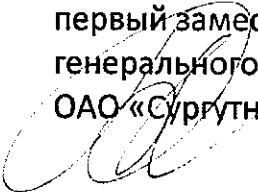


Главный инженер –
первый заместитель
генерального директора
ОАО «Сургутнефтегаз»


А.Н.Буланов
«20» 11 2012 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 01.01.2008 – 31.05.2012.

Содержание

Раз-дел	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 снижения 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.....	40
4.	Сведения об осуществлении деятельности в соответствии с инвестиционной декларацией.....	45
4.1.	Письмо ОАО «Сургутнефтегаз» от 20.11.2012 №01-15-04-32-1449.....	46
4.2.	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».....	47
5.	Утверждение проекта со стороны Великобритании.....	60

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

Название проекта: "Строительство газопоршневых электростанций для утилизации нефтяного попутного газа на 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: 01.2

Дата: 23/10/2012

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

Проект включает сооружение 6 газопоршневых электростанций (здесь и 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 энерго-установок	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 ГПЭС общей мощностью 35,9 МВт. ГПЭС сжигают ПНГ с нефтепромыслов, эксплуатируемых ОАО "Сургутнефтегаз". ГПЭС 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 ГПЭС выработка электроэнергии на них будет составлять приблизительно 250 млн. кВт·ч в год.

Сценарий базовой линии

Сценарий базовой линии можно описать следующим образом. В отсутствие проекта ПНГ, предназначенный для ГПЭС, 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 так называемая "эффективность 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 ГПЭС на Восточно-Еловое месторождение нефти). Первая ГПЭС (Восточно-Еловая) была принята в эксплуатацию 16/03/2006, а последняя - Ватлорская ГПЭС - 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 01/01/2008 до 31/05/2012 полностью соответствует описанной в ПТД, версии 1.2; выявлены лишь небольшие расхождения или необходимость пересмотра ПТД, в. 1.2 и плана мониторинга:

- 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 ГПЭС;

- Поскольку в 2012 г. проводится лишь 5-месячный мониторинг выбросов, то формулы из ПТД в. 1.2 для расчета выбросов по проекту и БЛ были приспособлены для этого периода на основе месячных данных. Это описано в Разделе Б.3 данного Отчета (с изменением индексов с "у" – год на "т" - месяц).

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

А.5. Продолжительность мониторинга во времени:

Период мониторинга для данного отчета по мониторингу - с 01 января 2008 г. до 31 мая 2012 г. (4 года и 5 месяцев или 53 месяцев).

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

Это первоначальный и первый отчет о мониторинге "Сооружение газопоршневых электростанций для использования нефтяного полутного газа на нефтепромыслах ОАО "Сургутнефтегаз" в Ханты-мансийском автономном округе".

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. Оцененное количество снижений выбросов за период мониторинга:

	Годы
Продолжительность мониторинга	4 года и 5 месяцев (4,417 лет)
Год	Подвергаемое мониторингу годовое снижение выбросов в тоннах CO ₂ -эквивалента
2008	37605
2009	91052
2010	163800

2011	188404
2012 (первые 5 месяцев)	83424
Общее снижение выбросов за период мониторинга (тонны CO ₂ -экв.)	564285
Среднегодовое снижение выбросов за период кредитования (тонны CO ₂ -экв.)	127956

А.9. Утверждение проекта сторонами:

Проект был утвержден Страной, принимающей проект³ (Министерство экономического развития РФ) Приказом № 277 от 16.05.2012 (копия прилагается).

Одобрение проекта стороной В: письмо Environment Agency (Великобритания) от 10.09.2012.

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

Дата подготовки отчета по мониторингу: 23/10/2012

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 ГПЭС;
3. Управление энергетики;
4. Техническое управление.

Для расчета снижения выбросов по проекту проводился мониторинг следующих параметров:

1. Объем ПНГ, расходуемый ГПЭС i в году u для производства электроэнергии, $FC_{\text{пнг, ГПЭС } i, y}$ (M^3);

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

для 5 месяцев 2012 г. используются ежемесячные значения (с индексом "м").

2. Содержание углеводородов различного типа (по объему) в ПНГ, расходуемом в ГПЭС i в месяце m , $W_{h, \text{ГПЭС } i, m}$ и среднегодовые взвешенные значения $W_{h, \text{ГПЭС } i, y}$ (%);

3. Годовая выработка электроэнергии ГПЭС i в году y , $E_{\text{ГР}, \text{ГПЭС } i, y}$ (МВт·ч); для 5 месяцев 2012 г. используются ежемесячные значения (с индексом "м").

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 году y , $E_{\text{ЭЛЕК}, \text{ОЭС}, y}$ (тCO₂/МВт·ч);
5. Глобальный потенциал потепления для метана, GWP_{CH_4} (тCO₂экв./тCH₄).

Б.2. Данные, используемые для мониторинга за снижением выбросов, создаваемых Проектом:

Параметр	Единица данных	Источник данных	Отделение, отвечающее за мониторинг	Ед. изм.	Измеряемый (и), рассчитываемый (р), оцениваемый (е)	Частота фиксации	Подвергаемый мониторингу/ фиксируемый на стадии подготовки ПТД	Как архивируются данные? (в электронном виде/ на бумажном носителе)
Параметры, подвергаемые мониторингу								
1. $FC_{\text{НПГ, стпр } i, \text{ м}}$	Объем НПГ, потребляемого ГПЭС i за месяц м	Показания газового счетчика	НГДУ (которое заменило УВСИНГ)	м ³	и	непрерывно	Подвергается мониторингу	В электронном виде и на бумажном носителе
2. $W_{\text{н, стпр } i, \text{ м}}$	Доля углерода (объемная) типа h в НПГ, потребляемом ГПЭС i за месяц м	Определяется лабораторными анализами раз в месяц	НГДУ (которое заменило УВСИНГ)	%	и	ежеквартально	Подвергается мониторингу	В электронном виде и на бумажном носителе
3. $EG_{\text{р}, \text{ стпр } i, \text{ у}}$	Годовая выработка электроэнергии ГПЭС i в году $у$	Счетчики энергии	НГДУ и Управление энергетики	МВт·ч	и	непрерывно	Подвергается мониторингу	В электронном виде и на бумажном носителе
Параметры, не подвергаемые мониторингу (постоянные, фиксируемые, предполагаемые)								
4. ρ_h	Удельный вес углерода типа h	ПТД, в. 1.2	ПТД, в. 1.2	10 ⁻⁶ Гг/м ³	-	-	постоянно	-
5. $\eta_{\text{плас}}$	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 h	ПТД, в. 1.2	ПТД, в. 1.2		т/т	-	-	Фиксирован заранее	-				
7. $EF_{ELEC,grid,y}$	Комбинированный фактор эмиссии для ОЭС Урала в году y	ПТД, в. 1.2	ПТД, в. 1.2		т CO_2 /МВт 2 ч	-	-	Фиксирован заранее	-				
8. GWP_{CH4}	Потенциал глобального потепления для метана	ПТД, в. 1.2	ПТД, в. 1.2		т CO_2 экв/т CH_4	-	-	Константа МГЭИК	-				

Б.3. Описание формул, используемых для расчета снижения выбросов, создаваемых Проектом:

Формулы, используемые для расчета выбросов по проекту

Выбросы CO₂ по проекту (PE_y) включают выбросы CO₂ от полного окисления углеводородов (метан, этан, бутан, пропан, пентан, гексан и более высокие углеводороды) и выбросы CO₂ при генерации электроэнергии шестью ГПЭС. Для периода 2008-2011 гг. они рассчитываются следующим образом:

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

Где:

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

FC_{ПНГ, ГПЭС i, y} – количество ПНГ, потребляемого ГПЭС i в году y (млн. м³);

W_{h, ГПЭС 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 2012г. мониторинг проводится только для 5 месяцев формулу, приведенную выше необходимо применять с использованием месячных данных:

$$PE_{m,1-5} = \sum_{m=1}^5 PE_m$$

где

PE_{m,1-5} – 5-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 “y” (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. Выбросы по базовой линии в 2008-2011 гг. 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 y (тCO₂);

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

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

$$BE_{EL,y} = \sum_i EG_{PJ, GPPP, y} * EF_{ELEC, grid, y} \quad (\text{номер этой формулы в ПТД Г.1.1.4-2})$$

где:

$EG_{PJ, GPPP i, y}$ – годовая выработка энергии на ГПЭС 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.

$$BE_{CH_4, y} = \sum_i (FC_{ПНГ, ГПЭС i, y} * W_{h, ГПЭС i, y} * \rho_h * \eta_{flare} * GWP_{CH_4} * 10^3) \quad \text{(номер этой формулы в ПТД Г.1.1.4-3)}$$

где:

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

$W_{h, ГПЭС i, y}$ – 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 в течение 5 месяцев, формулы для этого периода преобразованы для расчета на месячной основе:

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

где

$BE_{m, 1-5}$ - 5-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 снижения выбросов, обеспечиваемого проектом в 2008-2011 г., применяется следующая формула:

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad \text{(номер исходной формулы в ПТД Г.1.4-1)}$$

где:

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

PE_y – выбросы по проекту в году y (тCO₂).

Для 5 месяцев 2012 г.:

$$ER_{m, 1-5} = BE_{m, 1-5} - PE_{m, 1-5}$$

где

$BE_{m, 1-5}$ – выбросы по базовой линии в течение 5 месяцев 2012 г. (тCO₂);

$PE_{m, 1-5}$ – выбросы по проекту в течение 5 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.

Лишь сертифицированное и должным образом калиброванное и поверенное измерительное оборудование используется для измерения параметров, включенных в план мониторинга. Все оборудование подвергается своевременной калибровке и поверке в соответствии с российскими стандартами и правилами, а также внутренними графиками калибровки. Обычно счетчики и оборудование поверяются и калибруются в периоды плановых остановов. Но в случае, когда измерительный прибор должен быть снят для проверки и калибровки во время работы, он может быть заменен резервным прибором. Некалиброванные приборы и оборудование не должны использоваться для мониторинга параметров, включенных в план мониторинга.

В случае, когда подвергаемый мониторингу параметр не может быть измерен соответствующим образом калиброванным прибором, для расчета снижения выбросов 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 нефтяного попутного 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 требованию заместителя главного инженера – начальника технического управления ОАО «Сургутнефтегаз»;
- Объем ПНГ, потребляемого ГПЭС для производства электроэнергии, измеряется измерительными системами. 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 требованию заместителя главного инженера - начальника технического управления ОАО «Сургутнефтегаз»;
- Пробы ПНГ берутся периодически (2-4 раза 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 требованию заместителя главного инженера – начальника технического управления 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.

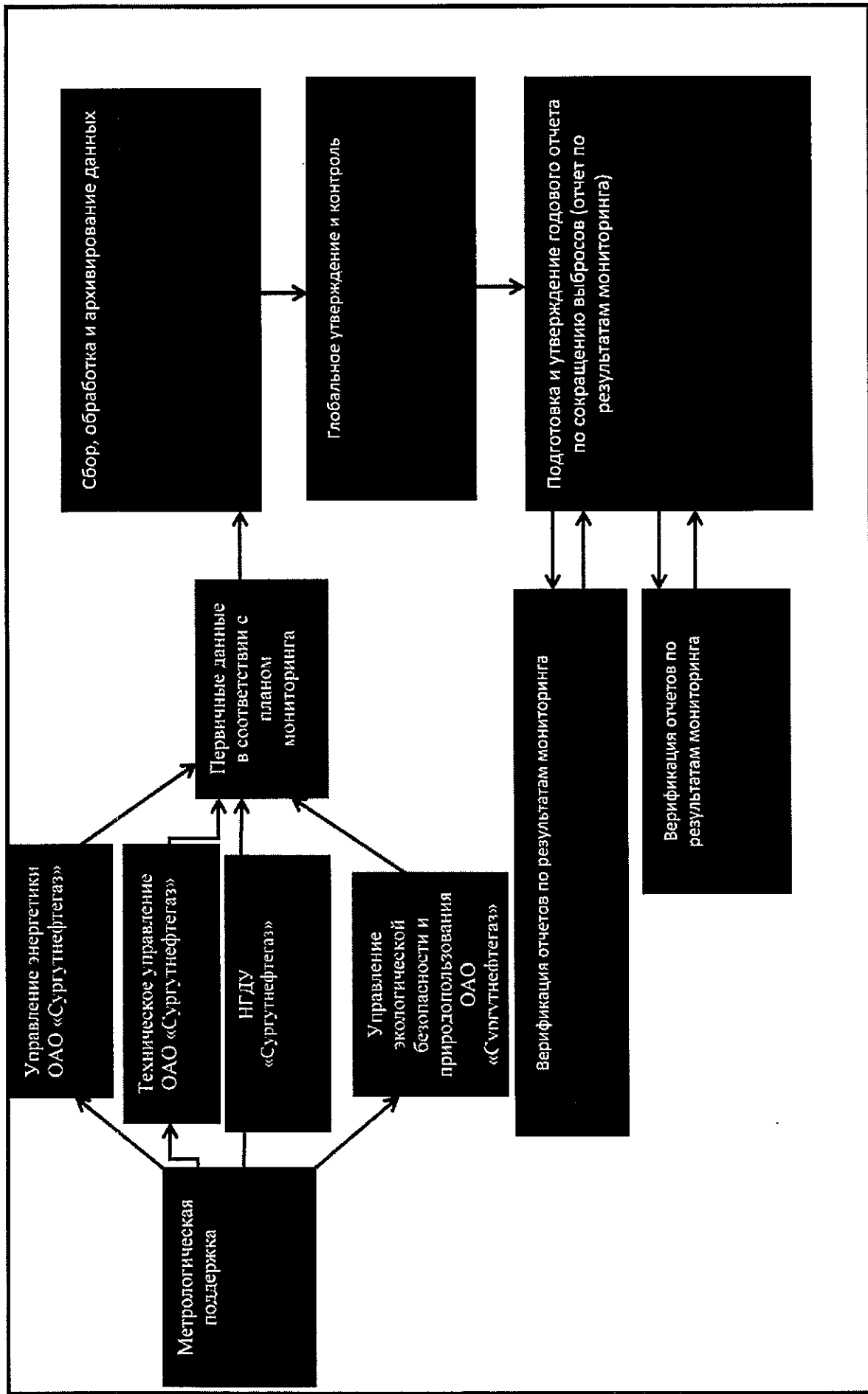
Долговременные перерывы (более 1 дня) в измерениях должны рассматриваться каждый раз отдельно. Но в любом случае принцип консервативности должен ставиться на первое место. Для расчета данных, которые невозможно измерить калиброванными приборами, можно применить несколько основных подходов:

- 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



Б.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 необходимы
FC _{пнг, гпэс, у}	Низкий	Количество ПНГ, потребляемого ГПЭС, измеряется непрерывно измерительными комплексами, размещенными на станциях. Используются только сертифицированные средства измерений. Все средства измерений подвергаются поверке или калибровке согласно утвержденным графикам, по утвержденным методикам поверки или калибровки, в соответствии с Российским законодательством.
W _{п, гпэс, у}	Низкий	Специализированная аккредитованная лаборатория несет ответственность за достоверность анализа компонентного состава. Лаборатория оборудована необходимым аналитическим оборудованием и сертифицированными средствами измерений. Все средства измерений подвергаются поверке и калибровке согласно утвержденным графикам, по утвержденным методикам поверки или калибровки, в соответствии с Российским законодательством. Испытательное и аналитическое оборудование проходит аттестацию.
EG _{рп, гпэс, у}	Низкий	Данные по отпуску электроэнергии ГПЭС определяются по показаниям сертифицированных счетчиков электроэнергии. Все средства измерений подвергаются поверке согласно утвержденным графикам, по утвержденным методикам поверки, в соответствии с Российским законодательством. Показатели 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 & Trading Limited". 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-СЕЦ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5S
Ватлор, блок № 2	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01186892, A1805RLX-P4GB-DW	Счетчик ТОЛ-СЕЦ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5S
Ватлор, блок № 3	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01186896, A1805RLX-P4GB-DW	Счетчик ТОЛ-СЕЦ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5S
Ватлор, блок № 4	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01186895, A1805RLX-P4GB-DW	Счетчик ТОЛ-СЕЦ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5S
Восточно-Еловая, блок № 1	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01210934, A1805RL-P4GB-DW-4	Счетчик ТОЛ-СЕЦ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5S
Восточно-Еловая, блок № 2	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01210932, A1805RL-P4GB-DW-4	Счетчик ТОЛ-СЕЦ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5S
Восточно-Еловая, Установка № 3	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01210933, A1805RL-P4GB-DW-4	Счетчик ТОЛ-СЕЦ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5S
Восточно-Еловая, блок № 4	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01210941, A1805RL-P4GB-DW-4	Счетчик ТОЛ-СЕЦ-10-21; НАМИ-10; радиоканал; интерфейс RS485	0,5S

Восточно-Еловая, блок № 5	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01177366, A1805 RALQ-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-Селияровская, 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-Селияровская, 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 Б.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	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	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	Свидетельство с названием организации передано верификатору
Восточно-Еловая блок № 3	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01210933, A1805RL-P4GB-DW-4	144	16.08.2010	16.08.2022	Свидетельство с названием организации передано верификатору
Восточно-Еловая блок № 4	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01210941, A1805RL-P4GB-DW-4	144	18.08.2010	16.08.2022	Свидетельство с названием организации передано верификатору
Восточно-Еловая блок № 5	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01177366, A1805RALQ-P4GB-DW-4	144	18.03.2008	18.03.2020	Свидетельство с названием организации передано верификатору
Восточно-Еловая блок № 6	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01177286, A1805RAL-P4GB-DW-4	144	18.03.2008	18.03.2020	Свидетельство с названием организации передано верификатору
Восточно-Сургутская блок № 1	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01208564, A1805RAL-P4GB-DW-4	144	15.07.2010	15.07.2022	Свидетельство с названием организации, передано верификатору
Восточно-Сургутская блок № 2	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01208565, A1805RAL-P4GB-DW-4	144	15.07.2010	15.07.2022	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	Свидетельство с названием организации передано верификатору
Западно-Сахалинская блок № 4	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01177550, A1805RL-P4GB-DW-3	144	20.03.2008	20.03.2020	Свидетельство с названием организации передано верификатору
Северо-Сееляировская, блок № 1	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01190518, A1805RLX-P4GB-DW-4	144	07.11.2008	07.11.2020	Свидетельство с названием организации, передано верификатору
Северо-Сееляировская, блок № 2	3-фазный многофункциональный счетчик энергии, 01190517, A1805RLX-P4GB-DW-4	144	07.11.2008	07.11.2020	Свидетельство с названием организации передано верификатору

Таблица Б.6-3. Данные по счетчикам НПГ

ГПЭС	Название измерительного прибора	Серийный номер, марка	Элемент прибора	Точность
Ватлорская	Измерительный прибор расхода ПНГ с установкой для подготовки ПНГ. Установлен на входе в ГПЭС	485815, Метран-100-ВН-ДИ	Преобразователь давления	±0,25%
		642038, ТСМУ Метран 274-08	Преобразователь температуры	±0,7%
		894175, Метран 150	Датчик разности давлений	±0,05%
		Д-08-155	Сужающее устройство	Согласно стандарту ГОСТ 8.586-2005
		8498, СПГ-761	Корректор	±0,02%
Западно-Сахалинская	Измерительный прибор расхода ПНГ с установкой для подготовки	453305, Метран-100-Вн-ДИ	Преобразователь давления	±0,5%
		647849, TSMU Metran 274-08	Преобразователь температуры	±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-DD	Датчик разности давлений	±0,5%
		78, БСУ 80/7,5	Сужающее устройство	Согласно стандарту ГОСТ 8.586-2005
		8990, СПГ-761	Корректор	±0,02%
Восточно-Еловая	Измерительный прибор расхода ПНГ с установкой для подготовки ПНГ. Установлен на входе в ГПЭС	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	
		Д-08-154, ДКС	Диафрагма	Согласно стандарту ГОСТ 8.586-2005
Восточно-Сургутская	Измерительный прибор расхода	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 ^{ой} /3 ^{ей} /...	Результат поверки действителен до (даты)	Организация, ответственная за испытания
Ватлорская 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

Западно-Сахалинская Измерительный прибор расхода ПНГ с установкой для подготовки ПНГ. Установлен на входе ГПЭС	Преобразователь давления Метран-100-Вн-ДИ, 453305	36	09.08.2011	организации передано верификатору	18.05.2013	Свидетельство с названием организации передано верификатору					
					18.06.2013	Свидетельство с названием организации передано верификатору					
					18.05.2013	Свидетельство с названием организации передано верификатору					
					25.08.2014	Свидетельство с названием организации передано верификатору					
					12.07.2013	Свидетельство с названием организации передано верификатору					
					16.07.2013	Свидетельство с названием организации передано верификатору					
					16.07.2013	Свидетельство с названием организации передано верификатору					
					16.07.2013	Свидетельство с названием организации передано верификатору					
					15.08.2015	Свидетельство с названием					
					Северо-Селияровская Измерительный прибор расхода ПНГ с установкой для подготовки ПНГ. Установлен на входе ГПЭС	Преобразователь давления Метран-100-Вл-ДИ, 408212	36	21.08.2008 25.08.2011	Свидетельство с названием организации передано верификатору	30.09.2008	Свидетельство с названием организации передано верификатору
										26.09.2011	Свидетельство с названием организации передано верификатору
										16.07.2012	Свидетельство с названием организации передано верификатору
30.09.2009	Свидетельство с названием организации передано верификатору										
26.09.2010	Свидетельство с названием организации передано верификатору										
16.07.2012	Свидетельство с названием организации передано верификатору										
Сужающее устройство БСУ 80/7,5,	Датчик перепада давлений Метран 100-Вн-ДД, 467259	36	21.08.2008 25.08.2011	Свидетельство с названием организации передано верификатору	30.09.2008	Свидетельство с названием организации передано верификатору					
					26.09.2011	Свидетельство с названием организации передано верификатору					
Сужающее устройство БСУ 80/7,5,	Корректор СПГ-761, 9004	48	27.07.2007 12.07.2011 10.07.2012	Свидетельство с названием организации передано верификатору	12.07.2013	Свидетельство с названием организации передано верификатору					
Сужающее устройство БСУ 80/7,5,	Преобразователь температуры ТСМУ Метран 274-08, 647849	12	30.09.2009 26.09.2010 26.09.2011 16.07.2012	Свидетельство с названием организации передано верификатору	16.07.2013	Свидетельство с названием организации передано верификатору					
Сужающее устройство БСУ 80/7,5,	Датчик перепада давления Метран 100-Вн-ДД, 477803	36	30.09.2008 26.09.2011 16.07.2012	Свидетельство с названием организации передано верификатору	16.07.2013	Свидетельство с названием организации передано верификатору					
Сужающее устройство БСУ 80/7,5,	Сужающее устройство БСУ 80/7,5,	36	21.08.2008	Свидетельство с названием организации передано верификатору	15.08.2015	Свидетельство с названием					

Восточно-Еловая Измерительный прибор расхода ПНГ с установкой для подготовки ПНГ. Установлен на входе ГПЭС	78		48		18.08.2011	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-274-08, 511810	12		07.08.2009 10.08.2010 19.09.2011	19.09.2012	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
					Преобразователь давления Метран-100-ДИ, 480219	36		01.07.2008 29.06.2011	29.06.2014	Свидетельство с названием организации передано 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
Восточно-Сургутская Измерительный прибор расхода НПГ с установкой для подготовки НПГ. Установлен на входе ГПЭС	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
Восточно-Сургутская Измерительный прибор расхода НПГ с установкой для подготовки НПГ. Установлен на входе ГПЭС	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

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

Содержание метана и других углеводородов в ПНГ (объемные доли) периодически (2 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 охране 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 статистические отчеты по охране окружающей среды по формам: № 2тп (воздух), № 2тп (вода) и № 2тп (отходы) в территориальные органы Росстата.

Каждая из 6 проектных ГПЭС входит в состав нефтегазодобывающих управлений, 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 имеются 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 в 2008-2011 гг. и за 5 месяцев 2012 г.⁴

Таблица В.1-1. Данные по параметрам, подвергаемым мониторингу

Восточно-Еловая ГПЭС	2008	2009	2010	2011	Янв 2012	Фев 2012	Март 2012	Апр 2012	Май 2012
EG _p	20697,33	36544,00	40216,23	39686,62	4035,173	3796,152	3855,358	3666,152	3717,334
FC _{нпг} млн.м ³	6,837	9,694	10,216	10,71961	1,038283	0,978517	0,998715	0,924583	1,009717
W _{ср.взвеш}	0,8673	0,8545	0,8538	0,8394	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
C2H6	0,0342	0,0386	0,0364	0,0413	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044

⁴ Годовые значения EG_p и FC_{нпг} и среднегодовые взвешенные W_{ав,взвеш} представляются в отчете по мониторингу для упрощения. Ежемесячные значения с соответствующей последовательностью представляются в таблицах excel, включаемых в отчет по мониторингу.

СЗН8	0,0378	0,0402	0,0399	0,0468	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
i-бутан	0,0099	0,0095	0,01	0,0102	0,0092	0,0092	0,0092	0,0092	0,0092	0,0092	0,0092
n-бутан	0,0138	0,0159	0,0161	0,0181	0,0171	0,0171	0,0171	0,0171	0,0171	0,0171	0,0171
i-пентан	0,0171	0,0039	0,004	0,0039	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035
n-пентан	0,0029	0,0034	0,0041	0,0417	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037	0,0037
С6+	0,0038	0,0039	0,0037	0,0033	0,0031	0,0031	0,0031	0,0031	0,0031	0,0031	0,0031

Восточно-Сургутская ГПЭС		2008	2009	2010	2011	Янв 2012	Фев 2012	Март 2012	Апр 2012	Май 2012
EG _{рj}	МВт·ч	29705,01	35593,84	41647,99	62294,95	5147,88	4979,933	4721,251	3770,407	3879,236
FC _{ПНГ}	млн.м ³	9,548	10,217	11,852	17,067	1,465	1,419	1,360	1,098	1,065
W _{ср.взвеш}	СН4 %/100	0,8815	0,8631	0,8593	0,8581	0,864	0,864	0,864	0,864	0,864
	С2Н6	0,0325	0,0324	0,0357	0,0372	0,0347	0,0347	0,0347	0,0347	0,0347
	С3Н8	0,0375	0,042	0,0399	0,0398	0,0367	0,0367	0,0367	0,0367	0,0367
	i- бутан	0,007	0,008	0,0073	0,0075	0,0066	0,0066	0,0066	0,0066	0,0066
	n- бутан	0,0125	0,0156	0,0125	0,0106	0,0113	0,0113	0,0113	0,0113	0,0113
	i- пентан	0,003	0,0036	0,0027	0,0026	0,0023	0,0023	0,0023	0,0023	0,0023
	n- пентан	0,0025	0,0037	0,0032	0,00285	0,00246	0,00246	0,00246	0,00246	0,00246
	С6+	0,004	0,0041	0,0055	0,00212	0,00194	0,00194	0,00194	0,00194	0,00194

Западно-Сахалинская ГПЭС		2008	2009	2010	2011	Янв 2012	Фев 2012	Март 2012	Апр 2012	Май 2012
EG _{рj}	МВт·ч	0	35197,6	44556,18	45375,93	4249,352	3561,561	3715,963	4039,339	4201,397
FC _{ПНГ}	млн.м ³	0	9,275	12,632	12,860	1,182333	0,998712	1,043817	1,127625	1,170693
W _{ср.взвеш}	СН4 %/100		0,8205	0,819	0,8358	0,84	0,84	0,84	0,84	0,8439
	С2Н6		0,0644	0,0643	0,057	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055
	С3Н8		0,0532	0,0536	0,0465	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043
	i- бутан		0,0121	0,0071	0,0065	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
	n- бутан		0,002	0,0121	0,0101	0,0072	0,0072	0,0072	0,0072	0,0072
	i- пентан		0,0026	0,002	0,0017	0,0152	0,0152	0,0152	0,0152	0,0152
	n- пентан		0,0016	0,0021	0,016	0,00147	0,00147	0,00147	0,00147	0,00147

С 6+		0,00212	0,0016	0,018	0,00129	0,00129	0,00129	0,00129	0,00129
------	--	---------	--------	-------	---------	---------	---------	---------	---------

Северо-Селияровская ГПЭС	2008	2009	2010	2011	Янв 2012	Фев 2012	Мар 2012	Апр 2012	Май 2012
EG _р , МВт·ч	0	3382,634	10579,83	8105,252	407,42	448,015	471,53	677,271	924,48
EF, ТСО2/МВт·ч		0,631	0,638	0,688	0,712	0,712	0,712	0,712	0,712
BE eI, ТСО2	0	2134,44	6749,93	5576,41	290,08	318,99	335,73	482,22	658,23
FC ПНГ млн.м3	0	1,17	3,01	2,526748	0,1562	0,157904	0,163868	0,209876	0,277184
W _{ср.взвеш} СН4 %/100		0,8638	0,8591	0,8665	0,8818	0,8818	0,8818	0,8818	0,8818
С2Н6		0,0354	0,0369	0,0362	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319
С3Н8		0,0366	0,0404	0,0349	0,02971	0,02971	0,02971	0,02971	0,02971
i- бутан		0,0097	0,0095	0,0091	0,00834	0,00834	0,00834	0,00834	0,00834
n- бутан		0,0146	0,0146	0,0131	0,01124	0,01124	0,01124	0,01124	0,01124
i- пентан		0,0031	0,003	0,0027	0,00233	0,00233	0,00233	0,00233	0,00233
n- пентан		0,0034	0,0032	0,003	0,00261	0,00261	0,00261	0,00261	0,00261
С 6+		0,003	0,0031	0,0041	0,00314	0,00314	0,00314	0,00314	0,00314

Ватлорская ГПЭС	2008	2009	2010	2011	Янв 2012	Фев 2012	Мар 2012	Апр 2012	Май 2012
EG _р , МВт·ч	0	7844,76	41795,5	41023,578	4039,485	3615,76	3973,82	3958,154	4162,61
FC ПНГ млн.м3	0	2,35	12,44	11,28878	0,94895	0,86583	0,939301	0,915208	0,95979
W _{ср.взвеш} СН4 %/100		0,8766	0,8892	0,8818	0,8776	0,8776	0,8776	0,8776	0,8776
С2Н6		0,0239	0,0213	0,0244	0,0266	0,0266	0,0266	0,0266	0,0266
С3Н8		0,0408	0,0341	0,039	0,0418	0,0418	0,0418	0,0418	0,0418
i-бутан		0,0078	0,0062	0,00687	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
n-бутан		0,0183	0,0142	0,0151	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015
i-пентан		0,0029	0,0023	0,00242	0,00247	0,00247	0,00247	0,00247	0,00247
n-пентан		0,0033	0,0026	0,0029	0,0303	0,0303	0,0303	0,0303	0,0303
С 6+		0,0022	0,002	0,003	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025

Яун-Лорская ГПЭС		2008	2009	2010	2011	Янв 2012	Фев 2012	Мар 2012	Апр 2012	Май 2012
------------------	--	------	------	------	------	----------	----------	----------	----------	----------

EG _{рп}	МВт·ч	0	6941,479	44916,2	44819,97	4057,073	3686,526	4164,962	3928,278	4035,147
FC _{ПНГ}	млн.м3	0	2,25	11,36	11,21	1,014209	0,922205	1,044275	0,984579	0,995507
W _{ср.взвеш}	CH ₄ %/100	0	0,8407	0,829308	0,831791	0,8368814	0,8368814	0,8368814	0,8368814	0,8368814
	C ₂ H ₆		0,0401	0,039994	0,039284	0,0390193	0,0390193	0,0390193	0,0390193	0,0390193
	C ₃ H ₈		0,0573	0,057712	0,059081	0,0590445	0,0590445	0,0590445	0,0590445	0,0590445
	i-бутан		0,0091	0,009901	0,010142	0,0100074	0,0100074	0,0100074	0,0100074	0,0100074
	n-бутан		0,0179	0,019309	0,020498	0,01997	0,01997	0,01997	0,01997	0,01997
	i-пентан		0,0031	0,00366	0,003791	0,0038059	0,0038059	0,0038059	0,0038059	0,0038059
	n-пентан		0,0034	0,004138	0,004233	0,004268	0,004268	0,004268	0,004268	0,004268
	C ₆₊		0,0027	0,005369	0,003984	0,0044696	0,0044696	0,0044696	0,0044696	0,0044696

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".⁵ 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; C ₄ H ₁₀)	2,49
n-бутан (C ₄ H ₁₀)	2,50
i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂)	3,15

⁵ http://www.gazanaliz.ru/standards/gost_gasgc_2008/gost_31369-2008/gost_31369-2008.html

п-пентан (C ₅ H 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; $\eta_{дож} = 3.5\%$. 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_n - Стехиометрический массовый коэффициент – отношение массы CO₂, 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 (г./г.)
Метан (CH ₄)	2,75
Этан (C ₂ H ₆)	2,93
Пропан (C ₃ H ₈)	2,99
i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀)	3,03
n-бутан (C ₄ H ₁₀)	3,03
i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂)	3,05
n-пентан (C ₅ H ₁₂)	3,05
C ₆ + (гексаны и более высокие углеводороды)	3,06

EF_{ЕЛЕС,grid,y} – комбинированный фактор эмиссии для ОЭС Урала в году y

Комбинированный фактор эмиссии для ОЭС Урала брались из отчета ЕБРР (Европейского Банка Реконструкции и Развития) "Разработка факторов углеродных выбросов в электроэнергетике России"⁶

Этот параметр определяется на стадии подготовки ПТД и фиксируется. Факторы эмиссии приводятся ниже в Таблице В.1-4.

Таблица В.1-4 Данные по факторам эмиссии

Год	Фактор эмиссии (гСО ₂ /МВт·ч)
2008	0,631
2009	0,631
2010	0,638
2011	0,688
2012	0,712

GWP_{снч} - Потенциал глобального потепления для метана

Этот параметр определяется на стадии подготовки ПТД и фиксируется: GWP_{снч} = 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. Расчет выбросов парниковых газов по базовой линии:

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.

⁶ Результаты исследования (отчет) имеются на следующем сайте (website), справочная информация находится на страницах 4-19:
http://www.ebrd.com/downloads/sector/eccc/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 ГЭС представлены в таблицах Excel, прилагаемых к Отчету о мониторинге.

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

Итоги расчетов	2008	2009	2010	2011	Январь 2012	Февраль 2012	Март 2012	Апрель 2012	Май 2012	Всего
Восточно-Еловая										
EG PJ, МВт-ч	20697,327	36544,00	40216,227	39686,624	4035,173	3796,152	3855,358	3666,152	3717,334	156214,351
БЛ	15980,35	27137,33	29953,55	31735,66	3302,54	3107,63	3158,14	2992,76	3064,42	120432,38
Проект	531,11	764,79	805,01	859,28	83,37	78,57	80,19	74,24	79,78	3356,33
ЕСВ	15449,24	26372,53	29148,54	30876,38	3219,17	3029,07	3077,95	2918,53	2984,64	117076,04
Восточно-Сургутская										
EG PJ, МВт-ч	29705,01	35593,84	41647,99	62294,95	5147,88	4979,93	4721,25	3770,41	3879,24	191740,49
БЛ	22888,18	26801,86	31592,42	50070,89	4288,79	4149,42	3940,35	3151,60	3215,01	150098,52
Проект	732,72	803,11	914,61	1306,34	108,70	105,25	100,91	81,43	78,97	4232,04
ЕСВ	22155,46	25998,75	30677,82	48764,55	4180,09	4044,17	3839,44	3070,17	3136,04	145866,48
Западно-Сахалинская										
EG PJ, МВт-ч	0	35197,603	44556,175	45375,93	4249,352	3561,561	3715,963	4039,339	4201,397	144897,32
БЛ	0	25956,208	33611,014	36511,587	3516,9205	2950,8998	3079,5798	3344,65444	3477,939	112448,802
Проект	0,00	728,65	969,28	982,94	89,25	75,39	78,79	85,12	88,37	3097,7755
ЕСВ	0,00	25227,56	32641,73	35528,65	3427,67	2875,51	3000,79	3259,54	3389,57	109351,02
Северо-Селияровская										
EG PJ, МВт-ч	0	3382,634	10579,8	8105,252	407,42	448,015	471,53	677,271	924,48	24996,436
БЛ	0	2632,1347	8022,8456	6654,5903	357,91377	387,55738	406,88996	573,356788	778,59847	19813,89

Проект	0	90,418632	234,13308	194,21236	11,703914	11,831593	9,3186504	15,7258044	20,769127	588,11
ЕСВ	0,00	2541,72	7788,71	6460,38	346,21	375,73	397,57	557,63	757,83	19225,77
Ватлорская										
EG PJ, МВт-ч	0	7844,76	41795,5	41023,578	4039,485	3615,76	3973,82	3958,154	4162,617	110413,67
БЛ	0	5964,4955	32112,889	33134,789	3286,2747	2948,6558	3235,3507	3213,78285	3378,6335	87274,87
Проект	0	182,08245	928,69055	861,99273	73,148916	66,741689	53,165466	70,5479454	73,985123	2310,35
ЕСВ	0,00	5782,41	31184,20	32272,80	3213,13	2881,91	3182,19	3143,23	3304,65	84964,52
Яун-Лорская										
EG PJ, МВт-ч	0	6941,479	44916,198	44819,968	4057,073	3686,526	4164,962	3928,278	4035,147	116549,63
БЛ	0	5311,5794	33295,877	35427,926	3306,6141	3004,8038	3395,8219	3202,70085	3283,2952	90228,62
Проект	0	182,29258	937,06939	927,06222	84,211044	76,558967	56,35784	81,7508285	82,658194	2427,96
ЕСВ	0,00	5129,29	32358,81	34500,86	3222,40	2928,24	3339,46	3120,95	3200,64	87800,66
Всего по БЛ	38868,53	93803,60	168588,60	193535,44	18059,05	16548,97	17216,14	16478,86	17197,90	580297,08
По проекту	1263,83	2751,35	4788,79	5131,82	450,38	414,33	378,73	408,81	424,54	16012,58
ЕСВ, всего	37604,70	91052,25	163799,81	188403,62	17608,68	16134,63	16837,40	16070,05	16773,36	564284,50
ЕСВ за 5 месяцев 2012 г.							83424,12			
ЕСВ в 2008-2011 гг.						480860,38				
Всего ЕСВ за период мониторинга					564284,50					

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

Расхождение в величине снижения выбросов, определенного с помощью мониторинга и оцененного заранее, очевидно из приведенной ниже Таблицы В.6-1.

Таблица В.6-1. Сравнение фактического снижения выбросов и снижения, оцененного в ПТД, т CO₂эquiv.

Год	Годовое снижение выбросов в тоннах CO ₂ эquiv. в отчете по мониторингу	Годовое снижение выбросов в тоннах CO ₂ эquiv. в ПТД (предварительная оценка)	Абсолютное расхождение (между определенными по мониторингу и предварительно оцененными в ПТД) в тоннах CO ₂ эquiv.	Расхождение (между определенным по мониторингу и предварительно оцененным) в %
2008	37605	36705	+900	+2.45%
2009	91052	88639	+2413	+2.72%
2010	163800	159988	+3812	+2.38%
2011	188404	187414	+990	+0.53%
5 месяцев 2012	83424	86003 (5/12 годовых 206406)	-2579	-3.0%
Общее снижение выбросов за период мониторинга 2008 - 5 мес. 2012	564285	558749	+5536	+0.99%

Расхождение между снижением выбросов, определенным с помощью мониторинга и оцененным в ПТД в. 1.2, находится в пределах 3%. Это можно считать малой величиной, 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, основываясь на реальных данных. Что касается отпуски энергии, то его нельзя было спрогнозировать для 2011 и 2012 гг. с нулевой точностью.

Данные за 5 месяцев 2012 г. не являются представительными для оценки расхождений (а цифры в Таблице показаны только для демонстрации того, что они находятся примерно в соответствии с прогнозируемыми значениями). Эти данные касаются части года, и производство электроэнергии за этот период может иметь отклонения от среднегодовых цифр из-за сезонных и других факторов. Представляется целесообразным проанализировать расхождения после того, как будут получены данные за весь год.

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 в будущем.

Приложение 1 – Контактная информация по участникам проекта:

Организация:	Открытое Акционерное Общество "Сургутнефтегаз"
Улица/п.я.:	Улица Григория Кукуевецкого
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:	Заместитель начальника технического управления – начальник технического 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

Справка

об отклонении величин снижения выбросов по результатам мониторинга от тех, что оценены в ПТД, для проекта «Строительство газопоршневых электростанций для утилизации нефтяного попутного газа на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» в Ханты-Мансийском Автономном Округе»

Сравнение фактических снижений выбросов с теми, что оценены в ПТД, тСО₂е

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 %%
2008	37605	36705	+900	+2.45%
2009	91053	88639	+2413	+2.72%
2010	163800	159988	+3812	+2.38%
2011	188403	187414	+990	+0.53%
5 месяцев 2012	83424	86003 (5/12 годовых 206406)	-2579	-3.0%
Общее снижение выбросов за период мониторинга 2008-май 2012	564285	558749	+5536	+0.99%

Отклонение величин снижения выбросов по результатам мониторинга от тех, что оценены в ПТД, находится в пределах 3%. Такое отклонение может быть оценено как низкое. Такое отклонение связано с тем, что имеют место колебания в составе ПНГ и производстве электроэнергии. В ПТД (версия 1.2) для оценки выбросов состав ПНГ определен путем осреднения данных за 2008-2010 гг., и он принят постоянным для всех лет периода кредитования. В Отчете о мониторинге, следуя формулам для проведения мониторинга, состав ПНГ определялся для каждого года в отдельности на базе фактических данных анализов, выполненных в данном году. Что касается отпуска электроэнергии ГПЭС, то прогноз на 2011 г. и 2012 г. не мог быть сделан с 100% точностью.

Следует отметить, что анализ отклонения за 5 месяцев 2012 г. не может быть представительным, и данные в таблице выше показаны только для демонстрации ожидаемых результатов за год. Фактические данные за первые 5 месяцев года не могут сравниваться с теми, что определены как 5/12 годовых, в связи с сезонными и прочими факторами неравномерности работы ГПЭС в течение года. Представляется целесообразным сделать такой анализ по итогам всего года.

Резюме:

проект выполнен в соответствии с ПТД (версия 1.2); оценка, сделанная в ПТД по методу ex-ante, была выполнена с консервативными допущениями и при этом использованы осторожные прогнозные величины;

разработанный в ПТД план мониторинга надежен и проверяем;

отклонение фактических величин снижения выбросов по результатам мониторинга от тех, что оценены в ПТД, находятся в пределах 3%.