

Главный инженер –  
первый заместитель  
генерального директора  
ОАО «Сургутнефтегаз»

\_\_\_\_\_ А.Н.Буланов  
« 13 » \_\_\_\_\_ 03 2013 г.

**ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ ОТЧЕТ**  
**о ходе реализации проекта**  
**«Строительство газотурбинных электростанций для**  
**утилизации нефтяного попутного газа на тринадцати нефтяных**  
**месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» в Ханты-Мансийском**  
**автономном округе, Российская Федерация»**  
**утвержденного приказом Минэкономразвития России от**  
**9 декабря 2011 года № 722**  
**за период 01.05.2012 – 31.12.2012.**

## 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.....	8
1.3.	Расчет сокращений выбросов.....	47
2.	Сведения о разности между планируемым объемом и фактической величиной выбросов парниковых газов из источника.....	65
3.	Экспертное заключение на отчет о ходе реализации проекта.....	67
4.	Сведения об осуществлении деятельности в соответствии с инвестиционными декларациями.....	70
4.1.	Сведения о выполнении поэтапного плана и графика реализации проекта «Строительство газопровода промышленного диаметром 325 мм от ДНС-1 Северо-Лабатьюганского месторождения до компрессорной станции Ай-Пимского месторождения.....	70
4.2.	Сведения о выполнении поэтапного плана и графика реализации проекта «Строительство станции компрессорной в районе ГТЭС-1 Мурьяунского месторождения и газопровода промышленного диаметром 530 мм от точки врезки в газопровод «ДНС-2 Нижнесортымского месторождения – ДНС-2 Мурьяунского месторождения» до станции компрессорной в районе ГТЭС-1 Мурьяунского месторождения».....	87
4.3.	Сведения о выполнении поэтапного плана и графика реализации проекта «Строительство социально-значимых объектов в Ханты-Мансийском автономном округе и Краснодарском крае».....	99

## Секция А. Общее описание проекта

### А.1. Наименование проекта:

Наименование проекта: «Строительство газотурбинных электростанций для утилизации нефтяного попутного газа на тринадцати нефтяных месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» в Ханты-Мансийском автономном округе, Российская Федерация»

Сектор (категория) (1) Энергетика (возобновляемые/не возобновляемые источники)  
источников: (10) Фугитивные эмиссии, вызванные сжиганием ископаемого топлива (твердого, нефти и газа)

Версия отчета о мониторинге: 2.0

Дата: 17.01.2013

### А.2. Описание проекта:

#### Краткое описание проекта

Проектом предусматривается строительство 16 газотурбинных электростанций (далее по тексту - ГТЭС) на нефтяных месторождениях, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз» в Ханты-Мансийском автономном округе Российской Федерации. Попутный нефтяной газ используется в качестве топлива для ГТЭС. Проект позволяет ОАО «Сургутнефтегаз» избежать сжигания попутного нефтяного газа (далее по тексту - ПНГ) на факелах путем использования его для целей выработки электроэнергии.

#### Цель проекта

Главными целями проекта являются:

- Повышение уровня утилизации ПНГ;
- Покрытие потребностей нефтяных месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» в электроэнергии за счет выработки собственной электроэнергии;
- Улучшение экологической ситуации в районе нефтяных месторождений;
- Снижение уровня выбросов парниковых газов (ПГ).

#### Проектный сценарий

В рамках проектного сценария построено шестнадцать ГТЭС общей установленной мощностью 444 МВт. ГТЭС работают на ПНГ, поступающем с нефтяных месторождений, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз». ГТЭС предназначаются для покрытия местных потребностей в электроэнергии указанных нефтяных месторождений. Реализация проекта позволяет значительно увеличить уровень утилизации ПНГ и снизить объем поставок электроэнергии из Объединенной энергосистемы (ОЭС) Урала. ОЭС Урала - одна из шести ОЭС Единой Энергосистемы Российской Федерации.

#### Базовый сценарий (исходные условия)

Базовый сценарий может быть описан следующим образом: при отсутствии данного проекта, ПНГ, расходуемый всеми ГТЭС, кроме Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС, сжигался бы на факелах, а ПНГ, расходуемый Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС, поставлялся бы на Сургутские ГРЭС. Местные потребности в электроэнергии нефтяных месторождений разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз» удовлетворялись бы за счет электроэнергии, поставляемой из ОЭС Урала.

Базовый сценарий предполагает также выбросы метана вследствие неполного сгорания ПНГ на факелах. Это обусловлено эффективностью сжигания попутного газа на факеле, которая ниже, чем в случае сжигания в газовой турбине. Иными словами, не весь метан в составе ПНГ окисляется и превращается в CO<sub>2</sub> – часть его выбрасывается в атмосферу не сгоревшим.

#### Применяемая методология

Для настоящего проекта используется особый подход для проектов Совместного Осуществления для определения исходных условий (базового сценария) и для плана мониторинга. Исходные условия (базовая линия) и план мониторинга устанавливаются в соответствии с решением 9/СМР.1, «Руководящие принципы для осуществления статьи 6 Киотского протокола» и решением FCCC/КР/СМР/2005/8/Add.2. от 30 марта 2006 г. и на основе "Руководства по критериям для исходных условий и мониторинга", версия 02.

Подход к определению базовой линии был открыто описан в Проектно Технической Документации (ПТД) версии 1.2, которая успешно прошла детерминацию.

### **А.3. Статус реализации проекта:**

ПТД версии 1.0 настоящего проекта была передана в Bureau Veritas Certification Rus (далее НАО) для детерминации в начале 2011. В процессе детерминации ПТД было изменено и в результате 24 апреля 2011 выпущена версия 1.2. Положительное экспертное заключение было получено на версию ПТД 1.2. Эта версия подробно описывает настоящий проект. Дата начала сокращения выбросов по проекту – 01.01.2008 г.

Проект был реализован, как описано в ПТД 1.2. Дата начала проекта – 23.04.2002, дата заключения контракта на поставку оборудования для первой Лукьявинской ГТЭС. Первая ГТЭС – Лукьявинская была введена в эксплуатацию 25.12.2003, а последняя – Северо-Лабатьюганская ГТЭС -2 – 16.12.2010. Реализация проекта полностью соотносится с графиком реализации в ПТД 1.2.

План мониторинга был реализован в точном соответствии с ПТД 1.2 с двумя незначительными отклонениями. Первое связано с изменением одного ответственного лица. Второе сделано для улучшения плана мониторинга. Изменения описаны в секции А.4 ниже.

В целом, отклонения от ПТД 1.2 отсутствуют за исключением небольших отклонений в значениях параметров, использованных в ПТД для предварительных расчетов сокращений выбросов, и фактических значений, полученных в процессе реализации проекта.

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

Были внесены два незначительных изменения в план мониторинга по сравнению с планом мониторинга в ПТД версии 1.2:

- 1) Заместитель начальника технического управления - начальник отдела добычи и транспортировки газа технического управления ОАО «Сургутнефтегаз» В.Н.Плетёный будет отвечать за проверку отчетов о мониторинге вместо ведущего инженера отдела добычи и транспортировки газа. Изначально г-н Плетёный, ведущий инженер отдела по добыче и транспортировки газа технического управления ОАО «Сургутнефтегаз», был назначен ответственным за проверку отчетов о мониторинге. В процессе работы, он был повышен до заместителя начальника технического управления - начальника отдела добычи и транспортировки газа ОАО «Сургутнефтегаз». Это изменение в плане мониторинга только отражает смену должности и не имеет отрицательных последствий. После повышения г-н Плетёный имеет больше возможностей для осуществления задачи, так как с повышением связаны большие полномочия и доступ к информации.
- 2) Заместитель главного инженера - начальник технического управления ОАО «Сургутнефтегаз» А.Ф.Зенов будет отвечать за сбор, обработку и хранение данных вместо начальника управления экологической безопасности и природопользования ОАО «Сургутнефтегаз». Эта позиция необходима только в момент подготовки отчетов о мониторинге. Сбор и хранение исходной информации будет осуществляться в рабочем режиме персоналом компании. Смена роли была произведена в августе 2010 перед подготовкой настоящего отчета о мониторинге. Это изменение сделано по причине того, что заместитель главного инженера - начальник технического управления ОАО «Сургутнефтегаз» имеет больше возможностей для выполнения данной задачи. Почти все данные для отчета о мониторинге имеют техническую направленность и подчиненные заместителя главного инженера - начальника технического управления ОАО «Сургутнефтегаз» имеют больше возможностей для работы с ними. Заместитель главного инженера - начальник технического управления ОАО «Сургутнефтегаз»

больше подходит для этой роли по сравнению с начальником управления экологической безопасности и природопользования ОАО «Сургутнефтегаз». Изменение роли было сделано с целью улучшения качества плана мониторинга. Это изменение не имеет отрицательных последствий.

Оба изменения ведут к улучшению плана мониторинга и не имеют отрицательных последствий. Изменения не влияют на точность данных, но улучшают управленческую структуру при выполнении плана мониторинга. Изменения были введены в действие приказом №2135 от 02.08.2011, который изменил две позиции, указанные в приказе №3007, который изначально устанавливал ответственность по плану мониторинга. Оба изменения отражены в Графике В.4-1 в секции В.4 ниже.

Помимо изменений в план мониторинга описанных выше, наименования параметров и формулы, используемые в настоящем отчете были изменены в соответствии со списком стандартных переменных в приложении Б к Инструкциям по критериям определения базовой линии и мониторинга (версия 3). Описание изменений приведены в Таблице А.4-1 ниже.

Таблица А.4-1. Список изменений в наименовании переменных.

Старое наименование	Новое наименование	Описание параметра
density <sub>h</sub>	ρ <sub>h</sub>	Плотность углеводорода типа <i>h</i>
b <sub>SDPP</sub>	SFC <sub>SDPP</sub>	Удельный расход условного топлива для генерации электроэнергии на СГРЭС-1 и СГРЭС-2
b <sub>GTPP,y</sub>	SFC <sub>GTPP,y</sub>	Удельный расход условного топлива для генерации электроэнергии на Лянторских ГТЭС-1 и ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС в году <i>y</i> .
V <sub>h, GTPP i, m</sub>	W <sub>h, GTPP i, m</sub>	Объемная доля углеводорода типа <i>h</i> в ПНГ, потребляемом ГТЭС <i>i</i> в месяце <i>m</i>
V <sub>CH4, GTPP i, m</sub>	W <sub>CH4, GTPP i, m</sub>	Объемная доля метана в ПНГ, потребляемом ГТЭС <i>i</i> в месяце <i>m</i>
UF	OXID	Коэффициент неполного сгорания ПНГ

Фиксированное в ПТД значение потерь электроэнергии в сетях ОЭС Урала было изменено с 12% на 9.5% в 2010<sup>1</sup>. Это значение используется для расчета сокращений выбросов в текущем отчете о мониторинге.

В отличие от предыдущего отчета о мониторинге данный отчет включает расчет выбросов за неполный год (8 месяцев 2012). В связи с этим, для расчета за период 01.05.2012-31.12.2012 вместо годовых показателей используются ежемесячные, а именно:

$EG_{PJ, ГТЭС i, m}$  – ежемесячный отпуск электроэнергии с ГТЭС *i* в месяце *m*. (МВтч);

$SFC_{ГТЭС i, m}$  – коэффициент удельного расхода условного топлива для выработки электроэнергии на Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС в месяце *m* (г.у.т. / кВтч).

Поэтому в формулы использующие данные показатели были внесены соответствующие изменения:

Номер формулы в ПТД D.1.1.2-3

$$PE_{PU,y} = EG_{PJ, ГТЭС i, y} * (SFC_{ГТЭС y} / SFC_{SDPP} - 1) * EF_{ELEC, grid, y}$$

Предыдущий отчет о мониторинге

$$PE_{PU,y} = \sum_i \sum_m [EG_{PJ, ГТЭС i, m} * (SFC_{ГТЭС i, m} / SFC_{SDPP} - 1)] * EF_{ELEC, grid, y}$$

Текущий отчет о мониторинге

Номер формулы в ПТД D.1.1.4-2

$$BE_{EL,y} = \sum EG_{PJ, ГТЭС i, y} * (1 - PL_{SNG,y}) / (1 - PL_{grid,y}) * EF_{ELEC, grid, y}$$

Предыдущий отчет о мониторинге

$$BE_{EL,y} = \sum_i \sum_m EG_{PJ, ГТЭС i, m} * (1 - PL_{SNG,y}) / (1 - PL_{grid,y}) * EF_{ELEC, grid, y}$$

Текущий отчет о мониторинге

<sup>1</sup> <http://www.e-apbe.ru/analytical/detail.php?ID=174784>

**А.5. Период мониторинга:**

Период мониторинга настоящего отчета с 01.05.2012 по 31.12.2012 (8 месяцев).

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

Это третий периодический отчет о мониторинге по проекту «Строительство газотурбинных электростанций для утилизации нефтяного попутного газа на тринадцати нефтяных месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» в Ханты-Мансийском автономном округе, Российская Федерация».

**А.7. Участники проекта:**

<u>Участвующая сторона</u>	Юридическое лицо - участник проекта (в применимых случаях)	Указать, желание <u>Участвующей стороны</u> считаться <u>участником проекта</u> (Да/Нет)
Сторона А: Российская Федерация (принимающая сторона)	Юридическое лицо А1: ОАО «Сургутнефтегаз»	Нет
Сторона В: Великобритания	Юридическое лицо В1: «Газпром Маркетинг и Трейдинг Лимитед»	Нет

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

	Количество месяцев
Продолжительность <u>периода мониторинга</u>	8 месяцев
Месяц	Расчетный объем ежегодного снижения выбросов в тоннах эквивалента CO <sub>2</sub>
05.2012	169 002
06.2012	160 695
07.2012	169 572
08.2012	175 058
09.2012	167 285
10.2012	185 589
11.2012	175 207
12.2012	183 180
Общий расчетный объем снижения выбросов за <u>период мониторинга</u> (тонн эквивалента CO <sub>2</sub> )	1 385 588
Расчетный средний ежегодный объем снижения выбросов за <u>период мониторинга</u> (тонн эквивалента CO <sub>2</sub> )	-

**А.9. Утверждение проекта Сторонами:**

Одобрение было получено от всех участников проекта «Строительство газотурбинных электростанций для утилизации нефтяного попутного газа на тринадцати нефтяных месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» в Ханты-Мансийском автономном округе». 9 декабря 2011 проект был утвержден принимающей стороной. Письмо - одобрение Великобритании было получено 10 февраля 2012.

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

Дата подготовки отчета о мониторинге: 17/01/2013

Отчет о мониторинге подготовлен компанией «Газпром Маркетинг и Трейдинг Лимитед».

Тел.: +44 (0) 207 756 0000

E-mail: [emissions@gazprom-mt.com](mailto:emissions@gazprom-mt.com)

«Газпром Маркетинг и Трейдинг Лимитед» является участником проекта, указанным в секции А.7.

**В.1. Общее описание избранного плана мониторинга:**

Для плана мониторинга использовался особый подход для проектов совместного осуществления принимаемая во внимание требования "Руководства по критериям установления базовой линии и мониторинга" и с учетом требований решения 9/СМР.1, Приложения Б "Критерии для установления базовой линии и мониторинга". Деятельность по мониторингу реализуется в полном соответствии с планом мониторинга установленным в ПТД 1.2 с двумя незначительными изменениями в управленческой структуре мониторинга и изменениями в формулах D.1.1.2-3, D.1.1.4-2. Изменения описаны в секции А.4 выше.

План мониторинга составлен на основе и в соответствии с существующими измерительными системами электроэнергетики и топлива компании и оценки воздействия на окружающую среду.

**Четыре основных управления ОАО «Сургутнефтегаз» отвечают за реализацию плана мониторинга:**

1. Управление экологической безопасности и природопользования;
2. Управление по внутрипромысловому сбору и использованию нефтяного газа (далее - УВСИНГ);
3. Управление энергетики;
4. Техническое управление.

Мониторинг следующих параметров реализован для расчетов сокращений выбросов по проекту:

- Объем попутного нефтяного газа, потребляемого ГТЭС  $i$  в месяце  $m$  для целей выработки электроэнергии ( $m^3$ );
- Объемные доли различных видов углеводородов в попутном нефтяном газе, израсходованном ГТЭС  $i$  в месяце  $m$  (%);
- Отпуск электроэнергии с ГТЭС  $i$  в месяце  $m$  (МВтч);
- Коэффициент удельного расхода условного топлива для выработки электроэнергии на Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС в месяце  $m$ ;
- Процент потери электроэнергии в сети ОАО «Сургутнефтегаз» в году  $y$  (%).

Следующие установленные на этапе подготовки ПТД параметры применялись для расчета сокращений выбросов по проекту:

1. Плотность углеводорода типа  $h$  ( $10^{-6}$  Гг /  $m^3$ );
2. Коэффициент неполного сгорания ПНГ (%);
3. Стехиометрический массовый коэффициент  $CO_2$ , образующегося при полном сгорании единицы массы углеводорода типа  $h$  (т./т.);
4. Удельный расход условного топлива для генерации электроэнергии на СГРЭС-1 и СГРЭС-2 (г.у.т. / кВтч);
5. Коэффициент эмиссий для сетевой электроэнергии в ОЭС Урала в году  $y$  (т.  $CO_2$  / МВтч);
6. Потери энергии во внешней сети в году  $y$  (%);
7. Потенциал метана в отношении глобального потепления ( $tCO_2$ экв/ $tCH_4$ ).



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

Параметр	Переменная	Источник данных	Ответственный департамент	Единица измерения	Измеренный (т), Подсчитанный (с), Оцененный (е)	Частота записи данных	Измеряется/ зафиксирован в ПТД	Способ хранения (электронный/ документальный)
1. $FC_{пнг, ГЭСi, m}$	Объем попутного нефтяного газа, потребляемого ГТЭС i в месяце m	Показания газовых счетчиков	УВСИНГ	$m^3$	m	непрерывно	подлежащий мониторингу	Электронный и документальный
2. $W_{п, ГЭСi, m}$	Объемная доля углеводорода типа h в попутном нефтяном газе, израсходованном ГТЭС i в месяце m	Определяется посредством лабораторных испытаний раз в месяц	УВСИНГ	%	m	ежемесячно	подлежащий мониторингу	Электронный и документальный
3. $EG_{рj, ГЭСi, m}$	Отпуск электроэнергии с ГТЭС i в месяце m	Счетчики электроэнергии	Управление энергетики	МВтч	m	непрерывно	подлежащий мониторингу	Электронный и документальный
4. $SFC_{пгэс, m}$	Коэффициент удельного расхода условного топлива для выработки электроэнергии на Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС в месяце m	Счетчики газа и электроэнергии	УВСИНГ	г.у.т. / кВтч	с	ежемесячно	подлежащий мониторингу	Электронный и документальный
5. $PL_{SNG, y}$	Процент потерь электроэнергии в энергосистеме ОАО «Сургутнефтегаз» в году y	Этот параметр ежегодно утверждается РЭК	Управление энергетики	%	с	ежегодно	подлежащий мониторингу	Электронный и документальный

Параметр	Переменная	Источник данных	Ответственный департамент	Единица измерения	Измеренный (m), Подсчитанный (с), Оцененный (e)	Частота записи данных	Измеряется/ зафиксирован в ПТД	Способ хранения (электронный/ документальный)
6. $W_{CH_4}$ , ГТЭС i, m	Объемная доля метана в попутном нефтяном газе, израсходованном ГТЭС i в месяце m	Определяется посредством лабораторных испытаний раз в месяц	УВСИНГ	%	m	ежемесячно	подлежащий мониторингу	Электронный и документальный
7. $\rho_h$	Плотность углеводорода типа h	Плотность для каждого типа углеводородов рассчитывается на основе ГОСТ 31369-2008, Межправительственный стандарт «Природный газ. Расчет теплотворной способности, плотности, относительной плотности и показателя Воббе по составу»	-	$10^{-6}$ кг /м <sup>3</sup>	-	-	установлено на этапе подготовки ПТД	-

Параметр	Переменная	Источник данных	Ответственный департамент	Единица измерения	Измеренный (m), Подсчитанный (с), Оцененный (e)	Частота записи данных	Измеряется/ зафиксирован в ПТД	Способ хранения (Электронный/ документальный)
8. OXID	Коэффициент неполного сгорания для сжигания ПНГ	«Методика расчета объемов выброса в атмосферу при сжигании попутного нефтяного газа в факелах», одобренная 08.04.1998, приказ № 199 Государственного комитета по защите окружающей среды Российской Федерации	-	%	-	-	установлено на этапе подготовки ПТД	-
9. SMF <sub>h</sub>	Стехиометрический массовый коэффициент - массовый коэффициент CO <sub>2</sub> , образующегося при полном сгорании единицы массы углеводорода типа h	Стехиометрический массовый коэффициент для каждого типа углеводородов рассчитывается на основе ГОСТ 31369-2008.	-	т./г.	-	-	установлено на этапе подготовки ПТД	-

Параметр	Переменная	Источник данных	Ответственный департамент	Единица измерения	Измеренный (m), Подсчитанный (c), Оцененный (e)	Частота записи Данных	Измеряется/ зафиксирован в ПТД	Способ хранения (электронный/ документальный)
10. SFC <sub>ГРЭС</sub>	Коэффициент удельного расхода условного топлива для выработки электроэнергии на Сургутских ГРЭС-1 и ГРЭС-2.	Доклад «Функционирование и развитие российского электроэнергетического сектора в 2007/2009», ЗАО «Агентство энергетических прогнозов»	-	г.у.т. / кВтч	-	-	установлено на этапе подготовки ПТД	-
11. EF <sub>ELEC,grid,y</sub>	Коэффициент эмиссии для сжигания природного газа.	Отчет ЕБРР «Разработка коэффициентов выброса углерода для электроэнергетической отрасли России»	-	т CO <sub>2</sub> / МВтч	-	-	установлено на этапе подготовки ПТД	-
12. PL <sub>grid,y</sub>	Потери электроэнергии во внешней энергосистеме	Отчет ЕБРР «Разработка коэффициентов выброса углерода для электроэнергетической отрасли России»	-	%	-	-	установлено на этапе подготовки ПТД	-
13. GWP <sub>CH4</sub>	Потенциал метана в отношении глобального потепления	В соответствии с Потенциалами глобального потепления UNFCCC	-	тCO <sub>2</sub> э/тCH <sub>4</sub>	-	-	за установлено на этапе подготовки ПТД	-

### В.3. Описание формул, используемых для расчета сокращений выбросов по проекту:

#### Формулы для расчета проектных выбросов

Проектные выбросы CO<sub>2</sub> (PE<sub>y</sub>) включают выбросы CO<sub>2</sub> при полном окислении углеводородов (метана, этана, бутана, пропана, гексана и выше) и CO<sub>2</sub> выбросы от снижения выработки электроэнергии на Сургутских ГЭС. Проектные выбросы рассчитываются следующим образом:

$$PE_y = PE_{Ox,y} + PE_{P,y}$$

(Номер формулы в ПТД – D.1.1.2-1)

Где:

PE<sub>y</sub> – Проектные выбросы в году y (т CO<sub>2</sub>);

PE<sub>Ox,y</sub> – Выбросы CO<sub>2</sub> в результате полного окисления углеводородов в году y (т CO<sub>2</sub>). Этот тип выбросов происходит в результате полного сгорания углеводородов в турбинах. До реализации проекта этот объем углеводородов выбрасывался в атмосферу несгоревшим. Эти выбросы рассчитаны с помощью формулы D.1.1.2-2 ниже;

PE<sub>P,y</sub> – Выбросы в результате недовыработки электроэнергии на Сургутской ГЭС в году y (т CO<sub>2</sub>). Эти выбросы рассчитаны с помощью формулы D.1.1.2-3 ниже;

$$PE_{Ox,y} = \sum_i \sum_m \sum_h (FC_{APG, ГТРР i, m} * W_{h, ГТРР i, m} * \rho_h * OXID * SMF_h)$$

(Номер формулы в ПТД – D.1.1.2-2)

Где:

PE<sub>Ox,y</sub> – Выбросы CO<sub>2</sub> в результате полного окисления углеводородов в году y (т CO<sub>2</sub>). Этот тип выбросов происходит в результате полного сгорания углеводородов в турбинах. До реализации проекта этот объем углеводородов выбрасывался в атмосферу несгоревшим.

FC<sub>ПНГ, ГЭС i, m</sub> – Объем попутного нефтяного газа, потребляемого ГЭС i в месяце m (м<sup>3</sup>). Для расчета ежегодного объема проектных выбросов - сумма произведенной значений параметров 1 и 2 за двенадцать месяцев;

W<sub>h, ГЭС i, m</sub> – Объемная доля углеводорода типа h в попутном нефтяном газе, израсходованном ГЭС i в а месяце m (%);

ρ<sub>h</sub> – плотность углеводорода типа h, используемая для преобразования объема углеводорода типа h в массу углеводорода (кг/м<sup>3</sup>). В соответствие с планом мониторинга в ПТД 1.2, этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования.

OXID – Коэффициент неполного сгорания ПНГ (3.5%). В соответствие с планом мониторинга в ПТД 1.2, этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования.

SMF<sub>CH4</sub> – Относительная масса CO<sub>2</sub>, образовавшегося при полном сгорании единицы массы углеводорода (т CO<sub>2</sub> экв. / т углеводорода). В соответствие с планом мониторинга в ПТД 1.2, этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования.

(Номер формулы в ПТД – D.1.1.2-3)

$$PE_{P,y} = \sum_i \sum_m [EG_{Pj, ГЭС, i, m} * (SFC_{ГЭС, i, m} / SFC_{SDPP} - 1)] * EF_{ELEC, grid, y}$$

Где:

$PE_{P,y}$  – выбросы, связанные с недовыработкой электроэнергии на Сургутской ГРЭС-1 и Сургутской ГРЭС-2 в году  $y$  (т CO<sub>2</sub> экв.);

$EG_{Pj, ГЭС, i, m}$  – отпуск электроэнергии с ГТЭС  $i$  в месяце  $m$ . Отпуск электроэнергии с Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС учитывается для расчета выбросов данного типа (МВтч);

$SFC_{ГЭС, i, m}$  – коэффициент удельного расхода условного топлива для выработки электроэнергии на Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС в месяце  $m$  (г.у.т. / кВтч). Подробности приводятся в предыдущем Разделе В.1.

$SFC_{ГРЭС}$  – коэффициент удельного расхода топлива для выработки электроэнергии на Сургутской ГРЭС-1 и ГРЭС-2 (г.у.т. / кВтч). В соответствие с планом мониторинга в ПТД 1.2, этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования.

$EF_{ELEC, grid, y}$  – коэффициент выброса углерода при выработке электроэнергии в энергосистеме в Объединенной энергосистеме Урала (ОЭС Урала) в году  $y$ . В соответствие с планом мониторинга в ПТД 1.2, этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования.

#### Формулы для расчета выбросов по базовой линии

Выбросы по базовой линии ( $BE_y$ ) включают выбросы CH<sub>4</sub> в результате неполного сгорания метана в факелах и выбросы CO<sub>2</sub> при сгорании ископаемого топлива на электростанциях ОЭС Урала. Выбросы по базовой линии рассчитываются следующим образом:

$$BE_y = BE_{EL,y} + BE_{CH_4,y}$$

(Номер формулы в ПТД – D.1.1.4-1)

Где:

$BE_y$  – выбросы по базовой линии в году  $y$  (т CO<sub>2</sub>);

$BE_{EL,y}$  – выбросы вследствие потребления электроэнергии ОЭС Урала (т CO<sub>2</sub>);

$BE_{CH_4,y}$  – выбросы вследствие неполного сгорания метана в факелах (т CO<sub>2</sub>).

$$BE_{EL,y} = \sum_i \sum_m EG_{Pj, ГЭС, i, m} * (1 - PL_{SNG,y}) / (1 - PL_{grid,y}) * EF_{ELEC, grid, y}$$

(Номер формулы в ПТД – D.1.1.4-2)

Где:

$EG_{Pj, ГЭС, i, m}$  – отпуск электроэнергии с ГТЭС  $i$  в месяце  $m$  (МВтч);

$PL_{SNG,y}$  – потери электроэнергии в энергосети ОАО «Сургутнефтегаз» в году  $y$  (%).

$PL_{grid,y}$  – потери электроэнергии во внешней энергосистеме в году  $y$ . В соответствие с планом мониторинга в ПТД 1.2, этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования.

$EF_{ELEC, grid, y}$  – коэффициент эмиссии углерода для выработки электроэнергии в ОЭС Урала в году  $y$ . В соответствие с планом мониторинга в ПТД 1.2, этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования.

$$BE_{CH_4,y} = \sum (FC_{пнг, ГЭС, i, m} * W_{CH_4, ГЭС, i, m}) * OXID * \rho_{CH_4} * GWP_{CH_4}$$

(Номер формулы в ПТД – D.1.1.4-3)

Где:

$FC_{пнг, ГЭС, i, m}$  – объем попутного нефтяного газа, потребляемого ГЭС  $i$  в месяце  $m$  ( $m^3$ ). Для расчета ежегодного объема проектных выбросов - сумма произведенных значений параметров 1 и 2 за двенадцать месяцев;

$W_{CH_4, ГЭС, i, m}$  – объемная доля метана в попутном нефтяном газе, израсходованном ГЭС  $i$  в месяце  $m$  (%);

$OXID$  – коэффициент неполного сгорания ПНГ (3,5%). Этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования. В соответствии с планом мониторинга в ПТД 1.2, этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования.

$\rho_{CH_4}$  – плотность  $CH_4$ , используемая для преобразования объема  $CH_4$  в массу  $CH_4$  ( $0,67 \text{ кг/м}^3$ ). В соответствии с планом мониторинга в ПТД 1.2, этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования.

$GWP_{CH_4}$  – Потенциал глобального потепления метана ( $21 \text{ г } CO_2\text{экв/т } CH_4$ ).

#### **Формулы для расчета утечек**

В соответствии с детерминированным ПТД 1.2 утечки в данном проекте равны 0.

#### **Формулы для расчета сокращений выбросов по проекту**

Следующая формула применяется для оценки снижения выбросов в рамках проекта:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

(Номер формулы в ПТД – D.1.1.4-3D.1.4-1)

Где:

$BE_y$  – выбросы по базовой линии в году  $y$  ( $t \text{ } CO_2$ );

$PE_y$  – проектные выбросы в году  $y$  ( $t \text{ } CO_2$ );

#### **В.4. Операционная и управленческая структура применяемая при реализации плана мониторинга:**

План мониторинга и структура контроля полностью соответствуют существующей системе производственного мониторинга и контроля ОАО «Сургутнефтегаз». Мониторинг таких параметров, как потребление попутного нефтяного газа и поставка электроэнергии, осуществляется дежурными инженерами и инженерами-энергетиками. Определение объемной доли метана и прочих углеводородов в попутном нефтяном газе осуществляется сертифицированными лабораториями. Процент потерь в энергосистеме ОАО «Сургутнефтегаз» определяется специалистами управления энергетики и представляется в Региональную энергетическую комиссию Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа и Ямало-Ненецкого автономного округа для проверки и утверждения. При мониторинге используются только значения, принятые РЭК.

Для измерения параметров, включенных в план мониторинга, используются только средства измерений соответствующие требованиям «закона об обеспечении единства измерений», имеющие действующие сертификаты или свидетельства о поверке. Средства измерений, как правило. Проходят метрологический контроль (калибровку или поверку) в периоды 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. Такой альтернативный метод должен гарантировать тот же уровень точности. В том случае, если тот же уровень точности, что и в первоначальном плане мониторинга, не может быть достигнут, будет произведена консервативная корректировка.

Основными параметрами мониторинга являются:

- Объем попутного нефтяного газа, потребляемого ГТЭС для целей выработки электроэнергии;
- Объемная доля метана и прочих углеводородов в попутном нефтяном газе, израсходованном ГТЭС;
- Отпуск электроэнергии с ГТЭС;
- Удельный коэффициент потребления условного топлива для выработки электроэнергии на Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС;
- Процент потерь электроэнергии в энергосистеме ОАО «Сургутнефтегаз».

Описание того, как первичные данные по электроэнергии, объемам ПНГ и составу газа собираются, обрабатываются, подтверждаются и конвертируются в месячные электронные данные.

- Выработка электроэнергии на ГТЭС измеряется счетчиками, которые передают информацию на серверы автоматизированной системы измерения и контроля «Альфа-Центр». Передача данных о выработке осуществляется в электронном виде и контролируется инженерами управления энергетики ОАО «Сургутнефтегаз». В конце периода сбора данных, цифры дважды перепроверяются и утверждаются УВСИНГ в бумажном виде. Измерение объема выработки электроэнергии является обычной деятельностью ОАО «Сургутнефтегаз». Данные для подготовки отчета о мониторинге берутся из автоматизированной системы по запросу заместителя главного инженера - начальника технического управления ОАО «Сургутнефтегаз».
- Объем ПНГ, потребляемый ГТЭС для целей генерации электроэнергии, измеряется измерительными комплексами, размещенными на установках. Раз в день, объемы потребления ГТЭС передаются сотрудникам технической службы, которые формируют сводный отчет об использовании ПНГ. Измерение и передача информации осуществляется системами телемеханики. Данные для подготовки отчета о мониторинге берутся из автоматизированной системы по запросу заместителя главного инженера - начальника технического управления ОАО «Сургутнефтегаз».
- Анализ состава ПНГ производится раз в месяц в соответствии с установленным графиком. Анализ производится специалистами центральной базовой лаборатории физико-химических анализов УВСИНГ ОАО «Сургутнефтегаз». После выполнения анализа состава ПНГ, результаты передаются в бумажном виде на ГТЭС, где были взяты образцы. Результаты также отправляются в электронном виде в электронную базу данных. Данные для подготовки отчета о мониторинге берутся из автоматизированной системы по запросу заместителя главного инженера - начальника технического управления ОАО «Сургутнефтегаз».

Следующая процедура должна применяться в том случае, если параметр, подлежащий мониторингу, не может быть измерен средством измерений. Эта процедура должна быть применена только в случае долгосрочных перерывов в измерениях. Краткосрочные перерывы не более 1 дня могут быть заменены расчетами на основе других данных. Например, часовой перерыв в измерении электроснабжения может быть заменен на расчеты, основанные на объеме потребленного ПНГ и средневзвешенного норматива потребления ПНГ для данной ГТЭС. Неточность в таких ситуациях слишком



основанные на объеме потребленного ПНГ и средневзвешенного норматива потребления ПНГ для данной ГТЭС. Неточность в таких ситуациях слишком несущественна, чтобы повлиять на годовые цифры и может быть проигнорирована. Принимая во внимание факт, что в течение трехлетнего периода настоящего отчета о мониторинге таких перебоев не произошло, такое предположение допустимо.

Долгосрочные перебои (более 1 дня) в измерениях должны рассматриваться индивидуально. В любом случае, должен применяться принцип консерватизма. Несколько основных опций, которые могут применятся для расчетов параметров, которые невозможно измерить поверенными приборами:

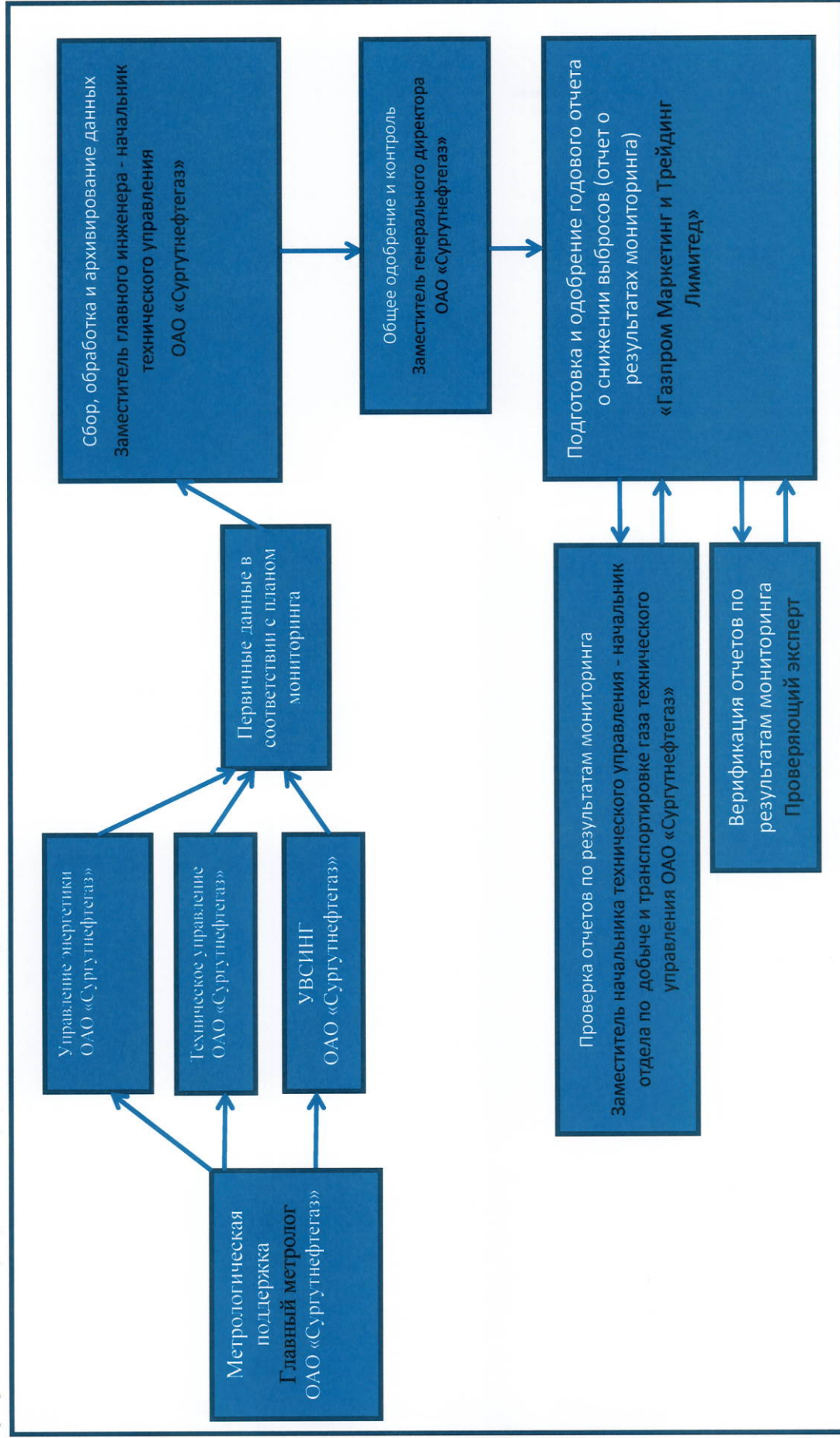
- 1) Рассчитать параметры на основе иных производственных данных. Эта опция должна применяться, когда возможно рассчитать измеримый параметр на основе других прямо-измеримых параметров. Например, так как генерация и потребление электроэнергии для собственных нужд также измеряются средствами измерений, можно рассчитать объем отпуса электроэнергии на основе этих данных.
- 2) Взять наиболее консервативные данные предыдущего периода. Эта опция может применяться к составу ПНГ.
- 3) Исключить сокращения выбросов за такой период из отчета о мониторинге.

ОАО «Сургутнефтегаз» предоставляет все данные, предусмотренные планом мониторинга, компании «Газпром Маркетинг и Трейдинг Лимитед», которая отвечает за подготовку плана мониторинга и выполнение задач по проверке. Данные мониторинга должны сохраняться в течение не менее чем двух лет после последней передачи Единиц Сокращенных Выбросов (далее в тексте ЕСВ) в рамках проекта.

Для регулирования структуры мониторинга и обязанностей персонала 29.12.2007 был выпущен приказ №3007. Приказ описывает общие сферы ответственности персонала. Рутинные задачи и обязанности регулируются внутренними должностными инструкциями, которые были разработаны в рамках производственной деятельности по мониторингу и контролю ОАО «Сургутнефтегаз». В августе 2011 был выпущен приказ №2135, который внес два небольших изменения в структуру мониторинга. Эти изменения подробно описаны в секции А.4 выше.

Базовая управленческая структура показана ниже на рис. В.4-1.

График В.4-1 Операционная и управленческая структура



### В.5. Контроль качества (QC) и обеспечение качества (QA):

Данные	Уровень неопределенности данных (высокий/средний/низкий)	Пояснить процедуры QA/QC, запланированные в отношении этих данных
$FC_{\text{ПНГ, ГЭС}, i, m}$	низкий	Объем ПНГ, потребляемого ГЭС, постоянно измеряется с помощью комплексов предназначенных для измерения расхода ПНГ, установленных на газотурбинных электростанциях. Применяются только сертифицированные измерительные приборы и оборудование. Все сертифицированные измерительные приборы имеют действующую калибровку или поверку. Калибровка и поверка осуществлялись в соответствии с требованиями паспортов измерительных приборов специализированными аккредитованными метрологическими организациями. Установлен график калибровки.
$W_{\text{H}}, \text{ГЭС}, i, m$	низкий	Специализированная лицензированная лаборатория отвечает за анализ ПНГ и измерение содержания фракций углеводородов в ПНГ. Лаборатория оснащена газоаналитическим оборудованием и хроматографом. Применяются только сертифицированные измерительные приборы и оборудование. Все используемое оборудование откалибровано и поверено в полном соответствии с требованиями российского законодательства.
$W_{\text{CH}_4}, \text{ГЭС}, i, m$	низкий	Специализированная лицензированная лаборатория отвечает за анализ ПНГ и измерение содержания фракций углеводородов в ПНГ. Лаборатория оснащена газоаналитическим оборудованием и хроматографом. Применяются только сертифицированные измерительные приборы и оборудование. Все используемое оборудование откалибровано и поверено в полном соответствии с требованиями российского законодательства.
$EG_{\text{PJ}}, \text{ГЭС}, i, m$	низкий	Данные по поставке электроэнергии новыми ГЭС фиксируются с помощью стандартизированных приборов для измерения электроэнергии. Объем поставки электроэнергии измеряется постоянно. Применяются только сертифицированные измерительные приборы и оборудование. Все сертифицированные измерительные приборы имеют заводскую калибровку. Калибровка и поверка осуществлена в соответствии с требованиями паспортов измерительных приборов специализированными аккредитованными метрологическими организациями. Установлен график калибровки. Данные приборов для измерения электроэнергии автоматически и регулярно передаются в компьютерную систему и архивируются.