНГ сжигаемый в газовых двигателях ГКС, млн.м³;

EF_{CO2,APG,i,y} – коэффициент выбросов CO₂ при сжигании ПНГ в газовых двигателях ГКС, тCO₂/тыс. м³.

Коэффициент выбросов CO₂ при сжигании ПНГ в газовых двигателях ГКС в году у; тCO₂/тыс. м³;

$$EF_{CO2,APG,i,y} = [Y_{CO2,i,y} + (N_{CH4} \times Y_{CH4,i,y} + \sum_j N_{VOCj} \times Y_{VOCj,i,y})] \times \rho_{CO2} \quad (4)$$

где:

Y_{CO2,i,y}, Y_{CH4,i,y}, Y_{VOCj,i,y} – объемная доля компонента ПНГ, об %;

N_{CH4}, ∑N_{VOCj} – количество молей углеорода в моле метана и ЛОС соответственно (∑N_{VOCj} где j компонент ЛОС);

ρ_{CO2} – плотность CO₂ при 20°С, 1.842 кг/м³;

Утечки CH₄ при транспортировке ПНГ в году y, тСО₂-е:

$$PE_{\text{тp},y} = 1000 \times E_{\text{тp}} \times \sum_i [(FC_{\text{aрг},\text{p},i,y} - FC_{\text{aрг},\text{бс},i,y}) \times Y_{\text{сн4},i,y}] \times GWP_{\text{сн4}} \quad (5)$$

где:

$E_{\text{тp}}$ – коэффициент МГЭИК для газотранспортных операций (значение эмиссии при транспорте природного газа принимаемое по умолчанию и представленное в Руководстве МГЭИК по проведению национальных инвентаризаций парниковых газов, том 2, глава 4, таблица 4.2.5.), 0.0011 ГгрСН₄/млн.м³;

$FC_{\text{aрг},\text{p},i,y}$ – объем ПНГ поставляемый на ГКС_i, млн. м³;

$FC_{\text{aрг},\text{бс},i,y}$ – объем ПНГ сжигаемый в газовых двигателях ГКС_i, млн.м³;

$Y_{\text{сн4},i,y}$ – объёмная доля метана в ПНГ рассчитанная на основе данных по содержанию метана в ПНГ (источник информации – протокол газового анализа), об %;

$GWP_{\text{сн4}}$ – показатель глобального потепления метана, 21 тСО₂/тСН₄.

Утечки CH₄ при компримировании проектного объема ПНГ, тСО₂-э:

$$PE_{\text{p},\text{бс},y} = 1000 \times E_{\text{p}} \times \sum_i (FC_{\text{aрг},\text{p},i,y} \times Y_{\text{сн4},i,y}) \times GWP_{\text{сн4}} \quad (6)$$

где:

E_{p} – коэффициент МГЭИК для процессинговых операций (значение эмиссии при транспорте природного газа принимаемое по умолчанию и представленное в Руководстве МГЭИК по проведению национальных инвентаризаций парниковых газов, том 2, глава 4, таблица 4.2.5.), 0.0011 ГгрСН₄/млн.м³.

Формулы для расчета выбросов по базовой линии

Выбросы исходных условий при сжигании ПНГ на факеле (с учётом неполного сжигания)

$$BE_y = 1000 \times \sum_i [FC_{\text{aрг},\text{p},i,y} \times (EF_{\text{co2},\text{f},i,y} + EF_{\text{сн4},\text{f},i,y})] \quad (7)$$

где:

BE_y – выбросы исходных условий, тСО₂-э;

$FC_{\text{aрг},\text{p},i,y}$ – объем ПНГ поставляемый на ГКС_i, млн. м³;

$EF_{\text{co2},\text{f},i,y}$ – коэффициент выбросов СО₂ при сжигании ПНГ на факелах месторождений Оренбургской области, тСО₂/тыс. м³;

$EF_{\text{сн4},\text{f},i,y}$ – коэффициент выбросов СН₄ при сжигании ПНГ на факелах месторождений Оренбургской области, тСО₂-э/ тыс. м³.

$$EF_{\text{co2},\text{f},i,y} = [Y_{\text{co2},i,y} + (N_{\text{сн4}} \times Y_{\text{сн4},i,y} + \sum_j N_{\text{co2j}} \times Y_{\text{co2j},i,y})] \times \rho_{\text{co2}} \times FE_f \quad (8)$$

где:

$U_{CO_2,i,y}$, $U_{CH_4,i,y}$, $U_{CO_2,j,y}$ – объёмные доли компонентов ПНГ определяемые по значениям химического состава ПНГ (по метану) на ГКС_i, (источник информации – протокол газового анализа), об %;

$N_{C_{CH_4}}, \sum N_{CO_2}$ – количество молей углерода в моле метана и ЛОС соответственно ($\sum N_{CO_2}$ где j компонент ЛОС);

ρ_{CO_2} – плотность CO₂ при 20 °С, 1.842 кг/м³;

FE_f – эффективность сжигания ПНГ на факеле, 0.965. $FE_f = 1 - \varepsilon$ где:

ε – доля несгоревшего ПНГ на факеле при сажевом типе горения, 0.035.

В связи с неполным сжиганием, часть ПНГ выбрасывается в атмосферу не окисляясь, методика НИИ «Атмосфера» определяет эффективность такого недожога равную 3.5% (0.035), что вызывает выбросы метана в атмосферу. Коэффициент эмиссии метана в пересчёте в CO₂ эквивалент определяется следующим образом:

$$EF_{CH_4,f,i,y} = U_{CH_4,i,y} \times \rho_{CH_4} \times (1 - FE_f) \times GWP_{CH_4} \quad (9)$$

где:

$U_{CH_4,i,y}$ – объёмная доля метана в ПНГ рассчитанная на основе данных по содержанию метана в ПНГ (источник информации – протокол газового анализа), об %;

ρ_{CH_4} – плотность метана CH₄ при стандартных условиях, 0.668 кг/м³;

FE_f – эффективность сжигания ПНГ на факеле, 0.965;

GWP_{CH_4} – показатель глобального потепления метана, 21 тCO₂/тCH₄.

Формулы для расчета утечек

Утечки в году U , тCO₂-э:

$$LE_U = L_{P_GPP,U} + L_{FC_GPP,U} \quad (10)$$

где:

$L_{P_GPP,U}$ – утечки CH₄ при процессинговых операциях на ГПЗ, тCO₂-э;

$L_{FC_GPP,U}$ – выбросы при потреблении ПНГ в качестве топлива при процессинговых операциях на ГПЗ, тCO₂.

Утечки CH₄ при процессинговых операциях на ГПЗ, тCO₂-э:

$$L_{P_GPP,U} = 1000 \times E_P \times \sum [(FC_{ARG_PI,i,y} - FC_{ARG_GCS,i,y}) \times U_{CH_4,i,y}] \times \rho_{CH_4} \times GWP_{CH_4} \quad (11)$$

где:

E_P – средние утечки при процессинге ПНГ на ГПЗ, %;

$FC_{ARG_PI,i,y}$ – объём ПНГ поставляемый на ГКС_i, млн.м³;

$FC_{ARG_GCS,i,y}$ – объем ПНГ сжигаемый в газовых двигателях ГКС, млн.м³;

$U_{сн4,i,y}$ – объёмная доля метана в ПНГ рассчитанная на основе данных по содержанию метана в ПНГ (источник информации – протокол газового анализа), об %;

$\rho_{сн4}$ – плотность метана СН₄ при стандартных условиях, 0.668 кг/м³;

$GWP_{сн4}$ – показатель глобального потепления метана, 21 тСО₂/тСН₄.

Выбросы при потреблении ПНГ в качестве топлива при процессинговых операциях на ГПЗ, тСО₂:

$$I_{FC_GPP,y} = SFC_{FC_GPP} \times \sum_i [(FC_{ARG_P,i,y} - FC_{ARG_GCS,i,y}) \times EF_{CO2,ARG,i,y}] \quad (12)$$

где:

SFC_{FC_GPP} – средний удельный расход ПНГ на процессинге и компримировании на ГПЗ, м³/тыс.м³;

$FC_{ARG_P,i,y}$ – объем ПНГ поставляемый на ГКС, млн. м³;

$FC_{ARG_GCS,i,y}$ – объем ПНГ сжигаемый в газовых двигателях ГКС, млн.м³;

$EF_{CO2,ARG,i,y}$ – коэффициент выбросов СО₂ при сжигании ПНГ в газовых двигателях ГПЗ, тСО₂/тыс. м³.

$$EF_{CO2,ARG,i,y} = [Y_{CO2,i,y} + (N_{сн4} \times U_{сн4,i,y} + \sum_j N_{CO2j} \times Y_{CO2j,i,y})] \times \rho_{CO2} \quad (13)$$

где:

$Y_{CO2,i,y}$, $U_{сн4,i,y}$, $Y_{CO2j,y}$ – объемная доля компонента ПНГ, об %;

$N_{сн4}$, $\sum_j N_{CO2j}$ – количество молей углерода в моле метана и ЛОС соответственно ($\sum_j N_{CO2j}$ где j компонент ЛОС);

ρ_{CO2} – плотность СО₂ при 20°С, 1.842 кг/м³.

Формулы для расчета сокращений выбросов по проекту

Следующая формула применяется для оценки снижения выбросов в рамках проекта:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y \quad (14)$$

где:

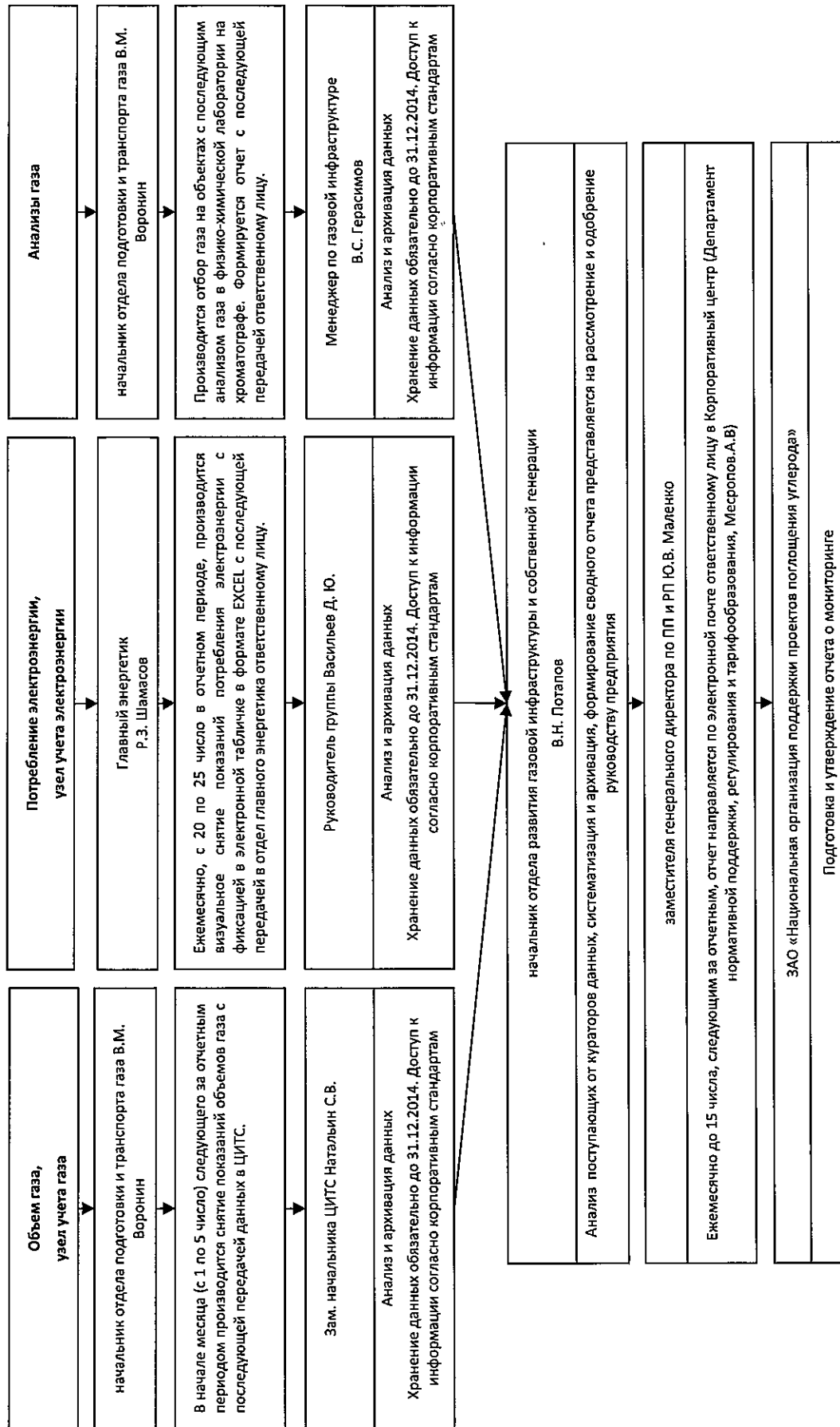
BE_y – выбросы СО₂ по исходным условиям, тСО₂-э;

PE_y – выбросы СО₂ в рамках проектной деятельности, тСО₂-э;

LE_y – утечки, тСО₂-э.

Б.4. Операционная и управленческая структура применяемая при реализации плана мониторинга:

Рис. Б 4.1 Операционная и управленческая структура



Б.5. Контроль качества (QC) и обеспечение качества (QA):	
Данные	Уровень неопределенности данных (высокий/средний/низкий)
ES _{сcs,1}	низкая
FC _{APG_R1,1} FC _{APG_сcs,1}	низкая
У _{СО2} , У _{сн} У _{воc}	низкая

Пояснить процедуры QA/QC, запланированные в отношении этих данных

Учет потребления электроэнергии на ГКС осуществляется с помощью счетчиков электроэнергии. Альфа А1700/А1800. Поверка приборов осуществляется изготовителем Эльстер Метроника

Узел учета ПНГ поступающего на ГКС состоит из вихревого счетчика-расходомера и датчиков давления и температуры. Поверка приборов осуществляется ФГУ «Центр стандартизации, метрологии и стандартизации», г. Оренбург

Компонентный состав ПНГ определяется с помощью хроматографов. Поверка приборов осуществляется ФГУ «Центр стандартизации, метрологии и стандартизации», г. Самара и ЗАО СКБ «Хроматэк»

Хранение данных

Данные по составу ПНГ хранятся в виде бумажных сертификатов. Таблицы Excel с расчетами хранятся на компьютерах ответственных сотрудников. Все данные будут храниться не менее 2 лет после завершения кредитного периода или последнего выпуска ЕСВ.

Б.6. Данные об измерительных приборах и ответственных за измерения параметров, подлежащих мониторингу

Таблица Б.6-1. Данные по счетчикам электроэнергии

ГКС	Измерительный прибор	Серийный номер	Межпо- верочный интервал, лет.	Даты поверок	Дата окончания действия текущей поверки	Ответственный за поверку
Пасмуровская ГКС	Альфа А1800	01180043	8	17.05.2008	17.05.2016	ООО «Эльстер Метроника»
	Альфа А1800	01180050	8	17.05.2008	17.05.2016	ООО «Эльстер Метроника»
	Альфа А1800	01180052	8	17.05.2008	17.05.2016	ООО «Эльстер Метроника»
	Альфа А1800	01180053	8	17.05.2008	17.05.2016	ООО «Эльстер Метроника»
	Альфа А1700	03018417	8	29.05.2008	29.05.2016	ООО «Эльстер Метроника»

ГКС	Измерительный прибор	Серийный номер	Межпо- верочный интервал, лет.	Даты поверок	Дата окончания действия текущей поверки	Ответственный за поверку
Герасимовская ГКС	Альфа А1700	03018634	8	29.04.2008	29.04.2016	ООО «Эльстер Метроника»
	Альфа А1700	03018636	8	29.04.2008	29.04.2016	ООО «Эльстер Метроника»
Тананьинская ГКС	Альфа А1700	03018635	8	29.04.2008	29.04.2016	ООО «Эльстер Метроника»
	Альфа А1700	03018633	8	29.04.2008	29.04.2016	ООО «Эльстер Метроника»
Долговская ГКС	Альфа А1800	01180013	8	17.05.2008	17.05.2016	Elster Metronica LLC
Курманавская ГКС	Ф68700В	30043275	8	12.2006	12.2014	ОАО «Энергомера»
	Ф68700В	3420771	8	12.2006	12.2014	ОАО «Энергомера»
	ЦЭ6803В	4Д016103	8	12.2006	12.2014	ОАО «Энергомера»
	ЦЭ6803В	4Д014910	8	12.2006	12.2014	ОАО «Энергомера»
Савельевская ГКС	Альфа А1700	03018428	8	29.04.2008	29.04.2016	ООО «Эльстер Метроника»
	Альфа А1700	03018427	8	29.04.2008	29.04.2016	ООО «Эльстер Метроника»
	Альфа А1800	01180045	8	17.04.2008	17.04.2016	ООО «Эльстер Метроника»
	Альфа А1800	01180056	8	17.04.2008	17.04.2016	ООО «Эльстер Метроника»
	Альфа А1800	01180058	8	17.04.2008	17.04.2016	ООО «Эльстер Метроника»
	Альфа А1800	01180048	8	17.04.2008	17.04.2016	ООО «Эльстер Метроника»
Росташинская ГКС	Альфа А1800	01180044	8	17.04.2008	17.04.2016	ООО «Эльстер Метроника»
	Альфа А1800	01180014	8	17.04.2008	17.04.2016	ООО «Эльстер Метроника»
	СЕ 302 S33 543	0689170809247218	8	08.2007	08.2015	ОАО «Энергомера»
	СЕ 302 S33 543	0689170809248048	8	08.2007	08.2015	ОАО «Энергомера»
Вахитовская ГКС	СЭТ 4 ТМ.02.2	3020490	8	05.11.2008г.	05.11.2016г.	завод-изготовитель
	СЭТ 4 ТМ.02.2	3020491	8	05.11.2008г.	05.11.2016г.	завод-изготовитель

Таблица Б.6-2. Данные по счетчикам ПНГ

ГКС Ввод в эксплуатацию	Измерительный прибор	Серийный номер	Межпо- верочный интервал, лет	Даты поверок	Дата окончания действия текущей поверки	Дата замены прибора (если применимо)	Ответственный за поверку
Пасмуровская ГКС 12.2008	Вихревой расходомер- счетчик DY200	S5H702090	4	16.07.2008 10.08.2012	10.08.2016		Поверочная лаборатория «Yokogawa Electric» ООО «Корпорация ИМС»
	Преобразователь давления EJA530A	91H614988	2	12.2008 05.2009 26.05.2011 10.08.2012	10.08.2014		ФГУ «Оренбургский ЦСМ» ООО «Корпорация ИМС»
	Преобразователь температуры ТСМУ 9418	1460	1	12.2008 05.2009 05.2010 30.05.2011 10.08.2012	10.08.2013		ФГУ «Оренбургский ЦСМ» ООО «Корпорация ИМС»
Герасимовская ГКС 12.2008	Вихревой расходомер- счетчик DY050	S5H702080	4	24.08.2008 10.08.2012	10.08.2013		Поверочная лаборатория «Yokogawa Electric» ООО «Корпорация ИМС»
	Преобразователь давления EJA530A	91H614971	2	12.2008 09.08.2010 09.08.2012	10.08.2014		ФГУ «Оренбургский ЦСМ» ООО «Корпорация ИМС»
	Преобразователь температуры ТСМУ 9418	1622	2	12.2008 10.08.2010 10.08.2012	10.08.2014		ФГУ «Оренбургский ЦСМ» ООО «Корпорация ИМС»
Тананькская ГКС 12.2008	Вихревой расходомер- счетчик DY100	S5H702085	4	20.08.2008 10.08.2012	10.08.2016		Поверочная лаборатория «Yokogawa Electric» ООО «Корпорация ИМС»

ГКС Ввод в эксплуатацию	Измерительный прибор	Серийный номер	Межпо- верочный интервал, лет	Даты поверок	Дата окончания действия текущей поверки	Дата замены прибора (если применимо)	Ответственный за поверку
	Преобразователь Давления EJA530A	91N614991	2	12.2008 05.08.2010 10.08.2012	10.08.2014		ФГУ «Оренбургский ЦСМ» ООО «Корпорация ИМС»
	Преобразователь температуры ТСМУ 9418	1623	2	12.2008 09.08.2010 10.08.2012	10.08.2014		ФГУ «Оренбургский ЦСМ» ООО «Корпорация ИМС»
	Вихревой расходомер- счетчик DY100	S5H702088	4	21.08.2008 10.08.2012	10.08.2016		Поверочная лаборатория «Yokogawa Electric» ООО «Корпорация ИМС»
Долговская ГКС 12.2008	Преобразователь Давления EJA530A	91N327652	2	12.2008 09.08.2010 10.08.2012	10.08.2014		ФГУ «Оренбургский ЦСМ» ООО «Корпорация ИМС»
	Преобразователь температуры ТСМУ 9418	1452	2	12.2008 10.08.2010 10.08.2012	10.08.2014		ФГУ «Оренбургский ЦСМ» ООО «Корпорация ИМС»
Курманавская ГКС 12.2006	Диафрагма, ДУ 101.01	081	1	08.2009 08.2010 10.08.2011 13.08.2012	13.08.2013		ФГУ «Оренбургский ЦСМ»
	Диафрагма, ДУ 101.21	080	1	07.2009 07.2010 07.2011	07.2012	в 2012 данное устройство было заменено на диафрагму №0820	ФГУ «Оренбургский ЦСМ»
	Диафрагма, ДУ 101.21	0820	1	04.10.2012	04.10.2013		ФГУ «Оренбургский ЦСМ»

ГКС Ввод в эксплуатацию	Измерительный прибор	Серийный номер	Межпо- верочный интервал, лет	Даты поверок	Дата окончания действия текущей поверки	Дата замены прибора (если применимо)	Ответственный за поверку
	Преобразователь избыточного давления Метран -49-Вн-ДИ-9150	264846	3	04.2007 07.06.2008 04.08.2009 01.11.2011	11.2013		ЗАО ПГ «Метран»
	Преобразователь избыточного давления Метран -49-Вн-ДИ-9150	264907	3	04.2007 17.04.2008 04.08.2009 01.11.2011	10.2013		ЗАО ПГ «Метран»
	Преобразователь температуры ТСМ 9418	511	2	25.07.2007 10.08.2009 10.10.2009 01.11.2011	01.11.2013		ОАО НПП «Эталон»
	Преобразователь температуры ТСМ 9418	532	2	21.01.2008 04.2010 01.11.2011	01.11.2013		ОАО НПП «Эталон»
	Преобразователь разности давлений Метран -100-Ех-ДД- 1440	349349	2	12.2006 10.2009 16.02.2010 01.11.2011	01.11.2013		ЗАО ПГ «Метран»
	Преобразователь разности давлений Метран -100-Ех-ДД- 1440	264926	3	13.01.2006 01.02.2008 17.04.2008 11.08.2009 09.2012	09.2015		ЗАО ПГ «Метран»

ГКС Ввод в эксплуатацию	Измерительный прибор	Серийный номер	Межпо- верочный интервал, лет	Даты поверок	Дата окончания действия текущей поверки	Дата замены прибора (если применимо)	Ответственный за поверку
Савельевская ГКС 12.2008	Вихревой расходомер- счетчик DY100	S5N702083	4	21.08.2008 10.08.2012	10.08.2016		Поверочная лаборатория «Yokogawa Electric» ООО «Корпорация ИМС»
	Преобразователь температуры ТСМУ 9418	1459	2	12.2008 09.08.2010 10.08.2012	10.08.2014		ФГУ «Оренбургский ЦСМ» ООО «Корпорация ИМС»
	Преобразователь давления EJA530A	91N614986	3	12.2008 11.03.2011 29.09.2011 10.08.2012	10.08.2014		Поверочная лаборатория «Yokogawa Electric» ООО «Корпорация ИМС»
Ростаинская ГКС 12.2008	Диафрагма, ДУ 111.97	666	1	12.2008 08.2009 08.2010 08.2011 23.08.2012	23.08.2013		ФГУ «Оренбургский ЦСМ»
	Преобразователь разности давлений Метран -100-Ех-ДД- 1440	349358	2	12.2008 08.2010 24.08.2012	24.08.2014		ФГУ «Оренбургский ЦСМ» ООО «Корпорация ИМС»
	Преобразователь температуры ТСМУ 274	529501	2	12.2008 08.2010 24.08.2012	24.08.2014		ФГУ «Оренбургский ЦСМ» ООО «Корпорация ИМС»
Вахитовская ГКС 07.2009	Вихревой расходомер- счетчик YEWFO DY300	S5J600524	4	21.04.2009	20.04.2013		Поверочная лаборатория «Yokogawa Electric»
	Вихревой расходомер- счетчик YEWFO DY050	S5J600526	4	16.04.2009	15.04.2013		Поверочная лаборатория «Yokogawa Electric»

ГКС Ввод в эксплуатацию	Измерительный прибор	Серийный номер	Межпо- верочный интервал, лет	Даты поверок	Дата окончания действия текущей поверки	Дата замены прибора (если применимо)	Ответственный за поверку
	Преобразователь Давления EJA530A	91J429746	3	20.04.2009 03.05.2012	03.05.2015		Поверочная лаборатория «Yokogawa Electric»
	Преобразователь Давления Метран- 150TG3	1091828	4	20.12.2011	20.12.2015		ЗАО ПГ «Метран»
	Преобразователь температуры ТСМУ 9418	045	2	02.05.2012	02.05.2014		ОАО НПП «Эталон»
	Преобразователь температуры ТСМУ 9418	253	2	20.07.2012	20.07.2014		ОАО НПП «Эталон»

Данные о лабораториях, ответственных за определение объемной доли метана и других углеводородов в ПНГ

Таблица Б.6-3. Данные о лабораториях

Параметр, подлежащий мониторингу	Частота измерений	Лаборатория, ответственная за измерения параметра
Объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ	ежеквартально	Лаборатория ЗГПП

Б.7. Данные о защите окружающей среды:

Таблица Б.7-1. Список разрешений на атмосферные выбросы

ГКС/Район	Дата ввода	Разрешение	Срок действия	Орган, выдавший разрешение
Пасмуровская ГКС Бузулукский район	12.2008	Разрешение от 29.07.2008 №325	01.07.2008- 01.07.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по Оренбургской области

ГКС/Район	Дата ввода	Разрешение	Срок действия	Орган, выдавший разрешение
		Разрешение от 26.05.2010 №172	24.09.2010-01.01.2014	Приуральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору
Герасимовская ГКС Курманаевский район	12.2008	Разрешение от 29.07.2008 №325	01.07.2008-01.07.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по Оренбургской области
		Разрешение от 26.05.2010 №172	24.09.2010-01.01.2014	Приуральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору
Тананькская ГКС Курманаевский район	12.2008	Разрешение от 29.07.2008 №325	01.07.2008-01.07.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по Оренбургской области
		Разрешение от 26.05.2010 №172	24.09.2010-01.01.2014	Приуральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору
Долговская ГКС Курманаевский район	12.2008	Разрешение от 29.07.2008 №325	01.07.2008-01.07.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по Оренбургской области
		Разрешение от 26.05.2010 №172	24.09.2010-01.01.2014	Приуральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору
Курманаевская ГКС Курманаевский район	12.2006	Разрешение от 29.07.2008 №325	01.07.2008-01.07.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по Оренбургской области
		Разрешение от 26.01.10 №325-1	06.11.2009-01.01.2011	Приуральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору
Савельевская ГКС Курманаевский район	12.2008	Разрешение от 29.07.2008 №325	01.07.2008-01.07.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по Оренбургской области
		Разрешение от 26.05.2010 №172	24.09.2010-01.01.2014	Приуральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору
Росташенская ГКС Первомайский район	12.2008	Разрешение от 29.07.2008 №325	01.07.2008-01.07.2009	Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по Оренбургской области
		Разрешение от 26.05.2010 №172	24.09.2010-01.01.2014	Приуральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору

ГЭС/Район	Дата ввода	Разрешение	Срок действия	Орган, выдавший разрешение
Вахитовское м/р, Переволоцкий район	07.2009	Разрешение от 03.02.2009 №570	01.01.2009- 01.01.2010	Управление по экологическому и технологическому надзору Ростехнадзора по Оренбургской области
		Разрешение от 16.03.2009 №570	16.03.2009- 01.01.2010	Управление по экологическому и технологическому надзору Ростехнадзора по Оренбургской области
		Разрешение от 30.12.2010 №55	01.01.2011- 01.01.2012	Управление Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзора) по Оренбургской области

СЕКЦИЯ В. Расчет сокращений выбросов

В.1. Данные мониторинга:

1. - ЕС_{всг} - Потребление электроэнергии на ГЭС; [МВтч]
Таблица В.1-1. Данные по потреблению электроэнергии

ГЭС	2008	2009	2010	2011	Итого 2008-2011
Пасмуровская ГЭС	102	2 662	2 844	1 772	7 380
Герасимовская ГЭС	4	750	379	531	1 664
Тананькская ГЭС		283	818	406	1 507
Долговская ГЭС	439	2 696	2 835	2 491	8 461
Курманаевская ГЭС	2 749	3 652	3 144	2 067	11 612
Савельевская ГЭС	372	2 004	2 627	2 349	7 352
Росташинская ГЭС	134	574	451	549	1 708
Вахитовская ГЭС		344	3 187	4 361	7 892
Итого	3 800	12 965	16 285	14 526	47 576

2. - FS_{ARG_PJ} - Объем ПНГ поставляемый на ГКС_i [млн.м³]

Таблица В.1-2. Данные по объему ПНГ поставляемому на ГКС_i

ГКС	2008	2009	2010	2011	Итого 2008-2011
Пасмуровская ГКС	0.510	16.722	15.797	23.302	56.331
Герасимовская ГКС	0	4.689	2.392	3.007	10.088
Тананьковская ГКС	0	0.576	3.050	1.252	4.878
Долговская ГКС	0	24.235	24.300	22.301	70.836
Курманавская ГКС	0	4.484	28.058	22.768	55.310
Савельевская ГКС	0	13.188	21.773	19.995	54.956
Росташинская ГКС	26.908	120.106	98.431	87.278	332.723
Вахитовская ГКС	0	47.083	135.736	145.862	328.681
Итого	27.418	231.083	329.537	325.765	913.803

3. - FS_{ARG_GCS} - Объем ПНГ сжигаемый в газовых двигателях ГКС_i [млн.м³]

Таблица В.1-3. Данные по потреблению ПНГ

ГКС	2008	2009	2010	2011	Итого 2008-2011
Росташинская ГКС	0	2.529	2.318	2.469	7.316
Вахитовская ГКС	0	1.902	6.209	4.034	12.145
Итого	0	4.431	8.527	6.503	19.461

4. - U_{CO2} , U_{CH4} , U_{C2H6} - Объемная доля компонента ПНГ [об. %]

Таблица В.1-4. Данные по объемной доле компонента ПНГ (наиболее консервативный состав)

ГКС	Компонент	2008	2009	2010	2011
Пасмуровская ГКС	метан СН4	50.9141%	51.7131%	51.2803%	49.9196%
	этан С2Н6	18.9378%	15.2945%	16.8104%	15.8118%
	пропан С3Н8	15.9936%	18.9695%	15.8267%	17.7227%
	i-бутан, С4Н10	1.9639%	1.8764%	1.4189%	1.6510%

ГКС	Компонент	2008	2009	2010	2011
Герасимовская ГКС	п-бутан, С4Н10	4.5314%	5.9747%	7.7129%	7.2867%
	і-пентан, С5Н12	1.3757%	1.1317%	0.5621%	0.8046%
	п-пентан, С5Н12	1.3538%	1.1296%	1.1382%	1.4207%
	гексан, С6Н14	0.9922%	0.9253%	1.1361%	1.2352%
	гептан, С7Н16	0.7883%	0.6577%	0.7795%	0.8160%
	октан, С8Н18	0.2958%	0.3010%	0.2740%	0.2914%
	нонан, С9Н20	0.1658%	0.1820%	0.1242%	0.1542%
	Дискс. углерода, СО2	1.1393%	1.0368%	0.9631%	1.1009%
	сероводород, Н2S	0.0000%	0.0000%	0.0000%	0.0000%
	кислорода, О2	0.0024%	0.0019%	0.0001%	0.0017%
	азот, N2	1.5456%	0.8051%	1.9728%	1.7826%
	метан СН4	30.8782%	28.8939%	30.5057%	31.8335%
	этан С2Н6	14.5436%	17.8053%	15.4337%	16.0461%
	пропан С3Н8	17.5437%	17.0482%	16.3500%	15.8297%
	і-бутан, С4Н10	3.2224%	3.2100%	3.0297%	3.2239%
	п-бутан, С4Н10	6.4224%	6.5006%	6.9237%	7.2159%
	і-пентан, С5Н12	2.2734%	2.0633%	2.0580%	2.2625%
	п-пентан, С5Н12	1.7972%	1.7256%	1.9078%	1.6738%
	гексан, С6Н14	1.7857%	2.1528%	1.4936%	1.2518%
	гептан, С7Н16	0.9288%	0.7915%	1.0283%	0.9910%
октан, С8Н18	0.5817%	0.4147%	0.5494%	0.5861%	
нонан, С9Н20	0.1981%	0.1761%	0.1690%	0.1738%	

ГКС	Компонент	2008	2009	2010	2011
	диокс. углерода, CO2	1.1576%	1.3504%	1.1662%	1.1479%
	сероводород, H2S	2.2688%	1.7510%	2.1145%	1.8521%
	кислород, O2	0.1604%	0.2798%	0.0411%	0.0501%
	азот, N2	16.2372%	15.8360%	17.2283%	15.8510%
Тананыкская ГКС	метан CH4	27.6319%	27.3553%	29.5946%	30.5102%
	этан C2H6	16.8525%	17.2634%	16.6729%	16.1026%
	пропан C3H8	21.4490%	22.1147%	21.8449%	21.5785%
	i-бутан, C4H10	3.4578%	3.9653%	3.9672%	3.9691%
	n-бутан, C4H10	9.1049%	8.3138%	8.0465%	7.7877%
	i-пентан, C5H12	3.3649%	4.1468%	4.1268%	4.1070%
	n-пентан, C5H12	4.7275%	3.6037%	3.3563%	3.1260%
	гексан, C6H14	4.8221%	4.9909%	4.5087%	4.0730%
	гептан, C7H16	3.1369%	2.1157%	2.2574%	2.4085%
	октан, C8H18	1.1066%	1.0220%	1.0297%	1.0375%
	нонан, C9H20	0.2243%	0.2836%	0.2489%	0.2185%
	диокс. углерода, CO2	0.6493%	0.5556%	0.5509%	0.5463%
	сероводород, H2S	1.4539%	1.7564%	1.5475%	1.9567%
кислород, O2	0.0122%	0.0331%	0.0103%	0.0032%	
азот, N2	2.0054%	2.4792%	2.2367%	2.5744%	
Долговская ГКС	метан CH4	35.0153%	35.4429%	36.0986%	35.6536%
	этан C2H6	21.9873%	20.7191%	21.2352%	20.7274%
	пропан C3H8	16.2367%	17.4222%	16.0386%	15.7012%

ГКС	Компонент	2008	2009	2010	2011	
	i-бутан, С4Н10	2.3475%	2.4968%	2.3486%	2.5742%	
	n-бутан, С4Н10	5.2573%	4.8766%	5.0883%	4.0990%	
	i-пентан, С5Н12	1.2039%	1.3298%	1.1982%	1.1977%	
	n-пентан, С5Н12	1.0421%	0.9817%	0.9705%	1.3026%	
	гексан, С6Н14	0.8553%	0.7935%	0.7726%	0.9847%	
	гептан, С7Н16	0.8358%	0.7549%	0.8918%	0.9475%	
	октан, С8Н18	0.5157%	0.5461%	0.5196%	0.6214%	
	нонан, С9Н20	0.1985%	0.2326%	0.1742%	0.2457%	
	Диокс. углерода, СО2	0.4150%	0.4120%	0.4115%	0.4820%	
	сероводород, Н2S	0.8977%	1.1109%	0.7944%	0.8675%	
	кислород, О2	0.0037%	0.0147%	0.0011%	0.0678%	
	азот, N2	13.1874%	12.8655%	13.4559%	14.5268%	
	Курманавская ГКС	метан СН4	44.2782%	47.8969%	47.3191%	46.5348%
		этан С2Н6	19.6167%	17.6540%	18.7345%	16.9800%
		пропан С3Н8	13.7649%	12.9712%	12.0886%	13.4392%
		i-бутан, С4Н10	1.3231%	1.9104%	1.5730%	1.8113%
		n-бутан, С4Н10	4.5891%	3.6449%	3.9294%	3.5753%
i-пентан, С5Н12		0.8149%	0.8636%	0.7818%	0.8450%	
n-пентан, С5Н12		0.4776%	0.5555%	0.5897%	0.6792%	
гексан, С6Н14		0.3354%	0.3170%	0.3417%	0.3806%	
гептан, С7Н16		0.1284%	0.1558%	0.1725%	0.1520%	
октан, С8Н18		0.0363%	0.0539%	0.0509%	0.0614%	

ГКС	Компонент	2008	2009	2010	2011
Савельевская ГКС	нонан, C9H20	0.0171%	0.0226%	0.0193%	0.0304%
	диокс. углерода, CO2	0.4413%	0.5589%	0.5630%	0.6296%
	сероводород, H2S	0.7732%	0.8826%	0.9799%	0.9861%
	кислород, O2	0.2022%	0.0855%	0.0219%	0.0169%
	азот, N2	13.2006%	12.4265%	12.8339%	13.8782%
	метан CH4	40.2357%	41.4805%	44.0868%	42.2954%
	этан C2H6	20.7830%	20.0721%	18.7225%	19.7241%
	пропан C3H8	14.6151%	14.4368%	14.0867%	13.1217%
	i-бутан, C4H10	1.9403%	1.9412%	2.5431%	1.8374%
	n-бутан, C4H10	3.7216%	4.7185%	4.4200%	4.9582%
	i-пентан, C5H12	1.0937%	1.0884%	1.0780%	0.9912%
	n-пентан, C5H12	0.7576%	0.7056%	0.6120%	0.8057%
	гексан, C6H14	0.7253%	0.6552%	0.5347%	0.6574%
	гептан, C7H16	0.6045%	0.6450%	0.7343%	0.7953%
октан, C8H18	0.5496%	0.5538%	0.5622%	0.5402%	
нонан, C9H20	0.0361%	0.0317%	0.0244%	0.0243%	
диокс. углерода, CO2	0.6302%	0.6249%	0.6145%	0.6365%	
сероводород, H2S	0.9165%	1.0015%	0.7956%	1.1985%	
кислород, O2	0.0627%	0.0196%	0.0019%	0.0268%	
азот, N2	13.3274%	12.0238%	11.1826%	12.3867%	
Росташинская ГКС	метан CH4	32.2202%	32.5770%	33.9949%	35.5145%
	этан C2H6	29.6882%	28.9037%	26.3050%	24.1168%

ГКС	Компонент	2008	2009	2010	2011
	пропан С3Н8	19.1979%	20.5290%	21.7591%	23.1423%
	i-бутан, С4Н10	2.2731%	2.4028%	2.5568%	2.7375%
	n-бутан, С4Н10	6.2781%	5.7826%	5.1914%	5.1352%
	i-пентан, С5Н12	1.4564%	1.5916%	2.5644%	1.9438%
	n-пентан, С5Н12	2.2306%	2.0056%	1.7596%	1.6176%
	гексан, С6Н14	2.1195%	1.9084%	1.5994%	1.3813%
	гептан, С7Н16	1.9382%	1.6773%	1.6164%	1.6258%
	октан, С8Н18	0.9783%	1.0105%	1.0780%	1.1789%
	нонан, С9Н20	0.2565%	0.2935%	0.3018%	0.3180%
	диокс. углерода, СО2	1.1207%	1.0911%	1.0740%	1.0779%
	сероводород, Н2S	0.0000%	0.0000%	0.0000%	0.0000%
	кислород, О2	0.0061%	0.0014%	0.0017%	0.0355%
	азот, N2	0.2356%	0.2255%	0.1969%	0.1741%
	метан СН4	58.3393%	58.2458%	58.1720%	59.9717%
	этан С2Н6	15.0543%	16.0938%	15.9604%	15.4145%
	Вахитовская ГКС	пропан С3Н8	19.8718%	18.5833%	18.5828%
i-бутан, С4Н10		0.6140%	0.5809%	0.5702%	0.5704%
n-бутан, С4Н10		1.9108%	2.0746%	2.0944%	2.0270%
i-пентан, С5Н12		0.8889%	0.8134%	0.9271%	0.9227%
n-пентан, С5Н12		0.8459%	0.9409%	0.8357%	0.7784%
гексан, С6Н14		0.5439%	0.6041%	0.5722%	0.5169%
гептан, С7Н16		0.3171%	0.3664%	0.2981%	0.3181%

ГКС	Компонент	2008	2009	2010	2011
	октан, C8H18	0.1466%	0.1420%	0.1301%	0.1311%
	нонан, C9H20	0.0366%	0.0320%	0.0362%	0.0317%
	Диокс. углерода, CO2	0.3809%	0.3912%	0.3506%	0.3477%
	сероводород, H2S	0.0000%	0.0000%	0.0000%	0.0000%
	кислород, O2	0.0103%	0.0452%	0.3531%	0.1104%
	азот, N2	1.0388%	1.0856%	1.1164%	1.0072%

5. - ρ_{CH_4} – Плотность метана (CH₄) при стандартных условиях (20 °С, 101.325 кПа), 0.668 кг/м³
6. - ρ_{CO_2} – Плотность диоксида углерода (CO₂) при стандартных условиях (20 °С, 101.325 кПа), 1.842 кг/м³
7. - GWP_{CH_4} – Потенциал глобального потепления метана, 21 тCO₂/тCH₄
8. - ϵ – Доля несгоревшего ПНГ на факеле при сажевом типе горения 0.035; $FE_f = 1 - \epsilon$ – эффективность сжигания ПНГ на факеле, 0.965
9. - E_{TR} – Коэффициент МГЭИК для газотранспортных операций, 0.0011 ГгрСН₄/млн.м³
10. - E_p – Коэффициент МГЭИК для процессинговых операций, 0.0011 ГгрСН₄/млн.м³
11. - EF_{grid_Ural} – коэффициент выбросов CO₂ для ОЭС Урала (для стороны потребления, [тCO₂/МВтч])

Таблица В.1-5. Коэффициент выбросов CO₂ для ОЭС Урала

Год	2008	2009	2010	2011
Коэффициент выбросов CO ₂ для ОЭС Урала	0.631	0.631	0.638	0.668

12. - E_p_GRP – средние утечки при процессинге ПНГ на ГПЗ, 0.2 %

13. - SFC_{FC_GRP} – средний удельный расход ПНГ на процессинге и компримировании на ГПЗ, 47 м³/тыс.м³

В.2. Расчеты проектных выбросов:

Таблица В.2-1. Проектные выбросы CO₂ при потреблении электроэнергии на ГКС, [тCO₂]

Год	2008	2009	2010	2011	Итого 2008-2011
Выбросы CO ₂ при потреблении электроэнергии на ГКС,	2 398	8 181	10 390	9 703	30 672

Таблица В.2-2. Проектные выбросы CO₂ при сжигании ПНГ в газовых двигателях ГКС [тCO₂]

Год	2008	2009	2010	2011	Итого 2008-2011
Выбросы CO ₂ при сжигании ПНГ в газовых двигателях	0	17 155	29 889	23 362	70 406

Таблица В.2-3. Утечки CH₄ при транспортировке проектного объема ПНГ [тCO₂-э]

Год	2008	2009	2010	2011	Итого 2008-2011
Утечки CH ₄ при транспортировке проектного объема ПНГ	206	2 102	3 451	3 584	9 343

Таблица В.2-4. Утечки CH₄ при компримировании проектного объема ПНГ [тCO₂-э]

Год	2008	2009	2010	2011	Итого 2008-2011
Утечки CH ₄ при компримировании проектного объема ПНГ	206	2 146	3 553	3 660	9 566

Таблица В.2-5. Суммарные выбросы ПГ по проекту [тCO₂-э]

Год	2008	2009	2010	2011	Итого 2008-2011
Выбросы ПГ по проекту	2 810	29 584	47 283	40 309	119 986

В.3. Расчет объема выбросов по базовой линии:

Таблица В.3-1. Суммарные выбросы ПГ в базовой линии за период мониторинга 2008-2011, [тCO₂-э]

Год	2008	2009	2010	2011	Итого 2008-2011
Выбросы ПГ в базовой линии при сжигании ПНГ на факеле	120 623	910 187	1 209 504	1 179 571	3 419 885

В.4. Расчет утечек:

Таблица В.4-1. Утечки CH₄ при процессинговых операциях на ГПЗ, [тCO₂-э]

Год	2008	2009	2010	2011	Итого 2008-2011
Утечки CH ₄ при процессинговых операциях на ГПЗ	251	2 553	4 192	4 353	11 349

Таблица В.4-2. Выбросы CO₂ при потреблении ПНГ в качестве топлива при процессинговых операциях на ГПЗ, [тCO₂]

Год	2008	2009	2010	2011	Итого 2008-2011
Выбросы CO ₂ при потреблении ПНГ в качестве топлива при процессинговых операциях на ГПЗ	5 661	41 302	53 826	52 564	153 353

Таблица В.4-2. Утечки за период мониторинга 2008-2011, [тCO₂-э]

Год	2008	2009	2010	2011	Итого 2008-2011
Суммарные утечки	5 912	43 855	58 018	56 917	164 702

В.5. Расчет сокращений выбросов по проекту:

Таблица В.5-1. Объем снижения выбросов ПГ за период мониторинга 2008-2011, т CO₂-э

Год	Снижение выбросов ПГ в тоннах CO ₂ -э
2008	111 901
2009	836 748
2010	1 104 203
2011	1 082 345
Итого 2008-2011	3 135 197

В.6. Анализ отклонения результатов мониторинга от предварительных расчетных показателей:

Таблица В.6-1. Сравнение фактических сокращений выбросов и сокращений выбросов, рассчитанных ex-ante, т CO₂-э

Год	Ежегодное снижение выбросов в тоннах CO ₂ э в отчете о мониторинге	Ежегодное снижение выбросов в тоннах CO ₂ э в ПТД (предварительная оценка)	Абсолютное отклонение (мониторинг относительно предварительной оценки) в т CO ₂ э	Отклонение в процентах (мониторинг относительно предварительной оценки) в %
2008	111 901	90 317	21 584	23.9%
2009	836 748	809 497	27 251	3.4%
2010	1 104 203	1 007 526	96 677	9.6%
2011	1 082 345	1 023 936	58 409	5.7%
Итого	3 135 197	2 931 276	203 921	7.0%

Отклонение между фактическими и расчетными данными за период 2008-2011 составляет -7.0%, что можно считать очень незначительным отклонением. Такое низкое отклонение – результат следующих факторов:

- проект был реализован в полном соответствии с ПТД;
- предварительные расчеты были сделаны с использованием консервативных данных и использовались точные прогнозы;
- план мониторинга, утвержденный в ПТД вер.2 является надежным и прозрачным;
- мониторинг 2008-2011 был проведен в точном соответствии с планом мониторинга.

Отклонение в объеме сокращений произошло в результате колебаний в компонентном составе ПНГ. Для расчета ЕСВ в ПТД вер.2 использовались усредненные компонентные составы ПНГ. В отчете о мониторинге в расчетах используются наиболее консервативные квартальные компонентные составы ПНГ.

Приложение 1 – Контактная информация участников проекта:

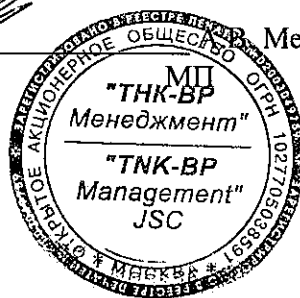
Организация:	ТНК-ВР
Улица/Абонентский ящик:	Беговая
Номер дома:	3/1
Город:	Москва
Штат/Регион:	
Почтовый индекс:	125284
Страна:	Россия
Телефон:	+7 495 777 77 07
Факс:	+7 495 777 77 07
Электронная почта:	company@tnk-bp.com
Адрес вебсайта:	www.tnk-bp.ru
Контактное лицо:	
Должность:	Гн
Обращение:	
Фамилия:	Месропов
Отчество:	
Имя:	Андриас
Департамент:	Департамент регулирования и тарифообразования ОАО «ТНК-ВР Менеджмент»
Телефон (прямой):	+7 495 777 77 07 вн. 2305
Факс (прямой):	
Мобильный:	+79036241151
Персональная электронная почта:	avmesropov@tnk-bp.com

Раздел 2. Сведения о разности между планируемым объемом и фактической величиной выбросов парниковых газов из источника и (или) между планируемым и фактическим уровнем их абсорбции поглотителем по проекту «Утилизация попутного нефтяного газа на месторождениях Обществ, входящих в Группу компаний ТНК-ВР (Оренбургская область)»:

№	Период мониторинга	Планируемые объемы выбросов (т CO ₂ -экв.)	Утечки (т CO ₂ -экв.)	Фактическая величина выбросов (т CO ₂ -экв.)	Разница
1	01.01.2008-31.12.2008	90 317	5 912	111 901	-21 584
2	01.01.2009-31.12.2009	809 497	43 855	836 748	-27 251
3	01.01.2010-31.12.2010	1 007 526	58 018	1 104 203	-96 677
4	01.01.2011-31.12.2011	1 023 936	56 917	1 082 345	-58 409
Всего (01.01.2008-31.12.2011)		2 931 276	164 702	3 135 197	-203 921

Отклонение между фактическими и расчетными данными за период 2008-2011 составляет -7.0%, что можно считать очень незначительным показателем. Отклонение в объеме сокращений произошло в результате колебаний в компонентном составе ПНГ. Для расчета ЕСВ в ПД использовались усредненные компонентные составы ПНГ. В отчете о мониторинге в расчетах используются наиболее консервативные квартальные компонентные составы ПНГ.

ОАО "ТНК-ВР Менеджмент"
По Доверенности от 11.04.2012 г.

Месропов