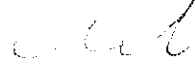


Главный инженер –  
первый заместитель  
генерального директора  
ОАО «Сургутнефтегаз»



А.Н.Буланов

« 31 » 08 2012 г.

**ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ ОТЧЕТ**

**о ходе реализации проекта**

**«Утилизация попутного нефтяного газа на Талаканском  
нефтегазоконденсатном месторождении, Российская  
Федерация»**

**утвержденного приказом Минэкономразвития России от**

**16 мая 2012 года № 277**

**за период 02.01.2010 – 30.04.2012.**

## 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 сокращений выбросов.....	19
2.	Сведения о разности между планируемым объемом и фактической величиной выбросов парниковых газов из источника.....	28
3.	Экспертное заключение на отчет о ходе реализации проекта.....	29
4.	Сведения об осуществлении деятельности в соответствии с инвестиционной декларацией.....	33
4.1.	Письмо ОАО «Сургутнефтегаз» от 08.11.2012 №01-15-04-32-1351.....	34
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».....	35
5.	Утверждение проекта со стороны Великобритании.....	48

## Секция А. Общее описание проекта

### А.1. Наименование проекта:

Наименование проекта: «Утилизация попутного нефтяного газа на Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении, Российская Федерация»

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

Версия отчета о мониторинге: 1.1

Дата: 20/09/2012

### А.2. Описание проекта:

#### Краткое описание проекта

Проектом предусматривается строительство компрессорной станции (далее КС) для целей утилизации попутного нефтяного газа (далее ПНГ) на Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении в Республике Саха (Якутия), Российская Федерация. Для утилизации ПНГ, он закачивается КС в газовую шапку нефтяного пласта через нагнетательные скважины для целей поддержания пластового давления. Основной целью закачки ПНГ является предотвращение его сгорания в факелах, однако закачка также имеет дополнительную второстепенную цель — поддержание пластового давления. Нагнетенный ПНГ будет храниться в газовой шапке пласта длительное время. Реализация проекта позволит ОАО «Сургутнефтегаз» сберечь ценный природный ресурс — ПНГ, избегая загрязнения окружающей среды остаточными продуктами сгорания.

#### Цель проекта

Главными целями проекта являются:

- Повышение уровня утилизации ПНГ;
- Сбережение природных ресурсов для следующих поколений;
- Улучшение экологической ситуации в районе нефтяных месторождений;
- Снижение уровня выбросов парниковых газов (ПГ).
- Замена закачки воды как способа поддержания пластового давления.

#### Проектный сценарий

По проектному сценарию построена компрессорная станция около Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения, разрабатываемого ОАО «Сургутнефтегаз» в Республике Саха. КС предназначена для подготовки, компримирования, осушки и транспортировки ПНГ к нагнетательным скважинам Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения. ПНГ закачивается в газовую шапку нефтяного пласта для целей поддержания пластового давления. Нагнетенный ПНГ будет храниться в газовой шапке пласта длительное время.

Основным топливом для КС является ПНГ Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения. Электроснабжение КС производится с газотурбинной электростанции, расположенной неподалеку, которая в качестве топлива также использует ПНГ с того же нефтегазоконденсатного месторождения, что и сам проект. Реализация проекта приведет к значительному повышению уровня утилизации ПНГ и сбережению ископаемых топливных ресурсов.

#### Базовый сценарий (исходные условия)

Описание Базового сценария: в отсутствие данного проекта, ПНГ, утилизируемый с использованием КС, сжигался бы на факелах. Поддержание пластового давления на Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении осуществлялось бы путем закачки воды.

Основной источник выбросов в базовом сценарии — выбросы CO<sub>2</sub> от сжигания углеводородов, содержащихся в ПНГ. Базовый сценарий также включает выбросы углеводородов вследствие неполного сгорания ПНГ на факелах. Среди углеводородов метан определен РКИК ООН как парниковый газ. Таким образом, выбросы метана от неполного сгорания ПНГ включены в базовый сценарий.

#### **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 2012. В процессе детерминации ПТД было изменено и в результате 4 апреля 2012 выпущена версия 1.2. Положительное экспертное заключение было получено на версию ПТД 1.2. Эта версия подробно описывает настоящий проект. Реализация проекта полностью соответствует графику осуществления проекта представленному в ПТД 1.2. Дата начала сокращения выбросов по проекту – 02.01.2010 г.

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

В PDD v.1.2 объемная доля метана и доли остальных компонентов ПНГ обозначались с помощью одной переменной  $W_{h,Injection,m}$  (где  $h$  - доля компонента ПНГ, в том числе метана). В отчете о мониторинге для повышения прозрачности расчета объемная доля метана выделена в отдельную переменную и обозначена как  $W_{CH_4,Injection,m}$ . Соответствующие изменения в наименовании переменной сделаны в формулах D.1.1.2-3 и D.1.1.4-3

#### **А.5. Период мониторинга:**

Период мониторинга настоящего отчета с 02 января 2010 по 30 апреля 2012 (28 месяцев).

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

Это первый периодический отчет о мониторинге по проекту "Утилизация попутного нефтяного газа на Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении".

#### **А.7. Участники проекта:**

<b><u>Участвующая сторона</u></b>	<b><u>Юридическое лицо - участник проекта</u></b> (в применимых случаях)	<b><u>Указать, желание</u></b> <b><u>Участвующей стороны</u></b> считаться <b><u>участником проекта</u></b> (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 лет
Продолжительность <u>периода мониторинга</u>	2 года 4 месяца
Год	Расчетный объем ежегодного снижения выбросов в тоннах эквивалента CO <sub>2</sub>
2010	401 189
2011	908 494
01.2012	84 400
02.2012	82 475
03.2012	79 525
04.2012	80 582
Общий расчетный объем снижения выбросов за <u>период мониторинга</u> (тонн эквивалента CO <sub>2</sub> )	1 636 666
Расчетный средний ежегодный объем снижения выбросов за <u>период мониторинга</u> (тонн эквивалента CO <sub>2</sub> )	-

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

Проект был утвержден принимающей стороной – 16 мая 2012.

Одобрение проекта стороной В, Великобританией, было получено 3 сентября 2012 года

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

Дата подготовки отчета о мониторинге: 20/09/2012

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.

## СЕКЦИЯ В. План мониторинга и структура мониторинга

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

Для плана мониторинга использовался особый подход для проектов совместного осуществления принимая 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".

План мониторинга предназначен для расчета и учета снижения выбросов ПГ на КС, оператором которой является ОАО «Сургутнефтегаз», в полной и прозрачной форме. План мониторинга имеет в основе существующие системы измерения параметров топлива и энергии, а также проведенную компанией оценку экологических последствий и определен в соответствии с ними. За реализацию плана мониторинга отвечают черыре управления:

1. Управление экологической безопасности и природопользования;
2. Управление по внутрипромысловому сбору и использованию нефтяного газа (далее УВСИНГ);
3. Нефтегазодобывающее управление «Талаканнефть» (далее НГДУ «Талаканнефть»);
4. Техническое управление.

Процесс мониторинга не требует внесения каких бы то ни было изменений в существующую систему сбора и хранения данных. Все необходимые данные обрабатываются и регистрируются в процессе повседневной деятельности компрессорной станции. Данные плана мониторинга должны сохраняться не менее двух лет после передачи последних ЕСВ в отношении проекта.

Краткое описание проекта и базового сценария и контролируемых составляющих представлены ниже:

#### 1. Описание проектного сценария

Проектом предусматривается строительство компрессорной станции неподалеку от Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения, разрабатываемого ОАО «Сургутнефтегаз» в Республике Саха. КС предназначена для подготовки, компримирования, осушки и транспортировки ПНГ к нагнетательным скважинам Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения. ПНГ закачивается КС в газовую шапку нефтяного пласта через нагнетательные скважины для поддержания пластового давления. Сырьем для КС является ПНГ Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения. ПНГ является сопутствующим продуктом при добыче нефти. После закачки в шапку нефтяного пласта ПНГ будет храниться там длительное время, так как не будет необходимости в обозримом будущем в извлечении ПНГ для любых целей, кроме выработки энергии. Талаканское нефтегазоконденсатное месторождение расположено далеко от крупных городов, газоперерабатывающих заводов или иных потенциальных потребителей ПНГ. В связи с этим извлечение закачанного ПНГ в обозримом будущем является невозможным.

КС снабжается электроэнергией с Талаканской ГТЭС/ГПЭС, расположенной неподалеку. В соответствии с подходом, описанным в ПТД 1.2, Раздел В.3, выбросы от выработки электроэнергии на Талаканской ГТЭС/ГПЭС исключены из границ проекта.

**Проектные выбросы имеют в основе следующие параметры, которые необходимо контролировать:**

- Объем ПНГ, закачанного КС в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления (млн. м<sup>3</sup>);

- Объем ПНГ, используемого в качестве топлива для КС (млн. м<sup>3</sup>);
- Объемная доля углеводорода типа *h* в ПНГ, закачанном КС в нагнетательные скважины (%).

## **II. Описание базовой линии**

Базовый сценарий представляет собой продолжение обычной практики, существовавшей до реализации проекта, т.е. сжигание ПНГ на факеле и поддержание пластового давления за счет закачки воды.

**Выбросы по базовой линии имеют в основе следующие параметры, требующие контроля:**

- Объем ПНГ, сжигаемого на факелах (млн. м<sup>3</sup>);
- Объемная доля углеводорода типа *h* в ПНГ, сожженного на факелах (%).

**Важнейшие факторы, определяющие выбросы ПГ**

Важнейшими факторами, определяющими выбросы парниковых газов, являются:

- Сгорание ПНГ на факелах;
- Выбросы в результате неполного сгорания метана в процессе сжигания на факелах по базовому сценарию.

Не существует специальных национальных стандартов мониторинга, применимых к проекту, за исключением Федерального закона № 102-ФЗ от 11.06.2008 «Об обеспечении единства измерений», все требования которого выполнены при реализации проекта

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

Параметр	Переменная	Источник данных	Ответственный департамент	Единица измерения	Измеренный (м), Подсчитанный (с), Оцененный (е)	Частота записи данных	Измеряется/ зафиксирован в ПТД	Способ хранения (электронный/ документальный)
1. $V_{APG, injection, m}$	Объем ПНГ, закачанного КС в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления в месяце $m$	Показания газовых счетчиков	НГДУ «Талаканнефть»	млн $m^3$	$m$	непрерывно	подлежащий мониторингу	Электронный
2. $V_{APG, fuel, m}$	Объем ПНГ, используемого КС в качестве топлива для закачки ПНГ в месяце $m$	Показания газовых счетчиков	УВСИНГ	млн $m^3$	$m$	непрерывно	подлежащий мониторингу	Электронный
3. $W_{h, injection, m}$	Объемная доля углеводорода типа $h$ в ПНГ, закачанном КС в нагнетательные скважины в месяце $m$	Определяется посредством лабораторных испытаний раз в месяц	УВСИНГ, НГДУ «Талаканнефть»	%	$m$	ежемесячно	подлежащий мониторингу	Электронный и бумажный
4. $W_{CH_4, injection, m}$	Объемная доля метана в ПНГ, закачанном КС в нагнетательные скважины в месяце $m$	Определяется посредством лабораторных испытаний раз в месяц	УВСИНГ, НГДУ «Талаканнефть»	%	$m$	ежемесячно	подлежащий мониторингу	Электронный и бумажный



Параметр	Переменная	Источник данных	Ответственный департамент	Единица измерения	Измеренный (т), Подсчитанный (с), Оцененный (е)	Частота записи данных	Измеряется/зафиксировано в ПТД	Способ хранения (электронный/документальный)
5. $LE_y$	Коэффициент утечки включает fugitive leaks (так называемые «технологические потери») из оборудования, установленного на КС.	Российский государственный университет нефти и газа	-	%	e	-	зафиксировано в качестве прогноза	-
6. $P_{flare}$	Коэффициент неполного сгорания для сжигания ПНГ	«Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при сжигании попутного нефтяного газа на факельных установках», утвержденная приказом Государственного комитета по охране окружающей среды Российской Федерации № 199 от 08.04.1998 года.	-	%	e	-	зафиксировано в качестве прогноза	-
7. $\rho_h$	Плотность углеводорода типа h. Этот параметр используется для конвертации объема углеводорода в массу углеводорода.	Межправительственный стандарт «Природный газ. Расчет теплотворной способности, плотности, относительной плотности и показателя Воббе по составу»	-	$10^{-6} \text{ Ггр/м}^3$ ( $\text{кг/м}^3$ )	e	-	зафиксировано в качестве прогноза	-

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. SMF <sub>h</sub>	Стехиометрический массовый коэффициент - массовый коэффициент CO <sub>2</sub> , образующегося при полном сгорании единицы массы углеводорода типа <i>h</i> .	ГОСТ 31369-2008	-	т. CO <sub>2</sub> экв. / т углеводорода типа <i>h</i>	e	-	зафиксировано в качестве прогноза	-
9. GWP <sub>CH4</sub>	Потенциал глобального потепления метана	В соответствии с Потенциалами глобального потепления РКИК ООН, <a href="http://unfccc.int/ghg_data/it_ems/3825.php">http://unfccc.int/ghg_data/it_ems/3825.php</a>	-	т CO <sub>2</sub> экв./т CH <sub>4</sub>	e	-	зафиксировано в качестве прогноза	-

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

#### Формулы для расчета проектных выбросов

Проектные выбросы (PE<sub>y</sub>) включают фугитивные выбросы CH<sub>4</sub> в результате технологических потерь и выбросы CO<sub>2</sub> в результате полного окисления углеводородов (метана, этана, бутана, пропана, гексана и выше) и рассчитываются следующим образом:

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

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>). Такой тип выбросов имеет место в связи с полным сгоранием углеводородов в компрессорах. До реализации данного проекта это количество углеводородов выбрасывалось бы в атмосферу негоревшим. Такие выбросы рассчитываются с помощью приведенной ниже формулы D.1.1.2-2;

PE<sub>losses,y</sub> — Выбросы CH<sub>4</sub> в результате технологических потерь (т·CO<sub>2</sub>-экв.). Такой тип выбросов имеет место в связи с фугитивными выбросами CH<sub>4</sub> при пуске/останове компрессоров, фугитивными выбросами через уплотнительные материалы, аварийным сбросом ПНГ и т.п. Такие потери незначительны и

(Номер формулы в ПТД D.1.1.2-1)

не подлежат прямому измерению. Данный вид выбросов рассчитывается на основании коэффициента потерь, утвержденного Министерством энергетики Российской Федерации.

$$PE_{Ox,y} = \sum_m \sum_h (V_{APG, fuel, m} * W_{h, injection, m} * \rho_h * \eta_{flare} * SMF_h) * 10^3$$

(Номер формулы в ПТД D.1.1.2-2)

Где:

$PE_{Ox,y}$  — Выбросы  $CO_2$  в результате полного окисления углеводородов в году  $y$  (т.  $CO_2$ )

$V_{APG, fuel, m}$  — Объем ПНГ, используемого КС в качестве топлива, в месяце  $m$  (млн  $m^3$ ). Это контролируемый параметр;

$W_{h, injection, m}$  — Объемная доля углеводорода типа  $h$  в ПНГ, закачанном КС в нагнетательные скважины в месяце  $m$  (%). Это контролируемый параметр;

$\rho_h$  — Плотность углеводорода типа  $h$  для конвертации объема углеводорода в массу углеводорода ( $kg/m^3$ ). Параметр принят как постоянный на весь период кредитования;

$\eta_{flare}$  — Коэффициент неполного сгорания для сжигания ПНГ (3,5%). Параметр принят как постоянный на весь период кредитования (неконтролируемый параметр);

$SMF_h$  — Массовый коэффициент  $CO_2$ , образующегося при полном сгорании единицы массы углеводорода (т  $CO_2$  экв. / т углеводорода). Параметр принят как постоянный на весь период кредитования (неконтролируемый параметр).

$$PE_{losses,y} = \sum_m (V_{APG, injection, m} + V_{APG, fuel, m}) * W_{CH4, injection, m} * LE_y * \rho_h * GWP_{CH4} * 10^3$$

(Номер формулы в ПТД D.1.1.2-3)

Где:

$PE_{losses,y}$  — Фугитивные выбросы  $CH_4$  в результате технологических потерь в году  $y$  (т.  $CO_2$ -экв.);

$V_{APG, injection, m}$  — Объем ПНГ, закачанного КС в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления в месяце  $m$  (млн  $m^3$ ). Это контролируемый параметр;

$V_{APG, fuel, m}$  — Объем ПНГ, используемого КС в качестве топлива, в месяце  $m$  (млн  $m^3$ ). Это контролируемый параметр;

$W_{CH4, injection, m}$  — Объемная доля метана в ПНГ, закачанном КС в нагнетательные скважины в месяце  $m$  (%). Это контролируемый параметр;

$LE_y$  — Коэффициент утечки в году  $y$  (%). Этот параметр зафиксирован в качестве прогноза (неконтролируемый параметр);

$\rho_{CH4}$  — Плотность  $CH_4$  для конвертации объема  $CH_4$  в массу  $CH_4$  (0,67  $kg/m^3$ ). Параметр принят как постоянный на весь период кредитования (неконтролируемый параметр);

$GWP_{CH4}$  — Потенциал глобального потепления метана (21 т.  $CO_2$  экв./т.  $CH_4$ ). Параметр принят как постоянный на весь период кредитования (неконтролируемый параметр).

**Формулы для расчета выбросов по базовой линии**

Выбросы по базовой линии ( $BE_y$ ) включают выбросы  $CO_2$  от сжигания ПНГ и выбросы  $CH_4$  в результате неполного сгорания метана на факелах. Выбросы по базовой линии рассчитываются следующим образом:

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

(Номер формулы в ПТД D.1.1.4-1)

Где:

$BE_y$  — Выбросы по базовой линии в году  $y$  (т  $CO_2$ );

$BE_{flaring,y}$  — Выбросы в результате сжигания ПНГ на факелах (т  $CO_2$ );

$BE_{CH_4,y}$  — Выбросы в результате неполного сгорания метана на факелах (т  $CO_2$ ).

$$BE_{flaring,y} = \sum_m (V_{ARG, injection, m} * W_{h, injection, m}) * (1 - \eta_{flare}) * \rho_h * SMF_{h,n} * 10^3$$

(Номер формулы в ПТД D.1.1.4-2)

Где:

$V_{ARG, injection, m}$  — Объем ПНГ, закачанного КС в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления в месяце  $m$  (млн  $m^3$ ). Это контролируемый параметр;

$W_{h, injection, m}$  — Объемная доля углеводорода типа  $h$  в ПНГ, закачанном КС в нагнетательные скважины в месяце  $m$  (%). Это контролируемый параметр;

$\eta_{flare}$  — Коэффициент неполного сгорания для сжигания ПНГ (3,5%). Параметр принят как постоянный на весь период кредитования (неконтролируемый параметр);

$\rho_h$  — Плотность углеводорода типа  $h$ , используемая для конвертации объема в массу. Параметр принят как постоянный на весь период кредитования (неконтролируемый параметр);

$SMF_{h,n}$  — Массовый коэффициент  $CO_2$ , образующегося при полном сгорании единицы массы углеводорода (т  $CO_2$ , экв. / т. углеводорода). Параметр принят как постоянный на весь период кредитования (неконтролируемый параметр).

$$BE_{CH_4,y} = \sum_m (V_{ARG, injection, m} + V_{ARG, fuel, m}) * W_{CH_4, injection, m} * \eta_{flare} * \rho_{CH_4} * GWP_{CH_4} * 10^3$$

(Номер формулы в ПТД D.1.1.4-3)

Где:

$V_{ARG, injection, m}$  — Объем ПНГ, закачанного КС в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления в месяце  $m$  (млн  $m^3$ ). Это контролируемый параметр;

$V_{ARG, fuel, m}$  — Объем ПНГ, закачанного по объему ПНГ, используемого КС в качестве топлива, в месяце  $m$  (млн  $m^3$ ). Это контролируемый параметр;

$W_{CH_4, injection, m}$  — Объемная доля метана в ПНГ, закачанном КС в нагнетательные скважины в месяце  $m$  (%). Это контролируемый параметр;

$\eta_{flare}$  — Коэффициент неполного сгорания для сжигания ПНГ (3,5%). Параметр принят как постоянный на весь период кредитования (неконтролируемый параметр);

$\rho_{CH_4}$  — Плотность  $CH_4$  для конвертации объема  $CH_4$  в массу  $CH_4$  (0,67  $kg/m^3$ ). Параметр принят как постоянный на весь период кредитования (неконтролируемый параметр);

$GWP_{CH_4}$  — Потенциал глобального потепления метана (21 т.  $CO_2$  экв./т.  $CH_4$ ). Параметр принят как постоянный на весь период кредитования (неконтролируемый параметр).

#### Формулы для расчета утечек

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

#### 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.1.4-1)

Где:

$BE_y$  – выбросы по базовой линии в году  $y$  (т  $CO_2$ );

$PE_y$  – проектные выбросы в году  $y$  (т  $CO_2$ );

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

Невзирая на то, что проект является первым в своем роде, в его состав входят стандартные технологии, такие как компрессорное оборудование, измерительное оборудование, турбинное оборудование, трубопроводы, электрооборудование и т.п. Эксплуатация такого оборудования представляется собой стандартную задачу для ОАО «Сургутнефтегаз». Для эксплуатации КС не требуется никаких дополнительных инструкций, процедур или специальных государственных стандартов. План мониторинга и структура контроля полностью соответствуют существующей системе производственного мониторинга и контроля ОАО «Сургутнефтегаз». Мониторинг таких параметров, как объем ПНГ, используемого в качестве топлива, объем закачанного ПНГ и потребление электроэнергии из сети, осуществляется дежурными инженерами и инженерами-электриками. Определение объемной доли метана и прочих углеводородов в попутном нефтяном газе осуществляется сертифицированными измерительными приборами.

Для измерения параметров, включенных в план мониторинга, используется только средства измерений соответствующие требованиям Федерального Закона «об обеспечении единства измерений». Все средства измерений подвергаются калибровке или поверке в соответствии с российскими стандартами и нормативно-правовыми актами, а также графиками калибровки и поверки. Средства измерений, как правило, подвергаются поверке или калибровке в период плановых остановов технологических установок. В случае, если необходима калибровка или поверка средства измерения в период эксплуатации его заменяют на резервный. Средства измерений не подлежат поверке или калибровке к эксплуатации не допускаются.

Описанная ниже процедура должна применяться в том случае, если контролируемый параметр не может быть измерен надлежащим образом поверенным средством измерения. Данная процедура должна применяться только в случае долгосрочных перерывов в процессе измерения. В случае краткосрочных перерывов, до 1 дня, могут быть использованы расчеты на основании других данных. В таких случаях размер погрешности слишком незначителен относительно годовых показателей и им можно пренебречь. Долгосрочные перерывы (более 1 дня) измерений подлежат рассмотрению

отдельно в каждом конкретном случае. В любом случае, в первую очередь должен соблюдаться принцип консерватизма. Некоторые основные варианты могут быть использованы для расчета данных, без использования средств измерений:

- 1) Расчет параметров на основании других производственных параметров. Этот вариант применяется, если расчет измеряемых параметров представляется возможным на основании других измеряемых параметров.
- 2) Использование наиболее консервативных данных прошлого периода. Этот вариант применяется для определения состава ПНГ;
- 3) Исключение сокращения выбросов для такого периода из отчетов по мониторингу.

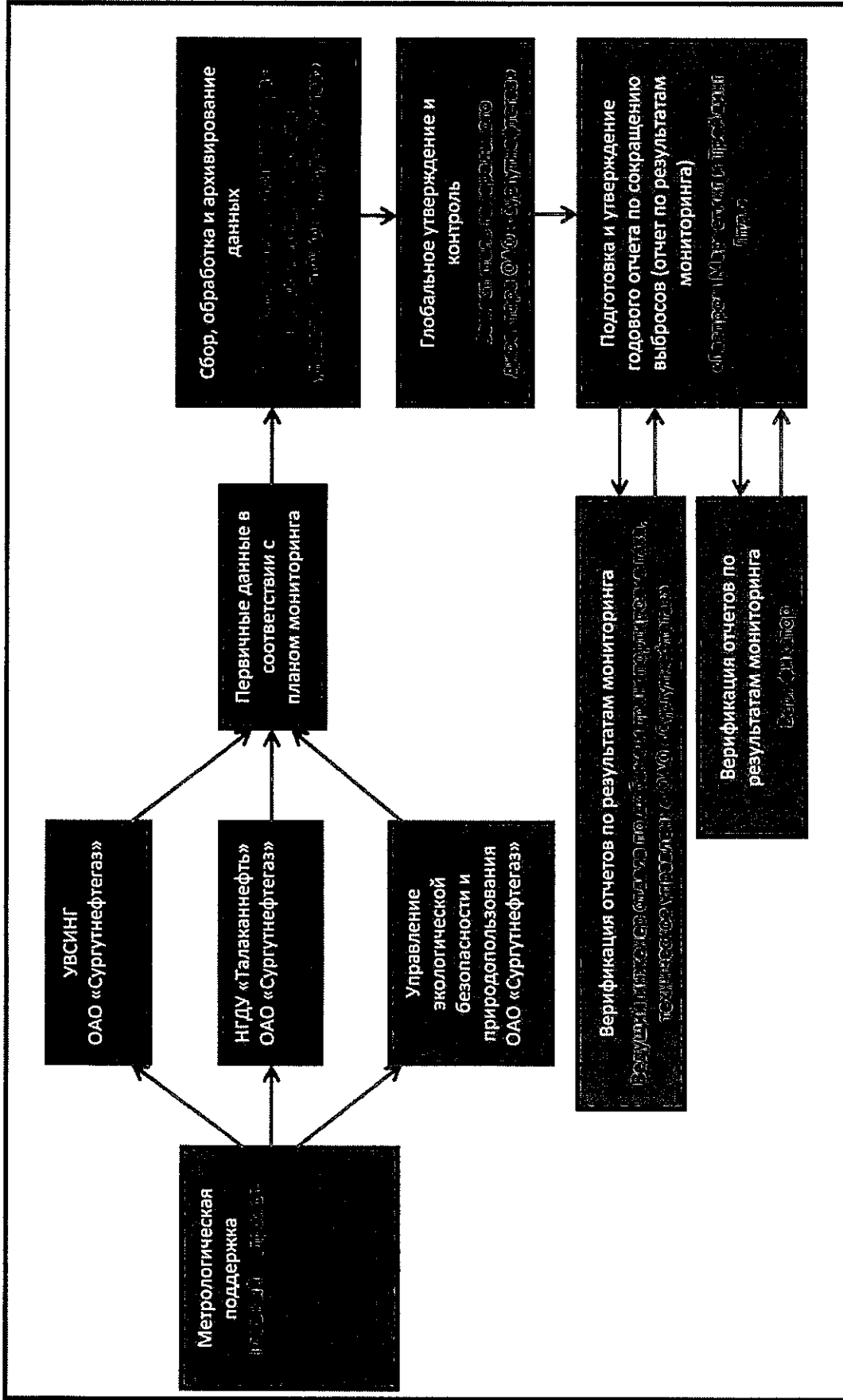
Основными параметрами мониторинга являются:

- Объем ПНГ, закачанного КС в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления (млн. м<sup>3</sup>);
- Объем ПНГ, используемого в качестве топлива для заправки ПНГ (млн. м<sup>3</sup>);
- Объемная доля углеводорода типа  $h$  в ПНГ, закачанном КС в нагнетательные скважины (%).

ОАО «Сургутнефтегаз» предоставляет все данные, предусмотренные планом мониторинга, компании «Газпром Маркетинг и Трейдинг Лтд.», которая отвечает за подготовку плана мониторинга и выполнение задач по проверке. Данные отчета о мониторинге должны сохраняться не менее двух лет после передачи последних ЕСВ в отношении проекта.

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
$V_{APG, injection, m}$	Низкий	Данные по объему ПНГ, закачанному КС в скважины кустов №51 и 52, фиксируются непрерывно с помощью измерительного комплекса, установленного на кустах №51 и 52. Применяются только сертифицированные измерительные приборы и оборудование. Все сертифицированные измерительные приборы имеют заводскую калибровку. Калибровка и поверка осуществляются в соответствии с требованиями паспортов измерительных приборов специализированными аккредитованными метрологическими организациями. Устанавливается график калибровки и поверки.
$V_{APG, fuel, m}$	Низкий	Данные по объему ПНГ, используемому в качестве топлива, фиксируются непрерывно с помощью измерительного комплекса, установленного на станции. Применяются только сертифицированные измерительные приборы и оборудование. Все сертифицированные измерительные приборы имеют заводскую калибровку. Калибровка и поверка осуществляются в соответствии с требованиями паспортов измерительных приборов специализированными аккредитованными метрологическими организациями. Устанавливается график калибровки и поверки.
$W_{H, injection, m}$ $W_{CH4, injection, m}$	Низкий	Специализированная 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.

### Хранение данных

Данные по потреблению ПНГ хранятся в специальной электронной базе данных. Эта база данных проходит необходимое обслуживание с целью минимизации шансов утери данных. Данные по составу ПНГ хранятся в виде бумажных сертификатов. Таблицы Excel с расчетами хранятся на компьютерах ответственных сотрудников ОАО «Сургутнефтегаз» и «Газпром Маркетинг и Трейдинг». Все данные будут храниться не менее 2 лет после завершения кредитного периода или последнего выпуска ESB.



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

**Данные по счетчикам ПНГ**

**Таблица В.6-1. Объем ПНГ, закачанного КС в нагнетательные скважины**

Измерительный прибор	Серийный номер	Межпериодический интервал, мес.	Дата заводской поверки	Даты поверок	Дата окончания действия текущей поверки	Дата замены прибора (если применимо)	Ответственный за поверку
Линия А							
Вычислитель УВП-280	380915		06.10.08		06.10.12		ФГУ "Менделеевский ЦСМ"
Термопреобразователь Метран-265-02	725233		10.11.08	23.07.11	23.07.12		Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
Датчик давления Метран 150 ТА4	823910		17.11.08	15.07.11	15.07.13		Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
Расходомер Метран 350 SFA	844460	24	23.04.09	17.05.11	17.05.13		Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
Линия В							
Вычислитель УВП-280	380916		06.10.08		06.10.12		ФГУ "Менделеевский ЦСМ"
Термопреобразователь Метран -265-02	725232		10.11.08	23.07.11	23.07.12		Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
Датчик давления Метран 150 ТА4	823911		17.11.08	15.07.11	15.07.13		Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
Расходомер Метран 350 SFA	844461		23.04.09	17.05.11	17.05.13		Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»

Таблица В.6-2. Объем ПНГ, используемого КС в качестве топлива

Измерительный прибор	Серийный номер	Межпериодический интервал, мес.	Дата заводской поверки	Даты поверок	Дата окончания действия текущей поверки	Дата замены прибора (если применимо)	Ответственный за поверку
Линия РР-701							
Расходомер Rosemount 3095MFA	8543601	24	02.07.2008	02.07.2010 17.07.2011	17.07.2013	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
Линия РР-702							
Расходомер Rosemount 3095MFA	8543602	24	07.07.2008	02.07.2010 17.07.2011	17.07.2013	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
Линия РР-703							
Вычислитель УВП280	390424	48	28.04.2009	-	28.04.2013	-	ФГУ "Менделеевский ЦСМ"
Диафрагма	Д-12-170	48	22.04.2009	22.04.2010 25.08.2010	25.08.2013	-	ФГУ "Тюменский ЦСМ" Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
Термопреобразователь Метран -265-05	725218	12	11.11.2008	10.11.2009 27.08.2010 23.07.2011	23.07.2012	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
Датчик давления Метран 150 ТА3	823922	24	19.11.2008	27.08.2010 18.07.2011	18.07.2013	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
Датчик давления Метран 150 CD2	823374	24	18.11.2008	27.08.2010 18.07.2011	18.07.2013	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
Датчик давления Метран 150 TG 3	457962	24	18/11/08	17/07/11	17/07/13	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»
Датчик давления Метран 150 TG 2	457968	24	18/11/08	17/07/11	17/07/13	-	Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз»

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

**Таблица В.6-3. Данные о лабораториях**

Параметр, подлежащий мониторингу	Частота измерений	Лаборатория, ответственная за измерения параметра
Объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ	Ежемесячно	Центральная базовая лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз»

**В.7. Данные о защите окружающей среды:**

Разрешения на выбросы загрязняющих веществ были получены на весь период кредитования. Список разрешений, номера, сроки и наименования органов, выдавших их, указаны в следующей таблице В.7-1.

**Таблица В.7-1. Список разрешений на выбросы в атмосферу**

Разрешение	Срок действия	Орган, выдавший разрешение
Разрешение № ПДВ-073/383 от 26 октября 2007 г.	1 января 2008 г. - 31 декабря 2011 г.	Республика Саха, Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору
Разрешение № ПДВ-10/167 от 21 сентября 2010 г.	21 сентября 2010 г. - 31 декабря 2014 г.	Ленский филиал, Республика Саха, Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору

**СЕКЦИЯ С. Расчет сокращений выбросов**

**С.1. Данные мониторинга:**

Эта секция содержит значения параметров подлежащих мониторингу, перечисленных в секции В.2 выше. Значения указанные в этой секции используются для расчета сокращений выбросов за период мониторинга 01.01.2010-30.04.2012.

1.  $V_{\text{Арг, injection, m}}$  – Объем ПНГ, закачанного КС в нагнетательные скважины<sup>1</sup>.

**Таблица С.1-1. Данные по объему ПНГ, закачанного КС**

Параметр	Ед.изм.	2010	2011	01.2012	02.2012	03.2012	04.2012	Итого 02.01.2010-30.04.2012
Объем ПНГ, закачанного КС	млн м <sup>3</sup>	146.404226	323.46009	27.806606	26.741085	28.902807	29.372493	582.687

<sup>1</sup> Годовые значения предоставлены в отчете о мониторинге для удобства. Месячные значения с детальной разбивкой находятся в файле excel приложенному к настоящему отчету о мониторинге.

2.  $V_{\text{АРГ, fuel, m}}$  – Объем ПНГ, используемого КС в качестве топлива.

Таблица С.1-2. Данные по объему ПНГ, используемого КС в качестве топлива

Параметр	Ед.изм.	2010	2011	01.2012	02.2012	03.2012	04.2012	Итого 02.01.2010-30.04.2012
Объем ПНГ, используемого в качестве топлива	млн м <sup>3</sup>	34.911845	47.942381	6.469309	6.306185	4.007125	5.180767	104.818

3.  $W_{\text{h, injection, m}}$  – Объемная доля углеводорода типа h в ПНГ, закачанном КС в нагнетательные скважины<sup>2</sup>

4.  $W_{\text{СН4, injection, m}}$  – Объемная доля метана в ПНГ, закачанном КС в нагнетательные скважины

Таблица С.1-3. Данные по объемной доле углеводорода типа h в ПНГ

Тип углеводородов	Ед.изм.	2010	2011	01.2012	02.2012	03.2012	04.2012
Метан (СН <sub>4</sub> )	%об	76.95	73.96	71.23	69.09	74.01	74.18
Этан (С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub> )	%об	11.89	12.84	12.86	13.60	14.17	13.82
Пропан (С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub> )	%об	5.58	6.80	8.09	8.28	6.61	6.47
i-бутан (метилпропан; С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub> )	%об	0.63	0.95	1.23	1.55	0.71	0.72
n-бутан (С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub> )	%об	1.53	1.75	2.55	3.30	1.19	1.24
i-пентан (метилбутан; С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub> )	%об	0.30	0.31	0.73	0.74	0.18	0.17
n-пентан (С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub> )	%об	0.24	0.31	0.34	0.77	0.18	0.17
С <sub>6</sub> + (Гексаны и выше)	%об	0.28	0.21	0.92	0.42	0.14	0.09

5.  $LE_y$  – Коэффициент утечки (%)

Коэффициент утечки включает fugитивные утечки метана (так называемые «технологические потери») из оборудования, установленного на КС. Определяется на этапе подготовки ПТД и фиксируется в качестве прогноза. Данный параметр рассчитывается Росийским государственным университетом нефти и газа им. Губкина и ежегодно утверждается Министерством энергетики Российской Федерации.

<sup>2</sup> Средневзвешенные годовые значения представлены в отчете о мониторинге для удобства. Месячные значения с детальной разбивкой находятся в файле excel приложенному к настоящему отчету о мониторинге.

Таблица С.1-4. Данные по коэффициенту утечки

Год	Коэффициент утечки, %
2010	0.287
2011	0.093
2012	0.093

**6.  $\eta_{flare}$  - Коэффициент неполного сгорания для сжигания ПНГ**

Этот параметр определен и зафиксирован на стадии разработки ПТД.  $\eta_{flare}$  равен 3.5%. параметр рассчитан на основе «Методики расчета объемов выброса в атмосферу при сжигании попутного нефтяного газа в факелах», одобренной 08.04.1998, приказом № 199 Государственного комитета по защите окружающей среды Российской Федерации.

**7.  $\rho_H$  - Плотность углеводорода типа  $h$ .**

Этот параметр конвертирует объем углеводорода в массу. Плотность каждого типа углеводорода рассчитана на основании ГОСТ 31369-2008, Межгосударственный стандарт «Природный газ. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава». <sup>3</sup> Этот параметр зафиксирован на стадии разработки ПТД.

Таблица С.1-5. Данные по плотности

Тип компонента ПНГ (тип $h$ углеводорода)	Плотность газа (кг/м <sup>3</sup> )
Метан (CH <sub>4</sub> )	0.67
Этан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	1.26
Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	1.86
i-бутан (метилпропан; C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	2.49
n-бутан (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	2.50
i-пентан (метилбутан; C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	3.15
n-пентан (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	3.17

<sup>3</sup> [http://www.gazanaliz.ru/standards/post\\_gasGC\\_2008/GOST\\_31369-2008/post\\_31369-2008.html](http://www.gazanaliz.ru/standards/post_gasGC_2008/GOST_31369-2008/post_31369-2008.html)

С <sub>6</sub> + (Гексаны и выше)	3.90
-----------------------------------	------

8.  $SMF_h$  - Стехиометрический массовый коэффициент - массовый коэффициент  $CO_2$ , образующегося при полном сгорании единицы массы углеводорода типа  $h$

Этот параметр определен и зафиксирован на стадии разработки ПТД. Стехиометрический массовый коэффициент для каждого типа углеводородов рассчитывается на основе ГОСТ 31369-2008. Таблица в формате Excel с расчетами была передана для анализа верификатору при детерминации проекта.

Таблица С.1-6. Стехиометрические массовые коэффициенты

Тип компонента ПНГ (тип $h$ углеводорода)	Стехиометрические массовые коэффициенты (т./т.)
Метан ( $CH_4$ )	2.75
Этан ( $C_2H_6$ )	2.93
Пропан ( $C_3H_8$ )	2.99
i-бутан (метилпропан; $C_4H_{10}$ )	3.03
n-бутан ( $C_4H_{10}$ )	3.03
i-пентан (метилбутан; $C_5H_{12}$ )	3.05
n-пентан ( $C_5H_{12}$ )	3.05
С <sub>6</sub> + (Гексаны и выше)	3.06

9.  $GWP_{сна}$  - Потенциал метана в отношении глобального потепления.

Этот параметр определен и зафиксирован на стадии разработки ПТД. Параметр равен 21  $tCO_2э/tCH_4$ .

С.2. Расчеты проектных выбросов:

Таблица С.2-1. Проектные выбросы ПГ в результате технологических потерь за период мониторинга 02.01.2010-30.04.2012, т  $CO_2э$

Год/Месяц	Выбросы ПГ по проекту
2010	5 634
2011	3 595

01.2012	319
02.2012	299
03.2012	319
04.2012	335
Итого	10 501

Таблица С.2-2. Проектные выбросы ПГ в результате полного сгорания углеводородов в двигателях компрессоров за период мониторинга 02.01.2010-30.04.2012, т CO<sub>2</sub>э

Год/Месяц	Выбросы ПГ по проекту
2010	2 941
2011	4 180
01.2012	619
02.2012	617
03.2012	343
04.2012	440
Итого	9 140

Таблица С.2-3. Суммарные проектные выбросы ПГ за период мониторинга 02.01.2010-30.04.2012, т CO<sub>2</sub>э

Год/Месяц	Выбросы ПГ по проекту
2010	8 575
2011	7 774
01.2012	938
02.2012	916
03.2012	662
04.2012	775

Итого	19 640
-------	--------

**С.3. Расчет объема выбросов по базовой линии:**

**Таблица С.3-1. Выбросы ПГ по базовой линии в результате сгорания ПНГ на факелах за период мониторинга 02.01.2010-30.04.2012, т CO<sub>2</sub>э**

Год/Месяц	Выбросы ПГ в результате сгорания ПНГ на факелах по базовой линии
2010	341 059
2011	780 989
01.2012	73 314
02.2012	72 147
03.2012	68 191
04.2012	68 735
Итого	1 404 435

**Таблица С.3-2. Выбросы ПГ по базовой линии в результате неполного сгорания метана на факелах за период мониторинга 02.01.2010-30.04.2012, тCO<sub>2</sub>э**

Год/Месяц	Выбросы ПГ в результате неполного сгорания метана на факелах по базовой линии
2010	68 705
2011	135 279
01.2012	12 024
02.2012	11 244
03.2012	11 995
04.2012	12 623



Итого	251 870
-------	---------

Таблица С.3-3. Общий объем выбросов ПГ по базовой линии за период мониторинга 02.01.2010-30.04.2012, т CO<sub>2</sub>э

Год/Месяц	Выбросы ПГ по базовой линии
2010	409 765
2011	916 268
01.2012	85 338
02.2012	83 391
03.2012	80 186
04.2012	81 357
Итого	1 656 305

**С.4. Расчет утечек:**

Утечки равны нулю в соответствии с ПТД 1.2.

**С.5. Расчет сокращений выбросов по проекту:**

Сокращения выбросов по проекту приведены в Таблице С.5-1 ниже.

Таблица С.5-1. Объем снижения выбросов ПГ за период мониторинга 02.01.2010-30.04.2012, т CO<sub>2</sub>э

Год/Месяц	Снижение выбросов ПГ в тоннах CO <sub>2</sub> э
2010	401 190
2011	908 494
01.2012	84 400
02.2012	82 475
03.2012	79 525
04.2012	80 582
Общее снижение	1 636 666

выбросов за период  
мониторинга

**С.6. Анализ отклонения результатов мониторинга от предварительных расчетных показателей:**

**Таблица С.6-1. Сравнение фактических сокращений выбросов и сокращений выбросов, рассчитанных ex-ante, т CO<sub>2</sub>э**

Год	Ежегодное снижение выбросов в тоннах CO <sub>2</sub> э в отчете о мониторинге	Ежегодное снижение выбросов в тоннах CO <sub>2</sub> э в ПТД (предварительная оценка)	Абсолютное отклонение (мониторинг относительно предварительной оценки) в т CO <sub>2</sub> э	Отклонение в процентах (мониторинг относительно оценки) в %
2010	401 190	397 766	3 424	0.86%
2011	908 494	749 090	159 404	21.28%
01.2012	84 400			
02.2012	82 475			
03.2012	79 525			
04.2012	80 582			
Общее снижение выбросов	1 636 666			

Отклонение между фактическими и расчетными данными в 2010 составляет 0.86%, что можно считать очень незначительным отклонением. Такое низкое отклонение – результат следующих факторов:

- проект был реализован в полном соответствии с ПТД;
- предварительные расчеты были сделаны с использованием консервативных данных и использовались точные прогнозы;
- план мониторинга, утвержденный в ПТД 1.2 является надежным и прозрачным;
- мониторинг 2010 был проведен в точном соответствии с планом мониторинга.

Отклонение между фактическими и расчетными данными в 2011 составляет 21.28%. Данное отклонение в объеме сокращений произошло в результате колебаний в объеме ПНГ закачанного КС в нагнетательные скважины для поддержания давления и в объеме ПНГ используемого в качестве топлива на КС. Такие отклонения были минимизированы путем использования усредненных и консервативных значений.

**Приложение 1 – Контактная информация участников проекта:**

Организация:	Открытое акционерное общество «Сургутнефтегаз»
Улица:	ул. Григория Кукуевицкого
Дом/Корпус:	1/1
Город:	Сургут
Штат/Область:	Ханты-Мансийский автономный округ, Тюменская область
Почтовый индекс:	628415
Страна:	Российская Федерация
Телефон:	+7 (3462) 42-70-09
Факс:	+7 (3462) 42-70-09
Электронная почта:	<a href="mailto:Egorov_EP@surgutneftegas.ru">Egorov_EP@surgutneftegas.ru</a>
URL:	<a href="http://www.surgutneftegas.ru/">http://www.surgutneftegas.ru/</a>
Представитель:	
Должность:	Заместитель начальника технического управления - начальник технического отдела
Форма обращения:	Г-н
Фамилия:	Егоров
Имя:	Петрович
Отчество:	Эдуард
Департамент:	
Телефон (прямой):	+7 (3462) 42 68 05
Факс (прямой):	+7 (3462) 42 68 05
Мобильный:	
Персональный адрес электронной почты:	<a href="mailto:Egorov_EP@surgutneftegas.ru">Egorov_EP@surgutneftegas.ru</a>

Организация:	«Газпром Маркетинг и Трейдинг Лтд.»
Улица:	Тритон стрит
Дом:	20
Город:	Лондон
Область:	Лондон
Почтовый индекс:	NW1 3BF
Страна:	Соединенное Королевство
Телефон:	+44 (0) 207 756 0000
Факс:	+44 (0) 756 9740
Электронная почта:	<a href="mailto:global_carbon@gazprom-mt.com">global_carbon@gazprom-mt.com</a>
URL:	<a href="http://www.gazprom-mt.com">http://www.gazprom-mt.com</a>
Представитель:	
Должность:	Директор отдела трейдинга и управления портфелем
Форма обращения:	Г-н
Фамилия:	Гистау (Gistau)
Отчество:	
Имя:	Игнасио (Ignacio)
Департамент:	Департамент чистой энергетики
Телефон (прямой):	+44 2077560052
Факс (прямой):	
Мобильный:	+44 7525906248
Персональный адрес электронной почты:	<a href="mailto:ignacio.gistau@gazprom-mt.com">ignacio.gistau@gazprom-mt.com</a>

**Сведения о разности между планируемым объемом и фактической величиной выбросов парниковых газов из источника по проекту «Утилизация попутного нефтяного газа на Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении», ОАО «Сургутнефтегаз»**

Год	Ежегодное снижение выбросов в тоннах CO <sub>2</sub> э в отчете о мониторинге	Ежегодное снижение выбросов в тоннах CO <sub>2</sub> э в ПТД (предварительная оценка)	Абсолютное отклонение (мониторинг относительно предварительно оценки) в т CO <sub>2</sub> э	Отклонение в процентах (мониторинг относительно предварительно оценки) в %
2010	401 190	397 766	3 424	0.86%
2011	908 494	749 090	159 404	21.28%
01.2012	84 400			
02.2012	82 475			
03.2012	79 525			
04.2012	80 582			
Общее снижение выбросов	1 636 666			

Отклонение между фактическими и расчетными данными в 2010 составляет 0.86%, что можно считать очень незначительным отклонением. Такое низкое отклонение – результат следующих факторов:

- проект был реализован в полном соответствии с ПТД;
- предварительные расчеты были сделаны с использованием консервативных данных и использовались точные прогнозы;
- план мониторинга, утвержденный в ПТД 1.2 является надежным и прозрачным;
- мониторинг 2010 был проведен в точном соответствии с планом мониторинга.

Отклонение между фактическими и расчетными данными в 2011 составляет 21.28%. Данное отклонение в объеме сокращений произошло в результате колебаний в объеме попутного нефтяного газа (ПНГ) закачанного компрессорной станцией в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления, а также в объеме ПНГ используемого в качестве топлива на компрессорной станции. Такие отклонения были минимизированы путем использования усредненных и консервативных значений.