

Главный инженер –
первый заместитель
генерального директора
ОАО «Сургутнефтегаз»

А.Н.Буланов
« 13 » 03 2013 г.

ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ ОТЧЕТ
о ходе реализации проекта
«Строительство газопоршневых электростанций для
утилизации попутного нефтяного газа на месторождениях
ОАО «Сургутнефтегаз» в Ханты-Мансийском автономном
округе» утвержденного приказом Минэкономразвития России
от 16 мая 2012 года №277
за период 01.06.2012 – 31.12.2012.

Содержание

Раздел	Наименование раздела	Стр.
1.	Описание осуществленных действий в соответствии с проектной документацией.....	3
1.1.	Общее описание проекта.....	3
1.2.	План мониторинга и структура мониторинга.....	6
1.3.	Расчет сокращений выбросов.....	27
2.	Сведения о разности между планируемым объемом и фактической величиной выбросов парниковых газов из источника.....	39
3.	Экспертное заключение на отчет о ходе реализации проекта.....	41
4.	Сведения об осуществлении деятельности в соответствии с инвестиционными декларациями.....	44
4.1.	Сведения о выполнении поэтапного плана и графика реализации проекта «Строительство газопровода промышленного диаметром 426 мм от точки врезки в районе ДНС-3 Рогожниковского месторождения до точки врезки в районе ДНС-1 Западно-Камынского месторождения.....	44

Раздел А. Общее описание проекта**А.1. Название проекта:**

Название проекта: "Строительство газопоршневых электростанций для утилизации попутного нефтяного газа на нефтяных месторождениях ОАО "Сургутнефтегаз" в Ханты-Мансийском автономном округе",

Сектор (секторы) (1) Энергетика (возобновляемые/невозобновляемые источники);
промышленности: (10) Фугутивные выбросы от использования топлив (твердых, жидких и газообразных).

Версия отчета по мониторингу: 01.1

Дата: 31/01/2013

А.2. Описание проекта:**Краткое описание проекта**

Проект включает сооружение 6 газопоршневых электростанций (далее - ГПЭС) на нефтепромыслах, эксплуатируемых ОАО "Сургутнефтегаз" в Ханты-Мансийском автономном округе Российской Федерации. Попутный нефтяной газ (здесь и далее ПНГ) используется в ГПЭС в качестве топлива. Проект позволяет избежать бесполезного сжигания ПНГ путем использования его для выработки электроэнергии. Проект включает 6 ГПЭС, которые расположены на территории соответствующих нефтяных месторождений, описанных в Таблице А.2-1.

Таблица А.2-1. Шесть ГПЭС по проекту

№	ГПЭС	Число энергоустановок	Мощность одной установки (МВт)	Общая установленная мощность ГПЭС
1	Восточно-Еловая ГПЭС	6	1,027	6,16
2	Восточно-Сургутская ГПЭС	6	1,37 и 1,54	8,56
3	Западно-Сахалинская ГПЭС	4	1,54	6,16
4	Северо-Селияровская ГПЭС	2	1,37	2,74
5	Ватлорская ГПЭС	4	1,54	6,16
6	Яун-Лорская ГПЭС	4	1,54	6,16

Цели проекта

Основными целями проекта являются:

- Увеличение степени использования ПНГ;
- Обеспечение местной потребности в электроэнергии нефтепромыслов, обслуживаемых ОАО "Сургутнефтегаз", собственными источниками энергии;
- Улучшение экологической ситуации на нефтепромыслах;
- Снижение выбросов парниковых газов.

Сценарий проекта

Согласно сценарию проекта создаются шесть ГПЭУ общей мощностью 35,9 МВт. ГПЭУ сжигают ПНГ с нефтепромыслов, эксплуатируемых ОАО "Сургутнефтегаз". ГПЭУ спроектированы для покрытия местной потребности в электроэнергии на этих нефтепромыслах. Реализация проекта приведет к значительному увеличению использования ПНГ и снижению энергоснабжения от объединенной энергосистемы (ОЭС) "Урала". ОЭС Урала является одной из шести основных региональных энергосистем Единой энергосистемы Российской Федерации. После ввода в строй 6 ГПЭУ выработка электроэнергии на них будет составлять приблизительно 250 млн. кВт·ч в год.

Сценарий базовой линии (исходных условий)

Сценарий базовой линии можно описать следующим образом. В отсутствие проекта ПНГ, предназначенный для ГПЭУ, будет сжигаться на факелах. Местные потребности нефтепромыслов ОАО "Сургутнефтегаз" в энергии будут покрываться за счет поставок электроэнергии из сети ОЭС "Урал".

Выбросы по сценарию базовой линии включает также выбросы метана, связанные с неполным сгоранием ПНГ в факелах. Это связано с так называемой "эффективностью факельного сжигания", которая показывает степень проскока метана через факел или недожога.

Примененная методология

Для установления сценария базовой линии и плана мониторинга в рассматриваемом проекте был использован специфичный подход для проектов Совместного Осуществления (СО). Базовая линия и план мониторинга были установлены согласно Решению 9/СМР.1, Руководящих указаний для выполнения Статьи 6 Киотского Протокола (FCCC/KP/СМР/2005/8/Add.2. от 30 марта 2006 г.) и на основании "Руководящих указаний по критериям для установления базовой линии и мониторингу", версия 03.

Подходы для установления базовой линии и плана мониторингу описаны в ПТД, версии 1.2 весьма прозрачным способом, они прошли успешную детерминацию.

А.3. Статус выполнения проекта:

ПТД, версия 1.0 для данного проекта был передан в Bureau Veritas Certification Rus¹ (здесь и далее - АНО) для детерминации. В ходе детерминации ПТД был отредактирован, и в результате 11/04/2012 была выпущена окончательная версия 1.2. Положительное заключение экспертов было получено для ПТД, версии 1.2². Окончательная версия 1.2 ПТД описывает проект СО во всех деталях.

Дата первого снижения выбросов - это 01/01/2008.

Проект выполнялся в соответствии с окончательной версией 1.2 ПТД. Датой начала проекта является 15/03/2005 (дата подписания контракта на поставку оборудования для первой ГПЭУ на Восточно-Еловое месторождение нефти). Первая ГПЭУ (Восточно-Еловая) была принята в эксплуатацию 16/03/2006, а последняя - Ватлорская ГПЭУ - 22/10/2009. Реализация проекта полностью соответствует графику выполнения, представленному в ПТД, в. 1.2.

А.4. Расхождения или пересмотры ПТД и плана мониторинга:

Реальная деятельность по проекту в период с 01/06/2008 до 31/12/2012 полностью соответствует описанной в ПТД, версии 1.2; выявлены лишь небольшие расхождения или необходимость пересмотра ПТД, в. 1.2 и плана мониторинга, а именно:

- В ПТД определено, что представление информации об эксплуатационных данных ГПЭС является Управление по внутрипромысловому сбору и использованию ПНГ; в 2012 г. ОАО "Сургутнефтегаз" решило, что разумнее получать информацию непосредственно от

¹ Bureau Veritas Certification Rus является аккредитованной независимой организацией (АНО)

² Положительное заключение экспертов вместе с Отчетом по Определению были переданы верификаторам.

нефтегазодобывающих управлений (НГДУ), которые являются владельцами соответствующих ГПЭУ;

- Поскольку в 2012 г. проводится лишь 7-месячный мониторинг выбросов, то формулы из ПТД в. 1.2 для расчета выбросов по проекту и БЛ, а также снижений выбросов были приспособлены для этого периода на основе месячных данных. Это описано в Разделе Б.3 данного Отчета (с изменением индексов с “у” – год на “m”- месяц).

Указанные отклонения не оказывают никакого влияния на надежность процесса мониторинга и на точность результатов.

А.5. Продолжительность мониторинга во времени:

Период мониторинга, охватываемый данным Отчетом - с 01 июня 2012 г. до 31 декабря 2012 г. (или 7 месяцев).

А.6. Информация о периодичности отчета по мониторингу и изменениях после последней проверки:

Это второй отчет о мониторинге “Строительство газопоршневых электростанций для утилизации нефтяного попутного газа на месторождениях ОАО “Сургутнефтегаз” в Ханты-Мансийском автономном округе”. Это также и завершающий отчет для всего кредитного периода 2008-2012 гг. Первый Отчет был подготовлен в октябре 2012 г., он охватывал период с 01 января 2008 г. по 31 мая 2012 г., окончательная версия 01.3 была подвергнута верификации Bureau Veritas Certification Rus. 30 октября 2012 г. было получено положительное заключение (№ Russia-ver/0306/2012).

А.7. Участники проекта:

Участники проекта те же, что указаны в ПТД, в. 1.2.

<u>Вовлеченные в проект Стороны</u>	Участник проекта, являющийся юридическим субъектом (соответствующим)	Пожалуйста, укажите, если вовлеченная Сторона желает считаться участником проекта (да/нет)
Сторона А: Российская Федерация (Сторона-хозяин)	Юридический субъект А1: Открытое Акционерное Общество “Сургутнефтегаз”	Нет
Сторона Б: Соединенное Королевство	Юридический субъект Б1: Gazprom Marketing&Trading Ltd	Нет

А.8. Величина подвергаемого мониторингу снижения выбросов за период мониторинга:

	Годы
Продолжительность мониторинга	7 месяцев (0,583 года)
Год	Подвергаемое мониторингу снижение выбросов в тоннах CO ₂ -эквивалента
7 months of 2012	118589
Total estimated emission reductions over the monitored period	118589

(tonnes of CO₂ equivalent)

А.9. Утверждение проекта вовлеченными Сторонами

Проект был утвержден Страной, принимающей проект³ (Министерство экономического развития РФ приказом № 277 от 16.05.2012 (копия была представлена Верификатору - Bureau Veritas Certification Rus.).

Одобрение проекта стороной В: письмо Environment Agency (Великобритания) от 10.09.2012 (копия была представлена Верификатору - Bureau Veritas Certification Rus.).

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

Дата подготовки отчета по мониторингу: 31/01/2013.

Отчет о мониторинге подготовлен ООО "Экополис" (Российская Федерация). ООО "Экополис" не является ни участником проекта, ни организацией, вовлеченной в проект.

Тел.: +7 (495) 798 3106

E-mail: info@ecopolis04.ru

РАЗДЕЛ Б. План мониторинга и структура мониторинга

Б.1. Общее описание выбранного плана мониторинга:

Для установления плана мониторинга был выбран специфичный подход для СО с учетом требований "Руководящих указаний по критериям для установления базовой линии и мониторингу", в.1.2, а также требований Решения 9/СМР.1, Приложения В "Критерии для установления базовой линии и по мониторингу".

Деятельность по мониторингу осуществляется в полном соответствии с планом мониторинга, установленным в ПТД, в. 1.2.

План мониторинга основывается и создан в соответствии с существующими измерениями компании по расходам топлива и энергии, а также с данными метрологических систем и с оценкой воздействия на окружающую среду.

Четыре главных отделения ОАО "Сургутнефтегаз" несут ответственность за выполнение плана мониторинга:

1. Управление экологической безопасности и природопользования;
2. В ПТД определено, что представление информации об эксплуатационных данных ГПЭС является Управление по внутрипромысловому сбору и использованию ПНГ; в 2012 г. ОАО "Сургутнефтегаз" решило, что разумнее получать информацию непосредственно от нефтегазодобывающих управлений (НГДУ), которые являются владельцами соответствующих ГПЭУ;
3. Управление энергетики;
4. Техническое управление.

Для расчета снижения выбросов по проекту проводился мониторинг следующих параметров:

1. Объем ПНГ, расходуемый ГПЭУ i в месяце m 2012 г. для производства электроэнергии, $FC_{\text{пнг, гпэу } i, m}$ (м³).
2. Содержание углеводородов различного типа (по объему) в ПНГ, расходуемом в ГПЭУ i в месяце m , $W_{\text{h, гпэу } i, m}$ и среднегодовые взвешенные значения $W_{\text{h, гпэу } i, m}$ (%);
3. Выработка электроэнергии ГПЭУ i в месяце m , $EG_{\text{рj, гпэу } i, m}$ (МВт·ч).

³ Документ, подтверждающий утверждение проекта стороной-хозяином был передан верификаторам.

Следующие постоянные и фиксированные параметры используются для расчета снижения выбросов, образующегося при выполнении проекта:

1. Удельный вес углеводорода типа h , ρ_h (10^{-6} Гг /м³);
2. Коэффициент недожога ПНГ в факеле, η_{flare} (%);
3. Массовая доля CO₂, получающаяся при полном сгорании единицы массы углеводорода типа h , SMF_h (т/т);
4. Комбинированный фактор эмиссии для объединенной энергосистемы Урала (ОЭС Урала) в 2012 г., $EF_{\text{ЭЛЕК,сеть,2012}}$ (тCO₂/МВт·ч);
5. Глобальный потенциал потепления для метана, GWP_{CH_4} (тCO₂экв./тCH₄).

В.2. Данные, используемые для мониторинга за снижением выбросов, получающимся от выполнения проекта:

Параметр	Единица данных	Источник данных	Отделение, отвечающее за мониторинг	Ед. изм.	Измеряемый (и), рассчитываемый (р), оцениваемый (е)	Частота фиксации	Подвергаемый мониторингу/фиксированный на стадии подготовки ПТД	Как архивируются данные? (в электронном виде/ на бумажном носителе)
Параметры, подвергаемые мониторингу								
1. $FC_{\text{НПГ, ГТРР } i, \text{ м}}$	Объем ПНГ, потребляемого ГПЭУ i за месяц m	Показания газового счетчика	НГДУ (которое заменило УВСИНГ)	m^3	и	непрерывно	Подвергается мониторингу	В электронном виде и на бумажном носителе
2. $W_{h, \text{ ГТРР } i, \text{ м}}$	Доля углеводорода (объемная) типа h в ПНГ, потребляемом ГПЭУ i за месяц m	Определяется лабораторными анализами раз в месяц	НГДУ (которое заменило УВСИНГ)	%	и	Ежеквартально	Подвергается мониторингу	В электронном виде и на бумажном носителе
3. $EG_{\text{РЭ, ГТРР } i, \text{ м}}$	Выработка электроэнергии ГПЭУ за месяц m	Счетчики энергии	НГДУ и Управление энергетики	МВт·ч	и	непрерывно	Подвергается мониторингу	В электронном виде и на бумажном носителе
Параметры, не подвергаемые мониторингу (постоянные, фиксированные, предполагаемые)								
4. ρ_h	Удельный вес углеводорода типа h	ПТД, в. 1.2	ПТД, в. 1.2	10^{-6} Гг/м^3	-	-	постоянно	-
5. $\eta_{\text{дождя}}$	Коэффициент недожога при	ПТД, в. 1.2	ПТД, в. 1.2	%	-	-	Фиксирован заранее	-

	сжигании ПНГ на факеле										
6. SMF _h	Стехиометрический массовый коэффициент – отношение массы CO ₂ , образующейся при полном сгорании единицы массы углеводорода типа <i>h</i>	ПТД, в. 1.2	ПТД, в. 1.2		т/т	-	-	Фиксирован заранее	-		
7. EF _{ELEC,grid,2012}	Комбинированный фактор эмиссии для ОЭС Урала в 2012 г.	ПТД, в. 1.2	ПТД, в. 1.2		тСО ₂ /МВт·ч	-	-	Фиксирован заранее	-		
8. GWP _{CH4}	Потенциал глобального потепления для метана	ПТД, в. 1.2	ПТД, в. 1.2		тСО ₂ экв/тCH ₄	-	-	Константа МГЭИК	-		

Б.3. Описание формул, используемых для расчета снижения выбросов, достигаемого при осуществлении проекта:

Формулы, используемые для расчета выбросов по проекту

Выбросы CO₂ по проекту (PE_y) включают выбросы CO₂ от полного окисления углеводородов (метан, этан, бутан, пропан, гексан и более высокие углеводороды) и выбросы CO₂ при генерации электроэнергии шестью ГПЭС. В соответствии с ПТД для полных лет у они рассчитываются следующим образом:

$$PE_y = \sum_i \sum_h (FC_{\text{нпг, гпэу } i, y} * W_{h, \text{гпэу } i, y} * \rho_h * \eta_{\text{flare}} * SMF_h * 10^3) \quad (\text{номер исходной формулы в ПТД Г.1.1.2-1})$$

Где:

PE_y – выбросы по проекту в году у (тCO₂);

FC_{нпг, гпэу i, y} – количество ПНГ, потребляемого ГПЭУ i в году у (млн. м³);

W_{h, гпэу i, y} – содержание углеводорода типа h (по объему) в ПНГ, потребляемом ГПЭС i в году (%);

ρ_h – удельный вес углеводорода типа h, использованный для преобразования объема углеводорода в массу углеводорода (кг/м³); этот параметр принят постоянным в течение всего периода кредитования;

η_{flare} – коэффициент недожога при сжигании ПНГ на факеле (3,5%); принят постоянным на весь период кредитования;

SMF_h – отношение массы CO₂, получаемой при полном сгорании, к единице массы углеводорода (тCO₂ экв./т углеводорода).

Поскольку в 2012 г. мониторинг проводится только для 7 месяцев формулу, приведенную выше необходимо применять с использованием месячных данных:

$$PE_{m,6-12} = \sum_{m=6}^{12} PE_m$$

где

PE_{m,6-12} – 7-месячные выбросы по проекту (тCO₂);

PE_m – выбросы по проекту за месяц m (тCO₂); PE_m рассчитывается с использованием той же формулы, что и PE_y (номер соответствующей формулы в ПТД Г.1.1.2-1), где индекс “у” (год) заменен на “m” (месяц).

Формулы, используемые для расчета выбросов по базовой линии

Выбросы по базовой линии (BE_y) включают выбросы CH₄ из-за их частичного проскока через факелы и выбросы CO₂ от сжигания ископаемых топлив электростанциями ОЭС Урала. Согласно ПТД выбросы по базовой линии для полных лет рассчитываются следующим образом:

$$BE_y = BE_{EL,y} + BE_{CH_4,y} \quad (\text{номер этой формулы в ПТД Г.1.1.4-1})$$

where:

BE_y – выбросы по базовой линии в году у (тCO₂);

BE_{EL,y} – выбросы от снижения потребления электроэнергии от электростанций ОЭС Урала (тCO₂);

BE_{CH₄,y} – выбросы, связанные с проскоком метана в факеле (тCO₂).

$$BE_{EL,y} = \sum_i EG_{PJ, GPPP i, y} * EF_{ELEC, grid, y}$$

(номер этой формулы в ПТД
Г.1.1.4-2)

где:

$EG_{PJ, GPPP i, y}$ – годовая выработка энергии на ГПЭУ i в году y (МВт·ч);

$EF_{ELEC, grid, y}$ – комбинированный фактор эмиссии при производстве электроэнергии в ОЭС Урала в году y .
Более подробные данные можно найти выше в разделе Б.1.

$$BE_{CH_4, y} = \sum_i (FC_{\text{нпг, гпэу } i, y} * W_{h, \text{гпэу } i, y} * \rho_h * \eta_{\text{flare}} * GWP_{\text{CH}_4} * 10^3)$$

(номер этой формулы в ПТД
Г.1.1.4-3)

где:

$FC_{\text{нпг, гпэу } i, y}$ – объем ПНГ, потребляемого ГПЭС i в году y (млн. м³);

$W_{h, \text{гпэу } i, m}$ – объемная доля метана в ПНГ, потребляемым ГПЭС i в году y (%);

η_{flare} – коэффициент недожога при сжигании ПНГ (3,5%). Это параметр принят постоянным в течение всего периода кредитования;

SMF_h – отношение массы CO₂, образующегося при полном сгорании, к единице массы углеводорода (тCO₂ экв./т углеводорода);

GWP_{CH_4} – потенциал глобального потепления для метана (21 тCO₂ экв./тCH₄).

Так как в 2012 г. мониторинг выбросов проводится за период 7 месяцев, формулы для этого периода преобразованы для расчета на месячной основе:

$$BE_{m, 1-5} = \sum_{m=6}^{12} BE_m$$

где

$BE_{m, 6-12}$ - 7-месячные выбросы по БЛ (тCO₂);

BE_m – выбросы по БЛ за месяц m (тCO₂); BE_m рассчитывается с использованием тех же формул, что и BE_y (номера исходных формул в ПТД Г.1.1.4-1, Г.1.1.4-2 и Г.1.1.4-3), где индекс “ y ” (год) заменяется на “ m ” (месяц).

Формулы, используемые для расчета утечек

Согласно ПТД версия 1.2 утечки в данном проекте равны нулю.

Формулы, использованные для расчета снижения выбросов, получающегося при реализации данного проекта

Для оценки снижений выбросов по проекту, производимых проектом с 01 июня 2012 г. по 31 декабря 2102 г. применяется следующая формула::

$$ER_{m, 6-12} = BE_{m, 6-12} - PE_{m, 6-12}$$

где

$ER_{m, 6-12}$ - снижение выбросов за 7 месяцев 2012 г. (тCO₂);

$BE_{m, 6-12}$ – выбросы по БЛ за 7 месяцев 2012 г. (тCO₂);

$PE_{m, 6-12}$ – выбросы по проекту за 7 месяцев 2012 г. (тCO₂).

Б.4. Операционная и управленческая структура, примененная для выполнения плана мониторинга:

План мониторинга и структура контроля полностью соответствуют уже существующему мониторингу производства и системе контроля в ОАО «Сургутнефтегаз». Мониторинг таких параметров, как потребление ПНГ и отпуск электроэнергии проводится дежурными инженерами и инженерами-энергетиками. Определение объемной доли метана и других углеводородов в ПНГ осуществляется сертифицированными лабораториями.

Для измерения параметров, включенных в план мониторинга применяются только средства измерений, соответствующие требованиям «Закона об обеспечении единства измерений», имеющие действующие сертификаты о калибровке или свидетельства о поверке. Средства измерений, как правило, проходят метрологический контроль (калибровку или поверку) в период плановых остановок. Однако в том случае, если то или иное средство измерения необходимо снять для ремонта и (или) метрологического контроля в период эксплуатации, это средство измерения может быть заменено резервным. Средства измерений, не имеющие действующих сертификатов калибровки или свидетельств о поверке к эксплуатации не допускаются.

В том случае, если контролируемый параметр не может быть измерен с помощью средств измерений, может быть разработан альтернативный метод мониторинга.

Этот метод должен гарантировать тот же уровень точности. Если же такой уровень не может быть достигнут, необходимо будет использовать подход получения консервативных данных.

Основными параметрами мониторинга являются:

- Объем попутного нефтяного газа, потребляемого ГПЭС для цели производства электроэнергии;
- Содержание метана и других углеводородов (объемное) в ПНГ, потребляемом ГПЭС;
- Отпуск электроэнергии ГПЭС.

Описание того, как проводится первичная регистрация электроэнергии, объема и состава ПНГ, и как эти данные обрабатываются, контролируются и переводятся в ежемесячные электронные данные

- Отпуск энергии ГПЭС измеряется автоматическими счетчиками электроэнергии, которые передают информацию на серверы автоматической системы измерения и контроля, называемой «Альфа-Центр». Передача данных по отпуску энергии осуществляется электронной системой, контролируется и проверяется дежурными инженерами-энергетиками Управления энергетики ОАО «Сургутнефтегаз». В конце отчетного периода числа дважды проверяются и подтверждаются НГДУ в письменной форме. Измерения отпускаемой электроэнергии являются обычной практикой, проводимой в обязательном порядке». Данные по подготовке отчета по мониторингу берутся из автоматизированной системы по просьбе руководителя Технического управления ОАО «Сургутнефтегаз»;
- Объем ПНГ, потребляемого ГПЭС для целей генерации электроэнергии, измеряется измерительными системами, размещенными на установках. Один раз в день объемы ПНГ, потребленные ГПЭС, передаются диспетчерам центральной Инженерной и диспетчерской Службы, которая составляет сборный отчет об использовании ПНГ на ГПЭС. Измерения и передача информации осуществляются автоматическими приборами и телекоммуникационными средствами. Измерение потребления ПНГ является обычной и обязательной практикой. Данные для подготовки отчетов по мониторингу берутся из автоматизированной системы по просьбе руководителя Технического управления ОАО «Сургутнефтегаз»;
- Пробы ПНГ берутся периодически (не менее 4 раз в год). Пробы берутся специалистами Центральной базовой лаборатории физико-химических анализов УВСИНГ ОАО «Сургутнефтегаз». После анализа результаты передаются в письменном виде на ГПЭС. Результаты также посылаются в электронном виде в электронную систему предприятия. Измерение состава ПНГ является обычной и обязательной практикой. Данные для подготовки

отчетов по мониторингу берутся по просьбе Руководителя технического отдела ОАО “Сургутнефтегаз”.

В случае, если параметр, подлежащий мониторингу, не может быть измерен калиброванным прибором должным образом, предусмотрена следующая процедура. Ее следует применять только при долговременных перерывах в измерениях. Кратковременные перерывы могут быть заменены расчетами на основе других данных. Например, одночасовой перерыв в измерении электроэнергии может быть заменен расчетом, основанным на количестве потребленного ПНГ и средневзвешенного (в м³/МВт·ч) потребления, соответствующего нормативным значениям для данной ГПЭС. Неточность в таких случаях оказывается слишком малой с тем, чтобы влиять на действительные цифры, и ею можно пренебречь. С учетом того, что за период в 4,4 года составления данных для мониторинга, таких перерывов не было, такое допущение вполне возможно.

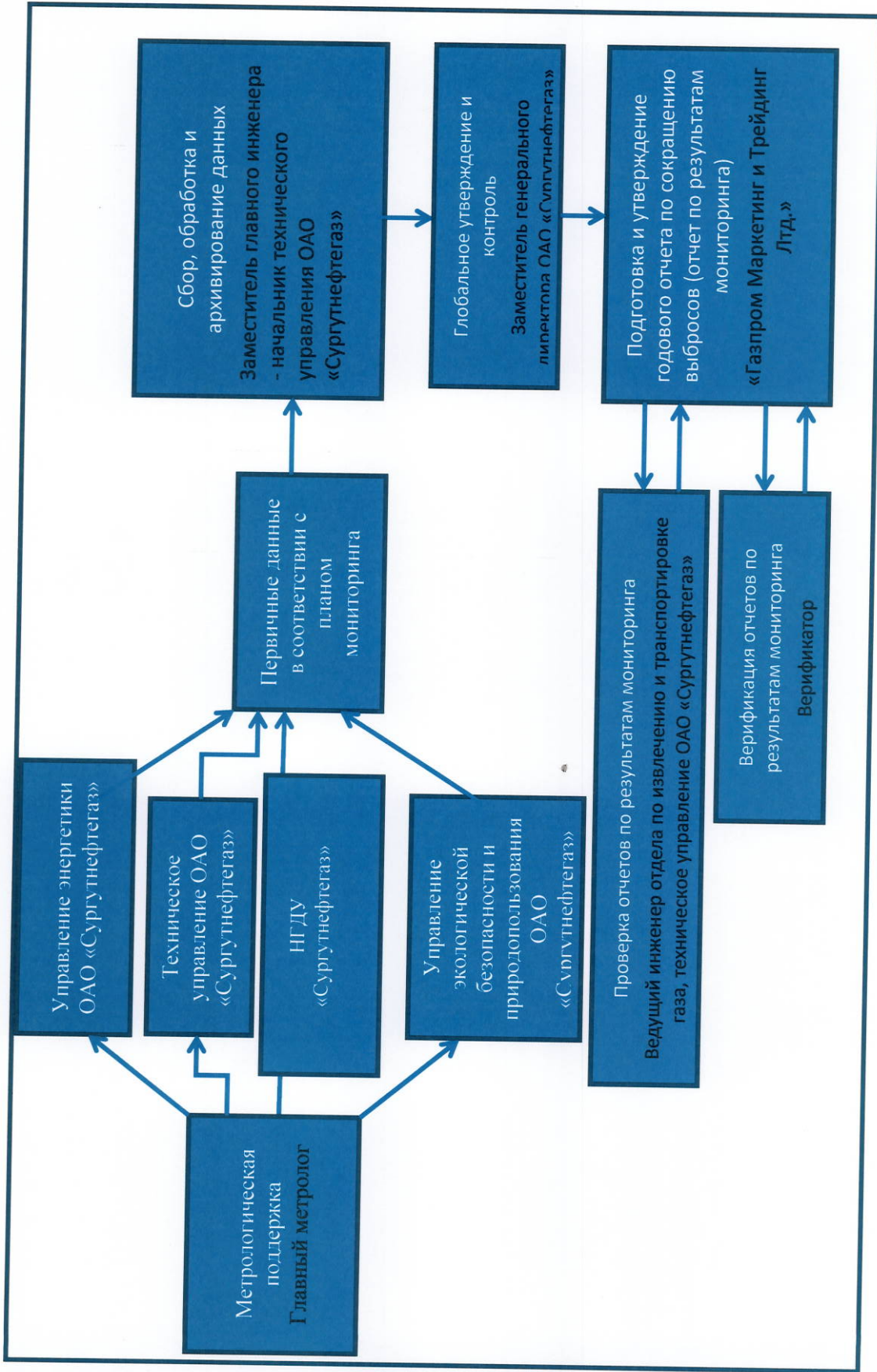
Долговременные перерывы (более 1 дня) в измерениях должны рассматриваться каждый раз отдельно. Но в любом случае принцип консервативности должен ставиться на первое место. Для расчета данных, которые невозможно измерить калиброванными приборами, можно применить несколько основных подходов:

- 1) Рассчитать параметры на основе других производственных параметров. Такой подход следует применять, когда возможно рассчитать измеренный параметр на основе других, непосредственно измеренных параметров. Например, поскольку выработка и внутреннее потребление энергии также измеряются калиброванными счетчиками, то возможно рассчитать отпуск энергии на основе исходных данных.
- 2) Брать наиболее консервативные данные за прошлый период. Такой вариант может быть применен для установления состава ПНГ;
- 3) Исключить снижение выбросов за такой период из отчетов по мониторингу.

В соответствии с планом мониторинга ОАО “Сургутнефтегаз” обеспечивает передачу всех данных в план мониторинга для фирмы Gazprom Marketing&Trading Ltd., которая несет ответственность за подготовку отчета по мониторингу и проведение его проверок. Данные по мониторингу должны храниться, по крайней мере, 2 года после последней передачи ЕСВ.

Ниже на рис. Б.4-1 показана основная управленческая структура.

Рис. Б.4-1 Операционная и управленческая структуры



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

Данные	Уровень неопределенности данных (высокий/средний/ низкий)	Объяснение процедур КК/ГК, запланированных для этих данных, или того, почему такие процедуры необязательны
FC _{нпг, гпэв i,м}	Низкий	Количество ПНГ, потребляемого ГПЭС, измеряется непрерывно специальными измеряющими комплексами, размещенными на установках. Используются только сертифицированные измерительные приборы и оборудование. Все сертифицированные приборы имеют калибровку. Калибровка и поверка проводились согласно условиям, предписанным в паспортах приборов специализированными аккредитованными метрологическими организациями. Установлен график проведения калибровок.
W _{н, гпэв i,м}	Низкий	Специализированная и имеющая лицензию лаборатория несет ответственность за анализ ПНГ и измерение содержания угледородов в ПНГ. Лаборатория оборудована газоанализирующим оборудованием и хроматографом. Используются только сертифицированные измерительные приборы и оборудование. Всё используемое оборудование калибруется и поверяется в полном соответствии с российским законодательством.
EG _{рi, гпэв i,м}	Низкий	Данные по отпуску электроэнергии ГПЭС определяются стандартизированными счетчиками электроэнергии. Количество отпускаемой электроэнергии измеряется непрерывно. Используются только сертифицированные измерительные приборы и оборудование. Все сертифицированные счетчики имеют заводскую поверку. Калибровка и поверка проводятся по условиям, предписанным на паспортах счетчиков специализированными аккредитованными метрологическими организациями. Установлен график поверок. Данные счетчиков электроэнергии автоматически и регулярно передаются в компьютерную систему и архивируются.

Архивирование данных

Данные по потреблению ПНГ и отпуску электроэнергии архивируются в специальной электронной базе данных. База данных соответствующим образом контролируется и обслуживается с тем, чтобы свести на нет любую возможность потери данных. Данные по составу ПНГ архивируются в виде бумажных сертификатов. Таблицы Excel с расчетами хранятся в компьютерах ответственных лиц как в ОАО "Сургутнефтегаз", так и в фирме "Gazprom Marketing and Trading". Все данные должны храниться, по крайней мере, в течение 2 лет после окончания периода кредитования или последней передачи ERUS.

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

Таблица Б.6-1. Данные по счетчикам энергии

ГПЭС, № блока	Тип, серийный №, марка	Основные компоненты	Точность
Ватлор, блок № 1	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01186893, A1805RLX-P4GB-DW	Счетчик; ТОЛ-СЕЩ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5
Ватлор, блок № 2	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01186892, A1805RLX-P4GB-DW	Счетчик; ТОЛ-СЕЩ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5
Ватлор, блок № 3	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01186896, A1805RLX-P4GB-DW	Счетчик; ТОЛ-СЕЩ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5
Ватлор, блок № 4	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01186895, A1805RLX-P4GB-DW	Счетчик; ТОЛ-СЕЩ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5
Восточно-Еловая, блок № 1	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 1190706, A1805RAL-P4GB-DW-4	Счетчик; ТОЛ-СЕЩ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5S
Восточно-Еловая, блок № 2	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 1190707, A1805RAL-P4GB-DW-4	Счетчик; ТОЛ-СЕЩ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5S
Восточно-Еловая, Установка № 3	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 1177277, A1805RAL-P4GB-DW-4	Счетчик; ТОЛ-СЕЩ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5S
Восточно-Еловая, блок № 4	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 1177273, A1805RAL-P4GB-DW-4	Счетчик; ТОЛ-СЕЩ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5S

Восточно-Еловая, блок № 5	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01177366, A1805 RAL-P4GB-DW-4	Счетчик; ТОЛ-СЕЩ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5S
Восточно-Еловая, блок № 6	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01177286, A1805 RAL-P4GB-DW-4	Счетчик; ТОЛ-СЕЩ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5S
Восточно-Сургутская, блок № 1	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01208564, A1805RAL-P4GB-DW-4	Счетчик; ТОЛ-СЕЩ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5S
Восточно-Сургутская, блок № 2	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01208565, A1805RAL-P4GB-DW-4	Счетчик; ТОЛ-СЕЩ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5S
Восточно-Сургутская, блок № 3	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01208800, A1805RAL-P4GB-DW-4	Счетчик; ТОЛ-СЕЩ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5S
Восточно-Сургутская, блок № 4	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01210951, A1805RAL-P4GB-DW-4	Счетчик; ТОЛ-СЕЩ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5S
Восточно-Сургутская, блок № 5	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01208647, A1805RAL-P4GB-DW-4	Счетчик; ТОЛ-СЕЩ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5S
Восточно-Сургутская, блок № 6	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01208539, A1805RAL-P4GB-DW-4	Счетчик; ТОЛ-СЕЩ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5S
Яун-Лорская, блок № 1	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01191010, A1805RLX-P4GB-DW-4	Счетчик; ТОЛ-СЕЩ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5S
Яун-Лорская, блок № 2	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01191011, A1805RLX-P4GB-DW-4	Счетчик; ТОЛ-СЕЩ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5S
Яун-Лорская, блок № 3	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01191014, A1805RLX-P4GB-DW-4	Счетчик; ТОЛ-СЕЩ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5S

Яун-Лорская, блок № 4	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01191009, A1805RLX-P4GB-DW-4	Счетчик; ТОЛ-СЕЩ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5S	
Западно-Сахалинская, блок № 1	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01177545, A1805RL-P4GB-DW-3	Счетчик; ТОЛ-СЕЩ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5S	
Западно-Сахалинская, блок № 2	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01177554, A1805RL-P4GB-DW-3	Счетчик; ТОЛ-СЕЩ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5S	
Западно-Сахалинская, блок № 3	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01177552, A1805RL-P4GB-DW-3	Счетчик; ТОЛ-СЕЩ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5S	
Западно-Сахалинская, блок № 4	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01177550, A1805RL-P4GB-DW-3	Счетчик; ТОЛ-СЕЩ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5S	
Северо-Селяровская, блок № 1	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01190518, A1805RLX-P4GB-DW-4	Счетчик; ТОЛ-СЕЩ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5S	
Северо-Селяровская, блок № 2	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01190517, A1805RLX-P4GB-DW-4	Счетчик; ТОЛ-СЕЩ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5S	

Таблица В.6-2. Данные по поверочным испытаниям счетчиков электроэнергии

ГПЭС, № блока	Серийный номер, марка, серийный номер	Период между поверками, месяцы	Дата начальной поверки /2 ^{ой} /3 ^{ей} / ...	Результат поверки действителен до (даты)	Организация, ответственная за испытания
Ватлор, блок № 1	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01186893, A1805RLX-P4GB-DW	144	14.08.2008	14.08.2020	Свидетельство с названием организации, передано верификатору
Ватлор, блок № 2	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01186892,	144	14.08.2008	14.08.2020	Свидетельство с названием организации, передано

Ватлор, блок № 3	A1805RLX-P4GB-DW	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01186896, A1805RLX-P4GB-DW	144	14.08.2008	14.08.2020	верификатору	Свидетельство с названием организации, передано верификатору
Ватлор, блок № 4		3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01186895, A1805RLX-P4GB-DW	144	14.08.2008	14.08.2020	верификатору	Свидетельство с названием организации передано верификатору
Восточно-Еловая блок № 1		3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01210934, A1805RL-P4GB-DW-4	144	16.08.2010	16.08.2022	верификатору	Свидетельство с названием организации передано верификатору
Восточно-Еловая блок № 2		3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01210932, A1805RL-P4GB-DW-4	144	16.08.2010	16.08.2022	верификатору	Свидетельство с названием организации передано верификатору
Восточно-Еловая блок № 3		3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01210941, A1805RL-P4GB-DW-4	144	16.08.2010	16.08.2022	верификатору	Свидетельство с названием организации передано верификатору
Восточно-Еловая блок № 4		3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01177366, A1805RALQ-P4GB-DW-4	144	18.03.2008	18.03.2020	верификатору	Свидетельство с названием организации передано верификатору
Восточно-Еловая блок № 5		3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01177286, A1805RAL-P4GB-DW-4	144	18.03.2008	18.03.2020	верификатору	Свидетельство с названием организации передано верификатору
Восточно-Еловая блок № 6		3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01208564, A1805RAL-P4GB-DW-4	144	15.07.2010	15.07.2022	верификатору	Свидетельство с названием организации, передано верификатору
Восточно-Сургутская блок № 1		3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01208565, A1805RAL-P4GB-DW-4	144	15.07.2010	15.07.2022	верификатору	Свидетельство с названием организации, передано верификатору
Восточно-Сургутская блок № 2			144	15.07.2010	15.07.2022	верификатору	Свидетельство с названием организации, передано верификатору

Восточно-Сургутская блок № 3	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01208800, A1805RAL-P4GB-DW-4	144	15.07.2010	15.07.2022	верификатору Свидетельство с названием организации, передано верификатору
Восточно-Сургутская блок № 4	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01210951, A1805RAL-P4GB-DW-4	144	17.08.2010	17.08.2022	Свидетельство с названием организации, передано верификатору
Восточно-Сургутская блок № 5	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01208647, A1805RAL-P4GB-DW-4	144	15.07.2010	15.07.2022	Свидетельство с названием организации, передано верификатору
Восточно-Сургутская блок № 6	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01208539, A1805RAL-P4GB-DW-4	144	15.07.2010	15.07.2022	Свидетельство с названием организации, передано верификатору
Яун-Лорская блок № 1	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01191010, A1805RLX-P4GB-DW-4	144	12.11.2008	12.11.2020	Свидетельство с названием организации передано верификатору
Яун-Лорская блок № 2	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01191011, A1805RLX-P4GB-DW-4	144	12.11.2008	12.11.2020	Свидетельство с названием организации передано верификатору
Яун-Лорская блок № 3	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01191014, A1805RLX-P4GB-DW-4	144	12.11.2008	12.11.2020	Свидетельство с названием организации передано верификатору
Яун-Лорская блок № 4	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01191009, A1805RLX-P4GB-DW-4	144	12.11.2008	12.11.2020	Свидетельство с названием организации, передано верификатору
Западно-Сахалинская блок № 1	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01177545, A1805RL-P4GB-DW-3	144	20.03.2008	20.03.2020	Свидетельство с названием организации, передано верификатору
Западно-Сахалинская блок № 2	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01177554, A1805RL-P4GB-DW-3	144	20.03.2008	20.03.2020	Свидетельство с названием организации передано

Западно-Сахалинская блок № 3	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01177552, A1805RL-P4GB-DW-3	144	20.03.2008	20.03.2020	верификатору
Западно-Сахалинская блок № 4	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01177550, A1805RL-P4GB-DW-3	144	20.03.2008	20.03.2020	верификатору
Северо-Селяировская, блок № 1	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01190518, A1805 RLX-P4GB-DW-4	144	07.11.2008	07.11.2020	верификатору
Северо-Селяировская, блок № 2	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01190517, A1805 RLX-P4GB-DW-4	144	07.11.2008	07.11.2020	верификатору

2.

Таблица В.6-3. Данные по счетчикам НПГ

ГПЭС	Название измерительного прибора	Серийный номер, марка	Элемент прибора	Точность
Ватлорская ГПЭС	Измерительный прибор расхода ПНГ с установкой для подготовки ПНГ. Установлен на входе в ГПЭС	485815, Метран-100-ВН-ДИ	Преобразователь давления	$\pm 0,25\%$
		642038, ТСМУ Метран 274-08	Преобразователь температуры	$\pm 0,7\%$
		894175, Метран 150	Датчик разности давлений	$\pm 0,05\%$
Западно-Сахалинская ГПЭС	Измерительный прибор расхода ПНГ с установкой для подготовки	Д-08-155	Сужающее устройство	Согласно стандарту ГОСТ 8.586-2005
		8498, СПГ-761	Корректор	$\pm 0,02\%$
		453305, Метран-100-Вн-ДИ	Преобразователь давления	$\pm 0,5\%$
		647849, TSMU Метран 274-08	Преобразователь температуры	$\pm 0,5\%$

	ПНГ. Установлен на входе в ГПЭС	467259, Метран 100-Vn-DD	Датчик разности давлений	±0,5%
		25, БСУ 80/7,5	Сужающее устройство	Согласно стандарту ГОСТ 8.586-2005
		9004,СПГ-761	Корректор	±0,02%
Северо-Селияровская	Измерительный прибор расхода ПНГ с установкой для подготовки ПНГ. Установлен на входе в ГПЭС	480212, Метран-100-Vn-ДИ	Преобразователь давления	±0,5%
		645125, ТСМУ Метран 274-08	Преобразователь температуры	±0,5%
		477803, Метран 100-Vn-ДД	Датчик разности давлений	±0,5%
		78, БСУ 80/7,5	Сужающее устройство	Согласно стандарту ГОСТ 8.586-2005
Восточно-Еловая ГПЭС	Измерительный прибор расхода ПНГ с установкой для подготовки ПНГ. Установлен на входе в ГПЭС	8990, СПГ-761	Корректор	±0,02%
		350718, УВП-280А	Вычислитель	±0,2%
		79928, Сапфир 22 ДД	Датчик разности давлений	±0,5%
		457007, Метран-100-ДИ	Преобразователь давления	±0,5%
		511810, Метран-274-08	Термопреобразователь с единым выходным сигналом	±0,15%
		0868, ДКС 06-80-А/В-1	Диафрагма	Согласно стандарту ГОСТ 8.586-2005
Яун-Лорская	Измерительный прибор расхода ПНГ с установкой для подготовки ПНГ. Установлен на входе в ГПЭС	10914, СПГ-761.1	Корректирующее устройство	±0,02%
		477804, Метран-100-ДД	Датчик разности давлений	±0,15%
		480219, Метран-100-ДИ	Преобразователь давления	±0,15%
		6, ТСМУ 3212	Термопреобразователь с единым выходным сигналом	
Восточно-Сургутская	Измерительный прибор расхода	Д-08-154, ДКС	Диафрагма	Согласно стандарту ГОСТ 8.586-2005
		091, БЖТ.М	Вычислитель	±0,35%

	ПНГ с установкой для подготовки ПНГ. Установлен на входе в ГПЭС	144, ДРГ.М-1600	Газовый счетчик	±1,5%
		849948, Метран-100-ДИ	Преобразователь давления	±0,15%
		876, Метран-200Т	Термопреобразователь с единым выходным сигналом	±0,5%
	Измерительный прибор № 2 для расхода ПНГ с установкой подготовки ПНГ. Установлен на входе в ГПЭС	12787, СПГ 761	Корректор	±0,02%
		14175665, MicroMotion	Датчик расхода массы	±0,7%

Таблица Б.6-4. Данные по поверочным испытаниям счетчиков ПНГ

ГПЭС Название измерительного прибора	Серийный номер, марка,	Интервал между поверками, месяцы	Дата начальной поверки/ ² / ₃ ^{ей} /...	Результат поверки действителен до (даты)	Организация, ответственная за испытания
Ватлорская ГПЭС Измерительный прибор расхода ПНГ с установкой для подготовки ПНГ. Установлен на входе ГПЭС	Преобразователь давления Метран-100-Вн-ДИ, 485815	36	01.01.2008 29.03.2012	29.03.2015	Свидетельство с названием организации передано верификатору
	Преобразователь температуры ТСМУ Метран 274-08, 642038	12	27.03.2010 27.03.2011 28.03.2012	28.03.2013	Свидетельство с названием организации передано верификатору
	Датчик разности давлений Метран 150, 894175	36	26.09.2008 26.09.2011	26.09.2014	Свидетельство с названием организации передано верификатору
	Сужающее устройство Д-08-155	36	05.10.2007 05.10.2010	05.10.2013	Свидетельство с названием организации передано верификатору
	Корректор SPG-761, 8498	48	09.08.2007	09.08.2015	Свидетельство с названием

Восточно-Еловая ГПЭС Измерительный прибор расхода ПНГ с установкой для подготовки ПНГ. Установлен на входе ГПЭС	100-Вн-ДД, 477803			26.09.2011 16.07.2012		организации передано верификатору
	Сужающее устройство БСУ 80/7,5, 78	36		21.08.2008 18.08.2011	15.08.2015	Свидетельство с названием организации передано верификатору
	Корректор СПГ-761, 8990	48		27.07.2007 12.07.2011 10.07.2012	10.07.2016	Свидетельство с названием организации передано верификатору
	Вычислитель УВП-280А, 350718	48		02.03.2005 03.03.2009	03.03.2013	Свидетельство с названием организации передано верификатору
	Датчик перепада давления Сапфир 22 ДД, 79928	24		06.04.2010 13.02.2012	13.02.2014	Свидетельство с названием организации передано верификатору
	Преобразователь давления Метран-100-ДИ, 457005	36		22.04.2008 05.08.2010	05.08.2013	Свидетельство с названием организации передано верификатору
	Термопреобразователь с единым выходным сигналом Метран-511810	12		07.08.2009 10.08.2010 19.09.2011 19.09.2012	19.09.2013	Свидетельство с названием организации передано верификатору
	Диафрагма ДКС 06-80-А/В-1, 08-68	36		10.07.2004 18.07.2007 13.07.2010	13.07.2013	Свидетельство с названием организации передано верификатору
	Корректор СПГ-761.1, 10914	48		08.08.2008 22.08.2012	22.08.2016	Свидетельство с названием организации передано верификатору
	Датчик разности давлений Метран-100-ДД, 477804	36		01.07.2008 29.06.2011	29.06.2014	Свидетельство с названием организации передано верификатору
Яун-Лорская Измерительный прибор расхода ПНГ с установкой для подготовки ПНГ. Установлен на входе ГПЭС						

Восточно-Сургутская Измерительный прибор расхода НПГ с установкой для подготовки НПГ. Установлен на входе ГПЭС	Преобразователь давления Метран-100-ДИ, 480219	36	01.07.2008 29.06.2011	29.06.2014	верификатору
	Термопреобразователь с единым выходным сигналом ТСМУ 3212, 6	12	10.08.2010 22.04.2011 14.12.2011	14.12.2012	Свидетельство с названием организации передано верификатору
	Диафрагма Д-08-154, ДКС,	36	28.11.2008 21.02.2011	21.02.2014	Свидетельство с названием организации передано верификатору
	Вычислитель БГТ.М, 091	36	18.05.2009 22.06.2012	22.06.2015	Свидетельство с названием организации передано верификатору
	Расходомер газа ДРГ.М-1600, 144	36	16.04.2007 24.03.2010	24.03.2013	Свидетельство с названием организации передано верификатору
	Преобразователь давления Метран-100-ДИ, 849948	36	25.05.2009 13.05.2010	13.05.2013	Свидетельство с названием организации передано верификатору
	Термопреобразователь с единым выходным сигналом Метран-200Т, 876	12	18.02.2010 16.02.2011 15.02.2012	15.02.2013	Свидетельство с названием организации передано верификатору
	Корректор СПГ 761, 12787	48	26.01.2010	26.01.2014	Свидетельство с названием организации передано верификатору
	Датчик расхода массы MicroMotion, 14175665	48	10.05.2010	10.05.2014	Свидетельство с названием организации передано верификатору
	Восточно-Сургутская Измерительный прибор расхода ПНГ с установкой для подготовки НПГ. Установлен на входе ГПЭС				

Данные по лаборатории, ответственной за определение объемной доли метана и других углеводородов в нефтяном попутном газе

Содержание метана и других углеводородов в ПНГ (объемные) периодически (4 раза в год) определяются для каждой ГПЭС Центральной базовой лабораторией физико-химических анализов УВСИНГ ОАО "Сургутнефтегаз". Имеется аттестат аккредитации Центральной базовой лаборатории физико-химических анализов УВСИНГ ОАО "Сургутнефтегаз" для физических и химических анализов. Аттестат был представлен верификаторам.

Б.7. Данные по охране окружающей среды:

В соответствии с российским законодательством в области охраны окружающей среды и общего регулирования в промышленности, после того, как предприятие вступило в строй, оно должно иметь индивидуальные предельно допустимые нормы выбросов, сбросов сточных вод и захоронения отходов, утверждаемые местными государственными экологическими органами. Эти предельные допустимые нормы должны обновляться, по крайней мере, раз в 5 лет. Основываясь на этих предельных значениях, компания должна ежегодно получать от указанных органов разрешения на выбросы, сбросы сточных вод и удаление отходов. Компания ежегодно представляет администрацию статотчеты по охране окружающей среды по формам: № 2тп (воздух), № 2тп (водхоз) и № 2тп (отходы).

Каждая из 6 проектных ГПЭС входит в состав нефте- и газодобывающих предприятий, которыми владеет одна компания. Согласно российским правилам все вышеуказанные документы относятся ко всему комплексу промышленных предприятий, расположенных на одной площадке. Поэтому данные по воздействию одной ГПЭС рассматриваются в контексте всего единого промышленного комплекса, расположенного на одной площадке. Все указанные документы имеют у владельцев ГПЭС, которыми являются соответствующие нефтегазодобывающие управления (НГДУ) ОАО "Сургутнефтегаз" и могут быть представлены по запросу верификатора в:

- НГДУ Сургутнефть (Восточно-Еловая ГПЭС, Восточно-Сургутская ГПЭС и Яун-Лорская ГПЭС);
- НГДУ Лянторнефть (Западно-Сахалинская ГПЭС, Северо-Селияровская ГПЭС);
- НГДУ Нижнесортимнефть (Ватлорская ГПЭС).

РАЗДЕЛ В. Расчет снижения выбросов

В.1. Данные по мониторингу:

Этот раздел содержит значения подвергаемых мониторингу параметров, перечисленных ранее в Разделе Б.2. Приведенные в данном разделе значения используются для расчета снижения выбросов за период мониторинга.

Таблица В.1-1. Данные мониторинга параметров

Восточно-Еловая	июнь 2012	июль 2012	авг 2012	сен 2012	окт 2012	ноя 2012	дек 2012
EG _{PI} , МВтч	3651,889	3904,573	4015,257	3628,341	4131,308	3801,941	4107,625
FC _{APG} , млн.м3	0,919497	0,991195	1,045389	0,966052	1,053702	0,96463	1,036155
W _{av,weight} CH ₄ %/100	0,8342	0,8342	0,8342	0,8342	0,8342	0,8342	0,8342
C ₂ H ₆	0,0443	0,0443	0,0443	0,0443	0,0443	0,0443	0,0443
C ₃ H ₈	0,0502	0,0502	0,0502	0,0502	0,0502	0,0502	0,0502
i-butane	0,0096	0,0096	0,0096	0,0096	0,0096	0,0096	0,0096
n-butane	0,0180	0,0180	0,0180	0,0180	0,0180	0,0180	0,0180
i-pentane	0,0038	0,0038	0,0038	0,0038	0,0038	0,0038	0,0038
n-pentane	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042	0,0042
C 6+	0,0023	0,0023	0,0023	0,0023	0,0023	0,0023	0,0023

Восточно-Сургутская	июнь 2012	июль 2012	авг 2012	сен 2012	окт 2012	ноя 2012	дек 2012
EG _{PI} , МВтч	3226,362	4692,28	4621,491	4234,41	5078,105	5355,099	5796,284
FC _{APG} , млн.м3	0,947046	1,336783	1,33183	1,190479	1,458423	1,525366	1,644651
W _{av,weight} CH ₄ %	0,8638	0,8638	0,8638	0,8638	0,8638	0,8638	0,8638
C ₂ H ₆	0,0366	0,0366	0,0366	0,0366	0,0366	0,0366	0,0366
C ₃ H ₈	0,0408	0,0408	0,0408	0,0408	0,0408	0,0408	0,0408
i-butane	0,0072	0,0072	0,0072	0,0072	0,0072	0,0072	0,0072
n-butane	0,0125	0,0125	0,0125	0,0125	0,0125	0,0125	0,0125
i-pentane	0,0026	0,0026	0,0026	0,0026	0,0026	0,0026	0,0026
n-pentane	0,0029	0,0029	0,0029	0,0029	0,0029	0,0029	0,0029
C 6+	0,0017	0,0017	0,0017	0,0017	0,0017	0,0017	0,0017

Западно-Сахалинская	июнь 2012	июль 2012	авг 2012	сен 2012	окт 2012	ноя 2012	дек 2012
EG _{PI} , МВтч	3239,74	3586,147	3974,156	3796,901	4175,865	4022,932	3998,027
FC _{APG} , млн.м ³	0,926	1,000	1,005	0,961	1,106	1,124	1,121
W _{av,weight} CH ₄ %	0,8340	0,8340	0,8340	0,8340	0,8340	0,8340	0,8340
C ₂ H ₆	0,0560	0,0560	0,0560	0,0560	0,0560	0,0560	0,0560

C ₃ H ₈	0,0489	0,0489	0,0489	0,0489	0,0489	0,0489	0,0489	0,0489	0,0489
i-butane	0,0070	0,0070	0,0070	0,0070	0,0070	0,0070	0,0070	0,0070	0,0070
n-butane	0,0110	0,0110	0,0110	0,0110	0,0110	0,0110	0,0110	0,0110	0,0110
i-pentane	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019
n-pentane	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024
C 6+	0,0029	0,0029	0,0029	0,0029	0,0029	0,0029	0,0029	0,0029	0,0029369

Северо-Селияровская									
	июнь 2012	июль 2012	авг 2012	сен 2012	окт 2012	ноя 2012	дек 2012		
EG _{PJ} , МВтч	990,483	1122,505	952,703	871,076	814,358	550,778	339,202		
FC _{APG} , млн.м ³	0,299	0,334	0,277	0,256	0,233	0,172	0,138		
W _{av,weight} CH ₄ %/100	0,8732	0,8732	0,8732	0,8732	0,8732	0,8732	0,8732		
C ₂ H ₆	0,0325	0,0325	0,0325	0,0325	0,0325	0,0325	0,0325		
C ₃ H ₈	0,0323	0,0323	0,0323	0,0323	0,0323	0,0323	0,0323		
i-butane	0,0095	0,0095	0,0095	0,0095	0,0095	0,0095	0,0095		
n-butane	0,0112	0,0112	0,0112	0,0112	0,0112	0,0112	0,0112		
i-pentane	0,0028	0,0028	0,0028	0,0028	0,0028	0,0028	0,0028		
n-pentane	0,0032	0,0032	0,0032	0,0032	0,0032	0,0032	0,0032		
C 6+	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040		

Ватлорская									
	июнь 2012	июль 2012	авг 2012	сен 2012	окт 2012	ноя 2012	дек 2012		
EG _{PJ} , МВтч	3964,745	4069,943	4072,391	3959,319	3940,395	3895,876	4005,246		
FC _{APG} , млн.м ³	0,919805	0,96444	0,986703	0,901845	0,88457	0,866728	0,852381		
W _{av,weight} CH ₄ %/100	0,8535	0,8535	0,8535	0,8535	0,8535	0,8535	0,8535		
C ₂ H ₆	0,0363	0,0363	0,0363	0,0363	0,0363	0,0363	0,0363		
C ₃ H ₈	0,0519	0,0519	0,0519	0,0519	0,0519	0,0519	0,0519		
i-butane	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075	0,0075		
n-butane	0,0163	0,0163	0,0163	0,0163	0,0163	0,0163	0,0163		
i-pentane	0,0026	0,0026	0,0026	0,0026	0,0026	0,0026	0,0026		
n-pentane	0,0032	0,0032	0,0032	0,0032	0,0032	0,0032	0,0032		
C 6+	0,0030	0,0030	0,0030	0,0030	0,0030	0,0030	0,0030		

Яун-Лорская	июнь 2012	июль 2012	авг 2012	сен 2012	окт 2012	ноя 2012	дек 2012
EG _{PI} , МВтч	3732,177	3801,537	3693,444	4027,585	4231,363	3972,221	4063,431
FC _{APG} млн.м ³	0,950475	0,957734	0,934721	1,015989	1,051808	1,021712	1,062705
W _{av,weight} CH ₄ %/100	0,8331	0,8331	0,8331	0,8331	0,8331	0,8331	0,8331
C ₂ H ₆	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395	0,0395
C ₃ H ₈	0,0610	0,0610	0,0610	0,0610	0,0610	0,0610	0,0610
i-butane	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105	0,0105
n-butane	0,0211	0,0211	0,0211	0,0211	0,0211	0,0211	0,0211
i-pentane	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040	0,0040
n-pentane	0,0044	0,0044	0,0044	0,0044	0,0044	0,0044	0,0044
C 6+	0,0022	0,0022	0,0022	0,0022	0,0022	0,0022	0,0022

ρ_h - Удельный вес углеводородов типа h.

Этот параметр преобразует объем углеводорода в его массу. Удельный вес каждого вида углеводорода рассчитывается с учетом ГОСТ 31369-2008, стандарта "Природный газ. Расчет теплотворной способности, плотности, относительной плотности и теплового эквивалента газа (Wobbe index) по его составу".⁴ Этот параметр устанавливается заранее на стадии подготовки ПТД. Удельный вес углеводородов, присутствующих в ПНГ, который потребляется ГПЭС по проекту, приводятся ниже в Таблица В.1-2.

Таблица В.1-2. Данные по удельному весу

Компонент ПНГ (типы h углеводородов)	Удельный вес реального газа (кг/м ³)
Метан (CH ₄)	0,67
Этан (C ₂ H ₆)	1,26
Пропан (C ₃ H ₈)	1,86
i-бутан (метилпропан);	2,49

⁴ http://www.gazanaliz.ru/standards/gost_gasGC_2008/GOST_31369-2008/gost_31369-2008.html

C_4H_{10}	
n-бутан (C_4H_{10})	2,50
i-пентан (метилбутан; C_5H_{12})	3,15
n-пентан (C_5H_{12})	3,17
C_6^+ (гексаны и более высокие углеводороды)	3,90

Коэффициент недожога при сжигании ПНГ

Этот параметр определяется на стадии подготовки ПТД и устанавливается заранее; $\eta_{flare} = 3.5\%$. Этот параметр рассчитывается на основании "Методологии расчета выбросов в атмосферу при сжигании нефтяного попутного газа в факелах", утвержденной приказом № 199 от 08.04.1998, Государственным Комитетом Российской Федерации по охране природы.

SMF_h - Стехиометрический массовый коэффициент – отношение массы CO_2 , образующегося при полном сгорании единицы массы углеводорода типа h

Этот параметр определяется на стадии подготовки ПТД и устанавливается заранее. Стехиометрический массовый коэффициент для каждого типа углеводорода рассчитывается с учетом ГОСТ 31369-2008. Таблицы в excel с результатами расчетов предоставляются верификаторам для ознакомления при определении проекта. Стехиометрические массовые коэффициенты углеводородов, присутствующих в ПНГ, который сжигается в проектируемых ГПЭС, приводятся ниже в Таблице В.1-3.

Таблица В.1-3. Стехиометрические массовые коэффициенты

Тип компонентов НПГ (типы h углеводородов)	Стехиометрический массовый коэффициент (т./т.)
Метан (CH_4)	2,75
Этан (C_2H_6)	2,93
Пропан (C_3H_8)	2,99
i-бутан (метилпропан; C_4H_{10})	3,03

п-бутан (C ₄ H ₁₀)	3,03
i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂)	3,05
п-пентан (C ₅ H ₁₂)	3,05
C ₆ + (гексаны и более высокие углеводороды)	3,06

EF_{ELEC-grid,2012} – комбинированный фактор эмиссии для ОЭС Урала в 2012 году

Комбинированный фактор эмиссии для ОЭС Урала взят из отчета ЕБРР (Европейского Банка Реконструкции и Развития) "Разработка факторов углеродных выбросов в электроэнергетике России"⁵

Этот параметр зафиксирован на стадии подготовки ПТД и для 2012 г. равен 0,712 тСО₂/МВтч.

GWP_{CH4} - Потенциал глобального потепления для метана

Этот параметр определяется на стадии подготовки ПТД и фиксируется: GWP_{CH4} = 21 тСО₂экв./тСН₄

В.2. Расчет выбросов парниковых газов по проекту:

Для удобства выбросы парниковых газов по проекту 6 ГПЭС представлены в Таблице В.5-1.

В.3. Calculation of baseline GHG emissions:

Для удобства выбросы парниковых газов по базовой линии 6 ГПЭС представлены в Таблице В.5-1.

В.4. Расчет утечек:

Утечки равны нулю согласно ПТД в. 1.2.

⁵ Результаты исследования (отчет) имеются на следующем сайте (website), справочная информация находится на страницах 4-19:
http://www.ebrd.com/downloads/sector/fecc/Baseline_Study_Russia.pdf

В.5. Расчет снижения выбросов, обеспечиваемого проектом:

Итоги расчетов базовой линии (БЛ), выбросов по проекту и снижения выбросов представлены ниже в Таблице В.5-1. Ежемесячные данные, использованные при расчете, расчеты для каждой ГПЭС представлены в таблицах Excel, прилагаемых к Отчету о мониторинге.

Таблица В.5-1. Результаты расчетов БЛ, выбросов по проекту и снижения выбросов

ГПЭС	июн 2012	июл 2012	авг 2012	сент 2012	окт 2012	ноя 2012	дек 2012	Всего
Восточно-Еловая								
EG _{РЛ}	3651,889	3904,57	4015,257	3628,341	4131,308	3801,941	4107,625	27240,934
БЛ	2977,88	3187,25	3288,32	2980,24	3374,36	3103,26	3350,29	22261,59
Проект	73,79	79,55	83,89	77,53	84,56	77,41	83,15	559,89
Снижение выбросов	2904,09	3107,70	3204,42	2902,71	3289,80	3025,85	3267,14	21701,70
Восточно-Сургутская								
EG _{РЛ}	3226,36	4692,28	4621,49	4234,41	5078,11	5355,10	5796,28	33004,03
БЛ	2700,04	3909,57	3857,06	3521,33	4236,02	4461,72	4826,58	27512,31
Проект	72,11	101,78	101,40	90,64	111,04	116,14	125,22	718,32
Снижение выбросов	2627,93	3807,79	3755,66	3430,69	4124,98	4345,58	4701,36	26793,99
Западно-Сахалинская								
EG _{РЛ}	3239,74	3586,147	3974,156	3796,901	4175,865	4022,932	3998,027	26883,768
БЛ	2687,01	2964,046	3242,362	3098,085	3427,460	3325,965	3307	22116,0083
Проект	72,22	78,00	78,39	74,95	86,26	87,67	87,43	564,925342
Снижение выбросов	2614,79	2886,05	3163,98	3023,13	3341,20	3238,30	3219,57	21551,08
Северо-Селияровская								
EG _{РЛ}	990,483	1122,505	952,70	871,076	814,358	550,778	339,202	5641,105
БЛ	833,78914	942,83824	797,43013	730,28204	680,00919	466,1112	300,84963	4751,31
Проект	22,709736	25,368067	21,038786	19,443788	17,696885	13,063795	7,7704267	127,09
Снижение выбросов	811,08	917,47	776,39	710,84	662,31	453,05	293,08	4624,22
Ватлорская								
EG _{РЛ}	3964,745	4069,943	4072,391	3959,319	3940,395	3895,876	4005,246	27907,92
БЛ	3209,5162	3303,1784	3314,2791	3198,1039	3177,3688	3138,1719	3210,0129	22550,63
Проект	72,988855	76,530755	78,297381	71,563684	70,192869	68,777061	46,917323	485,27

Снижение выбросов	3136,53	3226,65	3235,98	3126,54	3107,18	3069,39	3163,10	22065,36
Yaun-Lorskaya								
EG _{PI} , MBтч	3732,177	3801,537	3693,444	4027,585	4231,363	3972,221	4063,431	27521,76
БЛ	3047,2709	3099,6335	3013,2295	3284,4805	3444,2663	3247,4094	3329,1695	22465,46
Проект	78,730095	79,331375	77,425154	84,156775	87,123747	84,630824	57,096105	548,49
Снижение выбросов	2968,54	3020,30	2935,80	3200,32	3357,14	3162,78	3272,07	21916,97
Итого в округленных величинах:								
БЛ итого	15456,00	17407,00	17513,00	16813,00	18339,00	17743,00	18324,00	121593,00
Проект итого	393,00	441,00	440,00	418,00	457,00	448,00	408,00	3004,00
Снижение выбросов итого	15063,00	16966,00	17073,00	16395,00	17882,00	17295,00	17916,00	118589,00

В.6. Анализ расхождения между снижением выбросов, установленным с помощью мониторинга, и этим снижением, оцененным заранее:

Расхождение в величинах снижения выбросов, определенное с помощью мониторинга и оцененного в ПТД заранее, приведено в Таблице В.6-1.

Таблица В.6-1. Сравнение фактического снижения выбросов и снижения, оцененного в ПТД, т СО₂экв.

Год	Годовые снижения выбросов по результатам мониторинга	Годовые снижения выбросов, оцененные в ПТД	Абсолютное отклонение к оценке в ПТД	Отклонение к оценке в ПТД в %%
Показатели из первого Отчета о мониторинге				
2008	37605	36705	+900	+2.45%
2009	91053	88639	+2414	+2.72%
2010	163800	159988	+3812	+2.38%
2011	188403	187414	+989	+0.53%
Первые 5 месяцев 2012 г.	83424	86003 (5/12 годовых 206406)	-2579	-3.0%
Показатели из второго Отчета о мониторинге				
Последние 7 месяцев 2012 г.	118589	120404 (7/12 годовых 206406)	-1815	-1.5%
Показатели для 2012 г. в целом				
2012	83424 + 118589 = 202013 ¹⁾	206406	-4393	-2.1%
Всего за период 2008-2012 гг.				
2008-2012	682874	679153	+3721	+0.55%

¹⁾ Этот показатель представляет собой сумму снижений выбросов, полученных по результатам мониторинга за первые 5 месяцев 2012 г. из первого отчета о мониторинга и за последние 7 месяцев 2012 г. из второго отчета.

Расхождение между снижением выбросов, определенным с помощью мониторинга и оцененным в ПТД в. 1.2, для 7 месяцев 2012 г. составляет 1,5%, для всего 2012 г. – 2,1%, а для всего периода кредитования 2008-2012 гг. – 0,55% . Эти отклонения можно считать малыми величинами, и это вызвано следующими факторами:

- проект выполнен в полном соответствии с ПТД;
- предварительная оценка проведена консервативным способом, и в ней использовались только надежные прогнозы;
- разработанный в ПТД версия 1.2 план мониторинга является надежным и прозрачным;
- мониторинг для рассматриваемого периода был выполнен в полном соответствии с установленным для него планом.

Главной причиной некоторых расхождений являются колебания состава ПНГ и производства электроэнергии. В ПТД в. 1.2 (Приложение 4) состав ПНГ для оценки выбросов был определен путем осреднения данных за 2008-2010 гг., и принято, что этот состав постоянен во все годы периода кредитования. В данном Отчете, следуя формулам для мониторинга, состав ПНГ определялся для каждого года/периода 2012 г. в отдельности, основываясь на фактических данных. Что касается отпуска электроэнергии, то его нельзя было спрогнозировать для 2011 г. и 2012 г. с нулевой точностью.

Резюме

План мониторинга, составленный в ПТД, версия 1.2, и снижение выбросов, рассчитанное в Отчете о мониторинге, являются надежными и разумными. Расхождение является невысоким и зависит от факторов, которые невозможно полностью устранить.

Приложение 1 – Контактная информация по участникам проекта:

Организация:	Открытое Акционерное Общество “Сургутнефтегаз”
Улица/п.я.:	Улица Григория Кукевитского
Дом:	1-1
Город:	Сургут
Округ/Область:	Ханты-мансийский Автономный Округ, Тюменская область
Почтовый код:	628415
Страна:	Российская Федерация
Телефон:	+7 (3462) 42-70-09
Факс:	+7 (3462) 42-70-09
E-mail:	Egorov_EP@surgutneftegas.ru
URL:	http://www.surgutneftegas.ru/
Представлена:	
Должность:	Зам. Руководителя инженерного Центра – Глава инженерного отдела
Обращение:	Г-н.
Фамилия:	Егоров
Имя:	Эдуард
Отчество:	Петрович
Отдел:	
Тел. (прямой):	+7 (3462) 42 68 05
Факс (прямой):	+7 (3462) 42 68 05
Моб. тел.:	
Личный e-mail:	Egorov_EP@surgutneftegas.ru

Организация:	Gazprom Marketing&Trading Ltd.
Улица/п.я.:	Triton Street
Дом:	20
Город:	Лондон
Область:	Лондон
Почтовый код:	NW1 3BF
Страна:	Соединенное Королевство
Тел:	+44 (0) 207 756 0000
Факс:	+44 (0) 756 9740
E-mail:	global_carbon@gazprom-mt.com

URL:	http://www.gazprom-mt.com
Кем представляется:	
Должность:	Head of Trading and Portfolio
Обращение:	Mr.
Имя:	Ignacio
Отчество	
Фамилия:	Gistau
Отдел:	Чистой энергии (Clean Energy)
Тел. (прямой):	+44 2077560052
Факс (прямой):	
Моб. тел.:	+44 7525906248
Личный e-mail:	ignacio.gistau@gazprom-mt.com

Приложение.

В отдельном файле прилагается Таблица Excel с результатами расчета снижения выбросов