

«Утверждаю»  
по Доверенности № НК-91 от 20.03.2012 г.



Копытко А.В.  
«14» марта 2012г.

## **Отчет**

**о мониторинге сокращений выбросов парниковых газов  
проекта Совместного Осуществления:**

**«Полезная утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ)  
Сугмутского нефтяного месторождения ОАО «Газпромнефть-  
Ноябрьскнефтегаз» с учетом эффективного использования ПНГ  
Романовского нефтяного месторождения»**

**Период мониторинга: 01.01.2008 – 31.12.2010**

**Инвестор проекта: ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»**

**Версия 02**

Москва, 2011 г.

A handwritten signature in blue ink, consisting of a long horizontal stroke followed by a loop and a vertical stroke.

## Содержание

<b>РАЗДЕЛ А. Общая информация о проектной деятельности</b>	<b>3</b>
<b>РАЗДЕЛ Б. Система мониторинга сокращенных выбросов парниковых газов, достигнутых при реализации проекта, и расчетные формулы</b>	<b>5</b>
<b>РАЗДЕЛ В. Процедуры по обеспечению и контролю качества</b>	<b>13</b>
<b>РАЗДЕЛ Г. Расчёт сокращенных выбросов парниковых газов за период мониторинга</b>	<b>24</b>

## **РАЗДЕЛ А. Общее описание проектной деятельности**

### **А.1 Название проекта**

«Полезная утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ) Сугмутского нефтяного месторождения ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» с учетом эффективного использования ПНГ Романовского нефтяного месторождения»

### **А.2. Секторная область**

10. Летучие выбросы от топлив (твердых, жидких, газообразных).

### **А.3. Ссылка на проектную документацию**

Версия 02 ПДД от 11.12.2011 года одобренная независимой экспертной организацией Bureau Veritas Certification, положительное заключение NO. RUSSIA-DET/0201/2011 from 12.12.2011

### **А.4. Описание проекта**

Проект направлен на полезную утилизацию ПНГ, который в ином случае был бы сожжён на факелах ДНС 1, 2, 3 и 3А Сугмутского нефтяного месторождения и, следовательно, на сокращение выбросов парниковых газов при условии полезного использования ПНГ с Романовского нефтяного месторождения.

ОАО «Газпром нефть-Ноябрьскнефтегаз» (ГПН-ННГ) ожидает, что продажи единиц сокращенных выбросов (ЕСВ) в рамках механизма Совместного Осуществления Киотского Протокола улучшат экономическую эффективность проекта.

Проект реализуется на Сугмутском нефтяном месторождении, находящимся в 95 км северо-восточнее города Ноябрьска и в 50 км западнее города Муравленко в Ямало-Ненецком Автономном Округе, Западная Сибирь. Месторождение находится в разработке с 1970 года. Опытно-промышленная эксплуатация началась в 1995 году.

Романовское месторождение расположено на территории Пуровского и Надымского района, Ямало-Ненецком Автономном Округе, Западная Сибирь. Романовское нефтяное месторождение было открыто в 1987 году, и его развитие началось в 2000 году.

В настоящее время оба нефтяных месторождения разрабатывается и эксплуатируется ОАО «Газпром нефть-Ноябрьскнефтегаз» (ГПН-ННГ), дочерней компании ОАО «Газпром нефть» (ГПН), расположенной в г. Москве.

Проект начался в 01.04.2007 и предусматривает строительство нового 71.3 километрового трубопровода (лупинга) диаметром 720 мм параллельно с существующим промышленным трубопроводом диаметром 430 мм от ДНС-2 до Муравленковского ГПЗ, а также прокладка нового 8.5 километрового участка трубопровода диаметром 530 мм на ДНС-3А Сугмутского нефтяного месторождения.

Эти новые газовые трубопроводы увеличивают пропускную способность газотранспортной системы на Сугмутском нефтяном месторождении и обеспечивают необходимую транспортировку большей части ПНГ под давлением сепарации от всех ДНС Сугмутского нефтяного месторождения до Муравленковского ГПЗ.

На Муравленковском ГПЗ проектный ПНГ, как и ПНГ с Романовского нефтяного месторождения, перерабатывается с получением сухого отбензиненного газа (СОГ) и широкой фракции лёгких углеводородов (ШФЛУ). СОГ поставляется под высоким давлением в магистральный газопровод «Уренгой – Челябинск», ШФЛУ подаётся в конденсатопровод «Уренгой - Сургут».

В результате проекта весь ПНГ, выделенный на ДНС 1, 2, 3 и 3А Сугмутского и ДНС Романовского нефтяного месторождения (за исключением исторически утилизируемого объёма ПНГ) полезно утилизируется т.е. не сжигается на факелах, что приводит к значительным сокращениям выбросам парниковых газов, включая CO<sub>2</sub> и CH<sub>4</sub>.

При отсутствии данного проекта невозможно было бы достичь упомянутых сокращений, так как национальная отраслевая политика и экономическая ситуация в нефтегазовой промышленности не обеспечивали сбалансированные реальные механизмы для эффективного использования ПНГ.

В итоге данная проектная деятельность приведёт к предотвращению факельного сжигания ПНГ в объёме 735085 тыс. м<sup>3</sup> в период 2008-2010 гг. В результате произойдёт значительное сокращение выбросов парниковых газов, которое составит 2135646 тонн CO<sub>2</sub> эквивалента за указанный период.

#### **А.5. История проекта**

Апрель 2007. Была одобрена проектно-сметная документация для данного проекта.

Май 2007. Начались строительные работы.

Декабрь 2007. Запуск проекта в эксплуатацию состоялся 26.12.2007.

#### **А.6. Период мониторинга**

С 01.01.2008 по 31.12.2010

#### **А.7. Объем сокращенных выбросов парниковых газов за период мониторинга**

Объем сокращенных выбросов, рассчитанный на основании данных мониторинга за период с 01.01.2008 по 31.12.2008, составляет 816170 тонн CO<sub>2</sub>-эквивалента.

Объем сокращенных выбросов, рассчитанный на основании данных мониторинга за период с 01.01.2009 по 31.12.2009, составляет 716469 тонн CO<sub>2</sub>-эквивалента.

Объем сокращенных выбросов, рассчитанный на основании данных мониторинга за период с 01.01.2010 по 31.12.2010, составляет 603008 тонн CO<sub>2</sub>-эквивалента.

Соответственно, объем сокращенных выбросов, рассчитанный на основании данных мониторинга за период с 01.01.2008 по 31.12.2010, составляет 2135646 тонн CO<sub>2</sub>-эквивалента.

Объем сокращенных выбросов, указанный в проектно-технической документации (ПТД) проекта для аналогичного периода составляет 2135646 тонн CO<sub>2</sub>-эквивалента.

#### **А.8. Информация о лице, ответственном за подготовку и представление отчета по мониторингу**

Предоставление данных для подготовки отчета:

ОАО «Газпром нефть»

Россия, 117647, г. Москва, ул. Профсоюзная, д.125А

Контактное лицо: Николай Сергеевич Елисеев, Начальник департамента маркетинга газа и жидких углеводородов

Тел.: +7 (495) 777-3152

Факс: +7 (495) 777-3151

Email: [dgg@gazprom-neft.ru](mailto:dgg@gazprom-neft.ru)

Подготовка отчета о мониторинге:

- ЗАО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода» (Москва);
- Контактное лицо: Беседовский Тимофей Николаевич, Ведущий специалист департамента развития проектов;
- Тел. 8 499 788 78 35 доб. 108
- Факс 8 499 788 78 35 доб. 107
- e-mail: [BesedovskiyTN@ncsf.ru](mailto:BesedovskiyTN@ncsf.ru)

ЗАО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода» не является участником проекта.

#### А.9. Версия отчета о мониторинге

Версия 02 от 13.12.2011

#### А.10. Утвержденный статус проекта

В соответствии с законом Российской Федерации в части реализации проектов СО, проект может быть одобрен после положительного заключения независимой экспертной организацией.

Одобрение со стороны принимающей стороны может быть выдано после того, как проект будет утвержден принимающей стороной.

Письма одобрения Сторон будут получены позже.

### РАЗДЕЛ Б. Система мониторинга сокращенных выбросов парниковых газов, достигнутых при реализации проекта, и расчетные формулы

#### Б.1. Описание операционной и управленческой структуры проекта

Структура плана мониторинга сокращений при реализации Проекта адаптирована к существующей системе учёта и отчётности в ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». Все измерения, проводящиеся в рамках мониторинга, находятся в соответствии с законом «О единстве измерений» N 102-ФЗ от 26/06/2008<sup>1</sup>.

Роли и ответственности лиц, подразделений и организаций, осуществляющих данный мониторинг, распределяются следующим образом:

№	Организации	Должность/подразделение	Задачи	Комментарии
1.	ЗАО «НОПППУ», Москва	Департамент развития проектов	Расчеты фактических сокращений выбросов по формулам раздела Г. Составление отчета о мониторинге	Передача отчета о мониторинге в Департамент маркетинга газа и жидких углеводородов ОАО «Газпром нефть»
2.	ОАО «Газпром нефть», Москва	Департамент маркетинга газа и жидких углеводородов	Координация работ по подготовке отчётов о мониторинге между НОПППУ, ГПН-ННГ и Муравленковскнефть (подразделение ГПН-ННГ, занимающаяся эксплуатацией проекта)	Утверждение отчетов о мониторинге  Передача утвержденного отчета о мониторинге компании-верификатору. Передача отчета о верификации в филиал "Муравленковскнефть" ОАО "Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз", Муравленко
3.	ООО «Ноябрьский	Руководство	Подготовка и	Передача данных для

<sup>1</sup> <http://www.rsk-k.ru/zak.html>

	ГПК», (Компания Сибур Холдинг) Ноябрьск		передача ежегодных производственных данных	расчета утечек в Департамент маркетинга газа и жидких углеводородов ОАО «Газпром нефть».
4.	Филиал "Муравленковскнефть" ОАО "Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз", г. Муравленко	Начальник Управления добычи газа	Утверждение производственных балансов газа	Передача данных для расчета сокращений в Департамент маркетинга газа и жидких углеводородов ОАО «Газпром нефть».
5.	Филиал "Муравленковскнефть" ОАО "Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз", г.Муравленко	Управление по подготовке и сдаче нефти и газа	Анализ данных по деятельности компании за отчетный период и составление балансов газа	Передача балансов газа для утверждения Начальнику Управления добычи газа
6.	Филиал "Муравленковскнефть" ОАО "Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз", г.Муравленко	Отдел по сбору и сдаче газа	Подготовка данных для ежемесячных балансов газа	В состав баланса входит следующая информация <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ресурсы газа</li> <li>• Добыча газа</li> <li>• Объем газа, сожженного на факелах</li> <li>• Объем газа, использованного для собственных нужд предприятия, в том числе технологическим потерям</li> <li>• Объем использованного газа</li> </ul> Предоставление данных для балансов газа для анализа в управление по подготовке и сдаче нефти и газа.
7.	Филиал "Муравленковскнефть" ОАО "Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз", г.Муравленко	Химико-аналитическая лаборатория	Подготовка ежемесячных результатов по составу ПНГ на ДНС-1,2,3,3А Сугмутского нефтяного месторождения	Предоставление результатов в отдел по сбору и сдаче газа
8.	Филиал "Муравленковскнефть" ОАО "Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз", г.Муравленко	диспетчерская служба ЦСПиТГ	Сбор ежесуточных данных по балансу ПНГ	Передача данных для обработки в отделы сбора и сдаче газа.

9.	Филиал "Муравленковскнефть" ОАО "Газпромнефть- Ноябрьскнефтегаз", г.Муравленко	Дежурные операторы ДНС-1,2,3,3А с УПСВ Сугмутского нефтяного месторождения	Сбор ежесуточных данных по балансу ПНГ	Данные заносятся в режимный лист и передаются для обработки в диспетчерскую службу ЦСПиТГ
----	--	--	--	--

Необходимая для расчета сокращений выбросов парниковых газов информация собирается так, как это обычно делается на местах добычи в ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», филиал Муравленковскнефть», поэтому для мониторинга не требуется никакой иной дополнительной информации, по сравнению с уже собранной.

Все необходимые данные находятся под наблюдением, что является обычной, повседневной практикой: данные от датчиков контрольных точек мониторинга, кроме данных по составу ПНГ, передаются на автоматизированные приборы учета и одновременно автоматически фиксируются в электронную базу данных АРМ и отражаются у оператора ДНС-1,2,3,3А Сугмутского нефтяного месторождения и ДНС месторождения в Романово.

Данные по составу ПНГ получают в химико-аналитической лаборатории, которая обеспечивает необходимый класс точности. На основании суточных статистик формируются ежемесячные производственные балансы газа.

Расчет сокращений выбросов ПГ проводится на основании годового производственного баланса газа по данным деятельности ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» филиал Муравленковскнефть, на Сугмутском нефтяном месторождении, а также данных о производственной деятельности ООО «Ноябрьский ГПК» на Муравленковском ГПЗ:

Заполненные и подписанные ежемесячные производственные балансы газа, отражающие ежемесячные значения указанных в мониторинге данных, предоставляются в департамент маркетинга газа и жидких углеводородов ОАО «Газпром нефть». Данный департамент проводит внутренний аудит предоставляемых данных на предмет неверного составления и наличия ошибок.

Также данный департамент ежегодно запрашивает у ОАО «Сибур Холдинг» ООО «Ноябрьский ГПК» производственные данные, необходимые для расчета утечек.

Ежегодно данный департамент предоставляет годовую сводку по балансу газа вместе с ежемесячными данными по составу газа с ДНС-1,2,3,3А Сугмутского нефтяного месторождения, а также ежегодными данными о расходе электроэнергии на единицу продукции Муравленковского ГПЗ в департамент развития проектов ЗАО «НОПППУ» для проведения ежегодных расчетов сокращений выбросов ПГ и составления отчета о мониторинге.

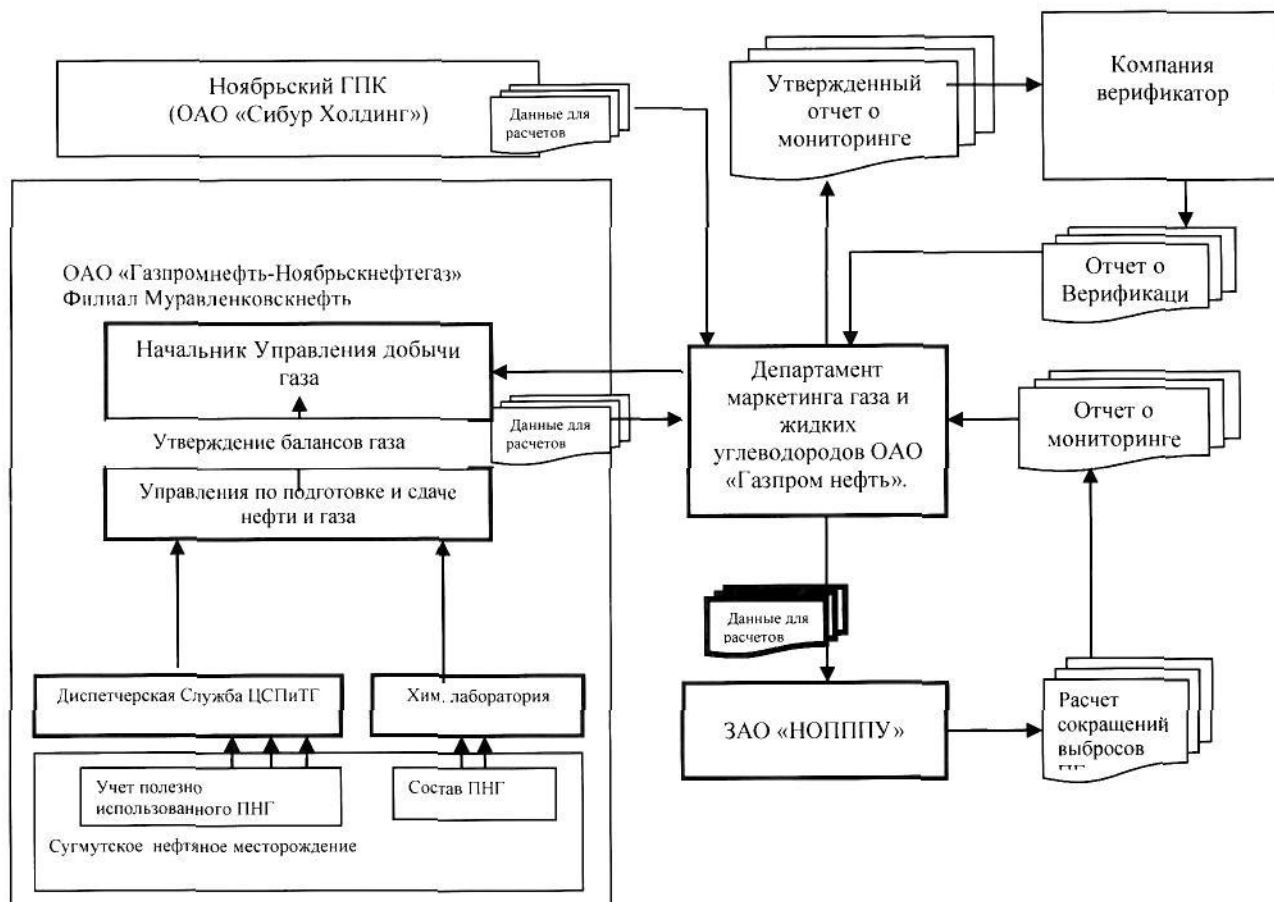
Годовой отчет о мониторинге выбросов парниковых газов направляется по электронной почте в департамент маркетинга газа и жидких углеводородов ОАО «Газпром нефть» для утверждения. Утвержденный годовой отчет подается в независимую экспертную компанию для проведения ежегодной верификации достигнутых сокращений выбросов.

Хранение отчетных данных по использованию сырья и энергоресурсов происходит в электронном виде на сетевых ресурсах предприятия. Срок хранения 5 лет. Данные по составам газов хранятся в бумажном виде также в течении 5 лет после последней передачи ЕСВ.

Все приборы, в соответствии с планом мониторинга дублируются (включая расходомер и приборы измерения состава газа). Однако, если устройство резервного копирования отказало, то расчет осуществляется в соответствии с принятой в ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» инструкции по определению газового фактора и количества растворенного газа, добываемого из недр (РД39-0147035-225-88 от 31.12.1987).

Схематически структура контроля выглядит следующим образом:

Рисунок Б.1.1 Принципиальная схема организации системы мониторинга сокращенных выбросов парниковых газов в ОАО «Газпром нефть» и ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».



## Б.2. Планируемые отклонения или исправления утвержденного плана мониторинга

Никаких отклонений от проекта

## Б.3. Показатели, включенные в план мониторинга

Источниками выбросов парниковых газов, включенными в рамки Проекта, являются следующие показатели:

Оценка фактических выбросов CO<sub>2</sub> при реализации проекта выполняется на основании учета рабочих показателей, получаемых от ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», а также постоянных коэффициентов из утвержденного руководства МГЭИК 2006.

<b>Данные/Параметр</b>	Общий объем ПНГ, транспортируемый на Муравленковский ГПЗ в рамках проекта с Сугмутского м-р
<b>Единица измерения</b>	тыс м <sup>3</sup> (при стандартных условиях)
<b>Описание</b>	Основной источник выбросов исходных условий. ПНГ в рамках исходных условий был бы в большей части сожжён на факелах за исключением части, которая исторически транспортируется на ГПЗ
<b>Время</b>	ежегодно



детерминации/мониторинга			
Использованный источник данных ( или который будет использован)	Расчетный параметр		
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	2008	2009	201
	291234	238914	204937
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Объём ПНГ необходим для расчёта выбросов исходных условий. Расход ПНГ измеряется точными и регулярно поверяемыми измерительными приборами.		
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	Основные измерительные приборы верифицируются и калибруются «Тюменским центром стандартизации, метрологии и сертификации»		
Другие комментарии	-		

Данные/Параметр	Химический состав ПНГ на ДНС -1,2,3,3А			
Единица измерения	% (при стандартных условиях)			
Описание	Необходим для определения коэффициента выбросов при факельном сжигании ПНГ на ДНС-1,2,3,3А			
Время детерминации/мониторинга	Ежегодно			
Использованный источник данных (или который будет использован)	Газовый хроматограф Crystallux 4000M			
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)		2008	2009	2010
	Диоксид углерода, CO <sub>2</sub>	0,664%	0,658%	0,669%
	Метан, CH <sub>4</sub>	52,413%	52,675%	52,151%
	Этан, C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	7,151%	7,508%	6,794%
	Пропан, C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	18,081%	19,454%	16,708%
	Изо-бутан, C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	3, 12%	3,643	2,581%
	Н-бутан, C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	8,117%	9,372%	6,863%
	Изо-пентан, C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1,471%	1,910%	1,031%
	Ц-пентан, C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,113%	0,157%	0,068%
	Н-пентан, C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1,755%	2,387%	1,122%
	Гексан, C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,816%	1,304%	0,327%
	Гептан, C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,174%	0,303%	0,046%
	Октан, C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0,037%	0 067%	0,007%
	Сероводород, H <sub>2</sub> S	0,000%	0,000%	0,000%
Азот, N <sub>2</sub>	0,534%	0,548%	0,519%	
Кислород, O <sub>2</sub>	0,000%	0,000%	0,000%	

Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Значение химического состава необходимо для определения объемной доли углерода, метана и ЛНОС и, соответственно, для расчетов коэффициентов эмиссий парниковых газов при сжигании ПНГ
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	Хроматограф верифицируется и калибруется «Тюменским центром стандартизации, метрологии и сертификации»
Другие комментарии	-

<b>Данные/Параметр</b>	Объем ПНГ поставляемого в газопровод с Романовского м-р		
Единица измерения	тыс м <sup>3</sup> (при стандартных условиях)		
Описание	Необходим для расчета потоков газа сжигаемого по исходным условиям, т.е. выбросам исходных условий		
Время детерминации/мониторинга	ежегодно		
Использованный источник данных (или который будет использован)	Замерный узел ДКС-150		
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	2008	2009	2010
	89700	85400	66800
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Объем ПНГ необходим для расчёта выбросов исходных условий. Расход ПНГ измеряется точными и регулярно поверяемыми измерительными приборами.		
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	Основные измерительные приборы верифицируются и калибруются «Тюменским центром стандартизации, метрологии и сертификации»		
Другие комментарии	-		

<b>Данные/Параметр</b>	Эффективность сжигания ПНГ на Сугмутском месторождении		
Единица измерения	%		
Описание	Эффективность сжигания ПНГ необходима для расчета коэффициента выбросов при факельном сжигании ПНГ на ДНС-1,2,3,3А		
Время детерминации/мониторинга	ежегодно		
Использованный источник данных (или который будет использован)	Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК, 2006, Том 2, Энергетика, Глава 4, подраздел 4.2 «Летучие эмиссии для систем нефти и природного газа», формула 4.2.4, стр.4.45		
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	98		
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Эффективность сжигания необходима для расчета коэффициента выбросов при факельном сжигании ПНГ на ДНС-1,2,3,3А		

Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	-
Другие комментарии	-

<b>Данные/Параметр</b>	Коэффициент глобального потепления для метана
Единица измерения	$tCO_2/tCH_4$
Описание	Коэффициент глобального потепления метана необходим для расчета коэффициента выбросов $CH_4$ при факельном сжигании ПНГ на ДНС-1,2,3,3А
<u>Время детерминации/мониторинга</u>	постоянно
Использованный источник данных ( или который будет использован)	Decision 2/CP.3 <a href="http://unfccc.int/resource/docs/cop3/07a01.pdf#page=31">http://unfccc.int/resource/docs/cop3/07a01.pdf#page=31</a>  Climate Change 1995, The Science of Climate Change: Summary for Policymakers and Technical Summary of the Working Group I Report, page 22.  <a href="http://unfccc.int/ghg_data/items/3825.php">http://unfccc.int/ghg_data/items/3825.php</a>
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	21
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Коэффициент глобального потепления метана необходим для расчета коэффициента выбросов $CH_4$ при факельном сжигании ПНГ на ДНС-1,2,3,3А
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	-
Другие комментарии	-

<b>Данные/Параметр</b>	Коэффициент выбросов метана при факельном сжигании ПНГ на ДНС-1,2,3,3А
Единица измерения	$tCO_2\text{экв}/\text{тыс. м}^3$
Описание	Коэффициент выбросов метана нужен для расчета выбросов ПГ при факельном сжигании ПНГ на ДНС-1,2,3,3А
<u>Время детерминации/мониторинга</u>	ежегодно
Использованный источник данных ( или который будет использован)	Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК, 2006, Том 2, Энергетика, Глава 4, подраздел 4.2 «Летучие эмиссии для систем нефти и природного

	газа», формула 4.2.4, стр.4.45		
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	2008	2009	2010
	0,147	0,148	0,146
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Коэффициент выбросов метана нужен для расчета выбросов ПГ при факельном сжигании ПНГ на ДНС-1,2,3,3А		
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	-		
Другие комментарии	-		

<b>Данные/Параметр</b>	Удельный расход потребляемой электроэнергии на кубический метр перекачиваемого и подготовляемого газа (собственные нужды Муравленковского ГПЗ)		
<b>Единица измерения</b>	кВтч/тыс.м3		
<b>Описание</b>	Удельный расход потребляемой электроэнергии на кубический метр перекачиваемого и подготовляемого газа необходим для расчета утечек за границами проектной деятельности вследствие потребления электроэнергии из сети		
<b>Время детерминации/мониторинга</b>	Ежегодно		
<b>Использованный источник данных ( или который будет использован)</b>	Данные ежегодных технических отчётов Муравленковского ГПЗ ООО «Ноябрьский ГПК»		
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	2008	2009	2010
	452	472	496
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Необходим для расчета потребленного электричества на ГПЗ для компримирования и переработки поступающего ПНГ в рамках проекта		
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	Основывается на измерениях проведенных на ГПЗ. Все измерения, проводятся на приборах поверенных и откалиброванных «Тюменским центром стандартизации, метрологии и сертификации».		
Другие комментарии	-		

<b>Данные/Параметр</b>	Коэффициент потерь метана при компримировании и переработке сырья на Муравленковском ГПЗ		
<b>Единица измерения</b>	%		
<b>Описание</b>	Коэффициент потерь метана при компримировании и подготовке ПНГ на Вынгапуровской КС		
<b>Время детерминации/мониторинга</b>	Ежегодно		
<b>Использованный источник данных ( или который будет использован)</b>	Данные ежегодных технических отчётов Муравленковского ГПЗ ООО «Ноябрьский ГПК»		

использован)			
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	2008	2009	2010
	1,13%	0,73%	1,44%
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Необходим для расчета выбросов метана (утечках) при подготовке проектного объема ПНГ на Муравленковском ГПЗ.		
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	Основывается на измерениях, проведенных на КС. Все измерения, проводятся на приборах поверенных и откалиброванных «Тюменским центром стандартизации, метрологии и сертификации».		
Другие комментарии	-		

#### **Б.4. Мониторинг выбросов загрязняющих веществ**

Фактический расчет выбросов загрязняющих веществ при сжигании ПНГ на факельных установках Сугмутского месторождения выполняется специалистами отдела Экологической безопасности и Охраны Окружающей Среды в соответствии с «Методикой расчета выбросов в атмосферу при сжигании попутного нефтяного газа на факельных установках» (НИИ АТМОСФЕРА 1997 г).

Мониторинг атмосферного воздуха при сжигании ПНГ на факельных установках Сугмутского месторождения ведется в соответствии с «Рекомендациями по основным вопросам воздухоохранной деятельности (нормирование выбросов, установление нормативов ПДВ, контроль за соблюдением нормативов выбросов, выдача разрешений на выброс)» Москва, 1995.

### **РАЗДЕЛ В. Процедуры по обеспечению и контролю качества**

#### **В.1 Подтвержденные процедуры и схема управления проектом**

Все приборы, задействованные в мониторинге, проходят необходимую поверку в соответствии с установленным регламентом и процедурами контроля качества «Тюменским центром стандартизации, метрологии и сертификации», согласно федеральному закону об обеспечении единства измерений от 11 июня 2008 года, а также ГОСТ 8.615.

##### **В.1.1 Роль и ответственность**

Ответственность за сбор информации за отчетный период возложена на начальника департамента маркетинга газа и жидких углеводородов, в соответствии с разработанной процедурой управления данными ПСО.

Ответственным за ежегодный расчет сокращений выбросов является сотрудник департамента развития проектов ЗАО «НОППИУ», в соответствии с разработанной процедурой управления данными ПСО.

В.1.2. Хранение данных мониторинга

№	Наименование данных	Единица измерения	Объем	Периодичность	Форма данных	Способ хранения (электронный / бумажный)	Место хранения	Срок хранения	Ответственность	
									за достоверность данных	за сохранность данных
1	Объём ПНГ, отправленный Муравленковское ГПЗ с Сугмутского месторождения	тыс м3	Весь с ДНС – 1,2,3,3А	Ежегодно	Ежегодный исполнительный баланс ПНГ	Бумажный	Отдел по сбору и сдаче газа	5	Начальник управления	Начальник отдела
2	Объём ПНГ, отправленный в старый газопровод с Романовского месторождения	тыс м3	Весь (расчетный параметр)	Ежегодно	Ежегодный исполнительный баланс ПНГ	Бумажный	Отдел по сбору и сдаче газа	5	Начальник управления	Начальник отдела
3	Химический состав отправленного ПНГ с ДНС-1,2,3,3А Сугмутского м-р	%	Весь объем	Ежемесячно	Компонентный состав газа	Бумажный	Отдел по сбору и сдаче газа	5	Начальник управления	Начальник отдела

В.1.3 Обеспечение процедур контроля качества

№	Наименование данных	Единица измерения	Название прибора	Серийный номер прибора	Погрешность	Дата установки	Дата последней поверки	Дата след поверки	Ответственность	
									за калибровку (поверку) данных	за сертификацию органа проводящего поверку
5	Объём ПНГ направленного по старому газопроводу из Романовского	м3	Расходомер DKS-0,6-300	4082	2,5%	-	-	-	Главный метролог	«Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»

6	месторождения Химический состав отправленного ПНГ с ДНС- 1,2,3,3А Сугмутского м-р	%	Газовый хроматограф Кристаллюкс 4000М	-	+(0,0016X+0,03)	01.12.2010	01.12.2010	01.12.2010	01.12.2011	Главный метролог	«Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»
1	Объем ПНГ поступившего с ДНС-1 Сугмутского месторождения	м3	Расходомер Prowir	D6068602000	1	-	-	-	-	Главный метролог	«Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»
	Объем ПНГ поступившего с ДНС-2 Сугмутского месторождения	м3	Расходомер Prowir	D6084C02000	1	-	-	-	-	Главный метролог	«Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»
	Объем ПНГ поступившего с ДНС-3 Сугмутского месторождения	м3	Расходомер Prowir	D6069A02000	1	-	-	-	-	Главный метролог	«Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»
	Объем ПНГ поступившего с ДНС-3А Сугмутского месторождения	м3	Расходомер Prowir	D6069B02000	1	01.12.2010	23.06.2010	23.06.2010	23.06.2014	Главный метролог	«Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»

В.1.4 Обеспечение процедур контроля качества для каждой ДНС

ДНС	Наименование устройства	2008	2009	2010
ДНС-1 Сугмут	ГПЗ	СПП-763, серийный номер № 179, Действителен до 04.02.09	СПП-761, серийный № 352, Действителен до 13.03.13	АВАК серийный № 131, Действителен до 28.09.14
	1-я линия	ДКС № 470219, Действителен до 14.07.09	ДКС № 470279, Действителен до 09.06.10	ДКС № 470219, Действителен до 30.06.11; Prowil № D6068602000, Действителен до 23.06.14
		Метран-22 № 24610, Действителен до 20.02.08; Сапфир-22 № 12425, Действителен до 28.02.10	Юмо № 006400004, Действителен до 16.02.10	Юмо № 003450005, Действителен до 21.04.11
		Метран -43 № 00093, Действителен до 11.04.08; Сапфир-22 № 415755, Действителен до 28.01.10	Метран -55 № 170734, Действителен до 12.11.10	Метран -150 № 930962, Действителен до 02.08.14
		Термотран № 032/93, Действителен до 11.04.08; Термотран № 2578/90, Действителен до 28.01.09	Термотран № 045/99, Действителен до 11.02.10	Юмо № 1007440063, Действителен до 09.03.11; Метран-276 № 789942, Действителен до 21.07.11
	2-я линия	СПП-763, серийный номер № 179, Действителен до 04.02.09	СПП-761, серийный № 352, Действителен до 13.03.13	АВАК серийный № 131, Действителен до 28.09.14



	Расходомер преобразователь	ДКС № 58074, Действителен до 11.11.09	ДКС № 123992, Действителен до 27.05.10	ДКС № 123992, Действителен до 30.06.11; Prowirl № D6068502000, Действителен до 23.06.14
	Преобразователь дифманометра	Сапфир -22 № 305324, Действителен до 19.03.08; Юмо № 3450002, Действителен до 12.03.09	Юмо № 085180004, Действителен до 12.11.10	
	Преобразователь давления	Метран -100 № 195667, Действителен до 11.04.08; Метран-43 № 61246, approved to 05.03.11		Метран -150 № 930960, Действителен до 02.08.14
	Преобразователь температуры	Метран № 2001/40, Действителен до 05.04.08	Термотран № 030/99, Действителен до 11.02.10	Термотран № 2001/39, Действителен до 25.05.11; Метран -276 № 789944, Действителен до 21.07.11
ДНС	Наименование устройства	2008	2009	2010
	ГПЗ	СПГ -763 серийный № 0280, Действителен до 02.03.11		АВАК серийный № 134, Действителен до 28.09.14
	1-я линия	ДКС № 25, Действителен до 30.07.09		DKS № 25, Действителен до 30.07.0930.06.11; Prowirl № D6084C02000, Действителен до 30.07.0925.06.14
	ДНС-2 Сугмут			

	Преобразователь дифманометра	Метран-100 № 78127, Действителен до 28.01.11			
	Преобразователь давления	Метран -43 № 61262, Действителен до 27.03.11			Метран -150 № 930970, Действителен до 02.08.14
	Преобразователь температуры	ТСМУ № 19, Действителен до 23.04.08; Метран -274, Действителен до 31.03.09	ТСМУ -2212 № 41, Действителен до 28.04.10		ТСМУ -3213 № 8, Действителен до 21.04.11; Метран -276 № 789949, Действителен до 21.07.11
2-я линия	Вторичные приборы	СПГ -763 серийный номер № 0280, Действителен до 02.03.11			АВАК factory № 134, Действителен до 28.09.14
	Преобразователь расхода	ДКС № 15, Действителен до 26.08.09	ДКС № 1136, Действителен до 21.10.10		DKS № 1136, Действителен до 30.06.11; Prowil № D6068302000, Действителен до 23.06.14
	Преобразователь дифманометра	Метран -100 № 147869, Действителен до 28.01.11			
	Преобразователь давления	Метран -43 № 63620, Действителен до 28.01.11			Метран -150 № 930964, Действителен до 02.08.14
	Преобразователь температуры	ТСМУ № 4, Действителен до 12.05.09	ТСМУ -205 № 9673, Действителен до 28.04.10		ТСМУ -3213 № 36, Действителен до 21.04.11; Метран -276 № 789952, Действителен до 21.07.11
ДНС	Наименование	2008	2009	2010	

ДНС-3 Сугмут	устройства					
	ГПЗ	Вторичные приборы	УВП-280А № 351173, Действителен до 22.12.09	СПГ-763 серийный № 2152, Действителен до 13.03.13	АВАК № 136, Действителен до 28.09.14	
	1-я линия	Преобразователь расходамера		ДКС № 310, Действителен до 27.05.10	ДКС № 310, Действителен до 30.06.11; Prowip № D6069A02000, Действителен до 23.06.14	
		Преобразователь дифманометра	Метран -43 № 73039, Действителен до 26.03.08; Метран -43 № 73037, Действителен до 28.02.11			
		Преобразователь давления	Метран -43 № 81484, Действителен до 09.03.08; Метран -43 № 00093, Действителен до 28.02.11		Метран -150 № 930959, Действителен до 02.08.14	
		Преобразователь температуры	ТСМУ № 29344, Действителен до 19.03.08; Метран -274 № 29359, Действителен до 28.02.09	Метран -274 № 29350, Действителен до 16.03.10	Юмо № 100829/0213, Действителен до 11.05.11; Метран -276 № 794013, Действителен до 18.08.11	
	2-я линия	Наименование устройства	УВП-280А № 351173, Действителен до 22.12.09	СПГ-763 серийный № 2152, Действителен до 13.03.13	АВАК № 136, Действителен до 28.09.14	
		Преобразователь расходамера	ДКС № 1222, Действителен до 18.08.09		Prowip № D6069702000, Действителен до 28.06.14	

	Преобразователь дифманометра	Метран -100 № 174827, Действителен до 19.03.08; Метран-43 № 73047, Действителен до 28.02.11			
	Преобразователь давления	Метран -43 № 81489, Действителен до 09.03.08; Метран -43 № 78211, Действителен до 28.02.11			Метран -150 № 930974, Действителен до 02.08.14
	Преобразователь температуры	ТСМУ № 522699, Действителен до 19.03.08; ЮМО № 004250290548, Действителен до 28.02.09	Метран -274 № 29355, Действителен до 16.03.10		ТСМУ-3212 № 0808163, Действителен до 28.06.11; Метран -276 № 794014, Действителен до 18.08.11
ДНС	Наименование устройства	2008	2009		2010
	ГПЗ Вторичные приборы	СПГ -763 № 0277, Действителен до 01.02.11			АВАК № 138, Действителен до 28.09.14
	1-я линия Преобразователь расходамера	ДКС № 2453, Действителен до 08.06.08; DKS № 968, Действителен до 14.07.09	ДКС № 968066, Действителен до 10.06.10		Ргоwirl № D6069B02000, Действителен до 23.06.14
	Преобразователь дифманометра	Метран -100 № 78129, Действителен до 11.04.08; Метран -100 № 177191, Действителен до 12.03.11			

ДНС-3А Сугмут	Преобразователь давления	Метран -43 № 64240, Действителен до 26.03.08; Метран -43 № 60959, Действителен до 05.03.11	Метран -150 № 930957, Действителен до 02.03.14	
	Преобразователь температуры	ТСМУ № 25622, Действителен до 19.03.08; ТСМУ -205 № 6852, Действителен до 12.03.09	ТСМУ -3213 № 16, Действителен до 16.03.10	
	2-я линия	СПГ-763 № 0277, Действителен до 01.02.11	АВАК № 138, Действителен до 28.09.14	
	Преобразов атель расходомера	ДКС № 2454, Действителен до 08.06.08	ДКС № 15673, Действителен до 27.06.10	
	Преобразователь дифманометра	Метран -100 № 72426, Действителен до 13.03.08; Юмо № 1003450005, Действителен до 12.03.09	Юмо № 1007110006, Действителен до 16.03.10	
	Преобразователь давления	Юмо № 1005200003, Действителен до 28.02.09	Юмо № 1005200003, Действителен до 12.11.10	
	Преобразователь температуры	ТСМУ-3212 № 22, Действителен до 12.05.0911.04.08; ТСМУ -3212 № 22, Действителен до 12.05.0928.02.09	ТСМУ -3212 № 12, Действителен до 16.03.10	
	Наименование	2008	2009	2010
	ДНС			

ДНС Романово	устройства					
	ГПЗ	Вторичные приборы	ИМ2300 № МХ242, Действителен до 31.03.11			
	1-я линия	Преобразователь расходамера	ДКС № 4082, Действителен до 14.07.09	ДКС № 4082, Действителен до 09.06.10		
		Преобразователь дифманометра	Юмо № 1004430015, Действителен до 22.02.09	Юмо № 1003450002, Действителен до 04.03.10	Юмо № 1007480013, Действителен до 05.03.11	
		Преобразователь давления	Юмо № 00786164-023, Действителен до 22.02.09	Юмо № 1004170016, Действителен до 04.03.10	Юмо № 1005380004, Действителен до 05.03.11	
		Преобразователь температуры	ТСМУ-205 № 9670, Действителен до 28.01.09	ТСМУ -3213 № 8, Действителен до 04.03.10	Юмо № 1007440059, Действителен до 09.03.11	
	2-я линия	Вторичные приборы	ИМ2300 № МХ244, Действителен до 31.03.11			
		Преобразователь расходамера	ДКС № 930, Действителен до 14.07.09	ДКС № 930, Действителен до 27.05.10		
		Преобразователь дифманометра	Юмо № 1004430012, Действителен до 22.02.09	Юмо № 10045400006, Действителен до 04.03.10	Юмо № 1007500015, Действителен до 05.03.11	
		Преобразователь давления	Юмо № 1004370011, Действителен до 22.02.09	Юмо № 10054800004, Действителен до 04.03.10	Юмо № 10051900009, Действителен до 05.03.11	
	Преобразователь температуры	ТСМУ-205 № 9673, Действителен до 28.01.09	ТСМУ -3213 № 36, Действителен до 04.03.10	Юмо № 1005330104, Действителен до 09.03.11		

## В.2 Вовлечение третьих сторон

Для подготовки данного отчета были привлечены специалисты департамента развития проектов ЗАО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода», которые разработали расчетную модель мониторинга, систематизировали и обработали полученную информацию и оформили отчет.

## В.3 Внутренний аудит и меры контроля

Обеспечение правильности предоставляемых отчетных данных обеспечивается стандартной процедурой внутреннего аудита в соответствующих департаментах ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».

Внутренняя проверка проводится на ежемесячной основе во время составления ежемесячных балансов по использованию ПНГ. Смысл проверки состоит в сравнении полученных данных (ежемесячные отчеты по использованию ПНГ) с данными диспетчерской службы и последующей корректировки.

## **РАЗДЕЛ Г. Расчёт сокращенных выбросов парниковых газов за период мониторинга**

Для описания и обоснования плана мониторинга используется специфический подход, разработанный для данного проекта Совместного Осуществления. Данный подход основан на положениях секция D (План мониторинга – Monitoring plan) Руководства ПСО по установлению исходных условий и мониторинга версии 02 (JI guidelines on baseline setting and monitoring version 02) и включает следующие шаги:

- Шаг. 1. Указание и описание выбранного подхода касательно установки мониторинга.
- Шаг. 2. Применение выбранного подхода.

Ниже представлено более подробное описание избранного подхода.

### *Шаг. 1. Указание и описание выбранного подхода касательно установки мониторинга*

#### Источники выбросов парниковых газов

##### *Выбросы исходных условий*

По исходным условиям часть полезно утилизируемого по проекту ПНГ с ДНС-1,2,3,3А Сугмутского месторождения за исключением исторически утилизируемого ПНГ, сжигалась на факельных установках ДНС-1,2,3,3А Сугмутского месторождения, что привело бы к значительным выбросам таких парниковых газов как CO<sub>2</sub> и CH<sub>4</sub>. Атмосферные выбросы метана происходят вследствие неполного факельного сгорания, т.е. недожога. Методика НИИ «Атмосфера» определяет коэффициент недожога в 3,5%. Коэффициент эмиссии метана в пересчёте на CO<sub>2</sub> эквивалент определяется по результатам газовых анализов с учётом объёмных долей компонентов в ПНГ на ДНС Сугмутского месторождения.

##### *Проектные выбросы*

Проектная деятельность предусматривает полезную утилизацию большей части добываемого ПНГ с ДНС-1,2,3,3А (за исключением исторически утилизируемой части) путем его подачи в межпромысловый газопровод и далее через Муравленковский ГПЗ в газотранспортную систему ОАО «Газпром». Это приведёт к предотвращению выбросов CO<sub>2</sub> и CH<sub>4</sub>, которые были бы в базовом сценарии в случае сжигания данной части ПНГ на факельных установках С этой целью на Сугмутском месторождении был построен новый газопровод увеличенной пропускной способности от ДНС-2 до Муравленковского ГПЗ длиной 71.3 км. Также был построен участок газопровода до ДНС-3А длиной 8.5 км. Эти газопроводы могут увеличить пропускную способность газотранспортной системы Сугмутского нефтяного месторождения и обеспечить необходимые транспорты большей части ПНГ под давлением сепарации от месторождения до ГПЗ. При расчёте сокращений учитываются физические потери метана через стенки трубопровода, потому что они являются значительными (более 2000 т CO<sub>2</sub>-экв в год).



Электроэнергия для обеспечения работы построенного газопровода поставляется из энергосети, что приводит к выбросам CO<sub>2</sub> на электростанциях энергосистемы, в результате сжигания органического топлива для выработки необходимого количества электроэнергии. Однако эти выбросы не будут учитываться вследствие их незначительности (составляют менее 2000тСО<sub>2</sub>)<sup>2</sup>.

#### *Эмиссии за пределами проектных границ вследствие реализации проекта*

На Муравленковском ГПЗ проектный ПНГ фракционируется с получением сухого отбензиненного газа (СОГ) и широкой фракции лёгких углеводородов (ШФЛУ). СОГ компримируется под высоким давлением в магистральный газопровод «Уренгой – Челябинск», ШФЛУ подаётся в конденсатопровод «Уренгой - Сургут». Потребление электроэнергии на ГПЗ для переработки проектного ПНГ и компримирования полученных продуктов в трубопроводы вызывает значительные выбросы в энергосистеме (более 2000 тСО<sub>2</sub> в год) и поэтому они будут учитываться в расчёте сокращений. Проектом предусматривается увеличение потребления ПНГ при процессинге на ГПЗ вследствие подачи дополнительного объёма, поэтому увеличатся утечки метана при процессинге, которые являются значительными (более 2000 тСО<sub>2</sub>экв в год) и поэтому они будут учитываться в расчёте сокращений<sup>3</sup>.

#### *Эмиссии за пределами проектных границ, относящиеся к исходным условиям*

Значения потерь природного газа рекомендуемые к использованию представлены в экологических отчёта ОАО «Газпром» в 2008-2012 гг.<sup>4</sup>. Для определения эмиссий во время подготовки природного газа используются консервативное значение расхода топливного газа на УКПГ с учётом КПД современной газовой турбины 34% (ПС-90), внедренной недавно на газовых промыслах ОАО «Газпром». Вследствие истощения фонда газовых скважин, падает давление в скважинах и его недостаточно, чтобы подать природный газ в трубопровод, и поэтому необходимо его компримировать<sup>5</sup>.

Для учёта разницы в давлении для закачки ПНГ и природного газа в трубопровод – для сжатия природного газа до 75 атм, требуется совершить меньше работы, чем для сжатия ПНГ после первой ступени сепарации, используется корреляционный коэффициент.

#### Ключевые коэффициенты выбросов

Коэффициенты выбросы CO<sub>2</sub> и CH<sub>4</sub> для определения выбросов при сжигании ПНГ являются переменными параметрами зависимыми от химического состава ПНГ. Для определения фактора эмиссии CO<sub>2</sub> и CH<sub>4</sub> при факельном сжигании ПНГ используются положения, содержащиеся в Руководстве МГЭИК 2006 год (Летучие выбросы из систем нефти и природного газа).

Для определения выбросов при потреблении электроэнергии из электросети для обеспечения работы газопровода и ГПЗ, используется подход, основанный на определении выбросов как произведение расхода потребленного электричества и установленного фактора эмиссии для региональной энергосистемы определенного в утвержденной проектной документации «Строительство ПГУ-400 на Сургутской ГРЭС-2, ОГК-4, Тюменская область, Россия», версия 04, приложение 2. Данный документ прошел независимую экспертизу и был подан в Сбербанк, в качестве участника второго

<sup>2</sup> См расчётную модель Sugmut APG utilization\_model.xls

<sup>3</sup> См Sugmut APG utilization\_model.xls

<sup>4</sup> <http://gazprom.ru/interactive-reports/report2010/ru/>

<sup>5</sup> <http://www.indpg.ru/hefteservis/2008/04/20007.html>

конкурсного отбора. Использование фактора определенного в данной документации подразумевает консерватизм, по сравнению с рассчитанными факторами выбросов определенных в Руководящих указаниях для проектной документации ПСО, Министерство Экономики Нидерландов для электроэнергии (таблица 2) и коэффициентом, рассчитанным компанией Lahmeyer Int в «Исследовании исходных условий» в 2010 году. Сравнение данных коэффициентов показывает, что фактор эмиссии для системы Урала имеет большее значение :

-фактор эмиссии для 2011-2012. определенных в Руководящих указаниях для проектной документации ПСО, Министерство Экономики Нидерландов- **0,557 тCO<sub>2</sub>/МВтч**;

- фактор эмиссии Lahmeyer Int – 0,582 тCO<sub>2</sub>/МВтч

-фактор эмиссии для энергосистемы Урала на 2011-2012 - **0,606<sup>6</sup> тCO<sub>2</sub>/МВтч**

Удельный расход электроэнергии на один кубический метр компримируемого газа на Муравленковском ГПЗ за представлен Ноябрьским ГПЗ, входящему в Сибур-Холдинг.

В 2008 году данный коэффициент составлял 452 кВтч/тыс. м3;

В 2009 году данный коэффициент составлял 472 кВтч/тыс. м3;

В 2010 году данный коэффициент составлял 496 кВтч/тыс. м3;

#### Переменные параметры для мониторинга

Должен быть обеспечен мониторинг следующих параметров:

1. Объем ПНГ, направляемый в трубопровод для транспортировки на ГПЗ с Сугмутского месторождения.
2. Состав ПНГ на ДНС-1,2,3,3А.
3. Объем ПНГ, направляемый в старый трубопровод с Романовского месторождения.

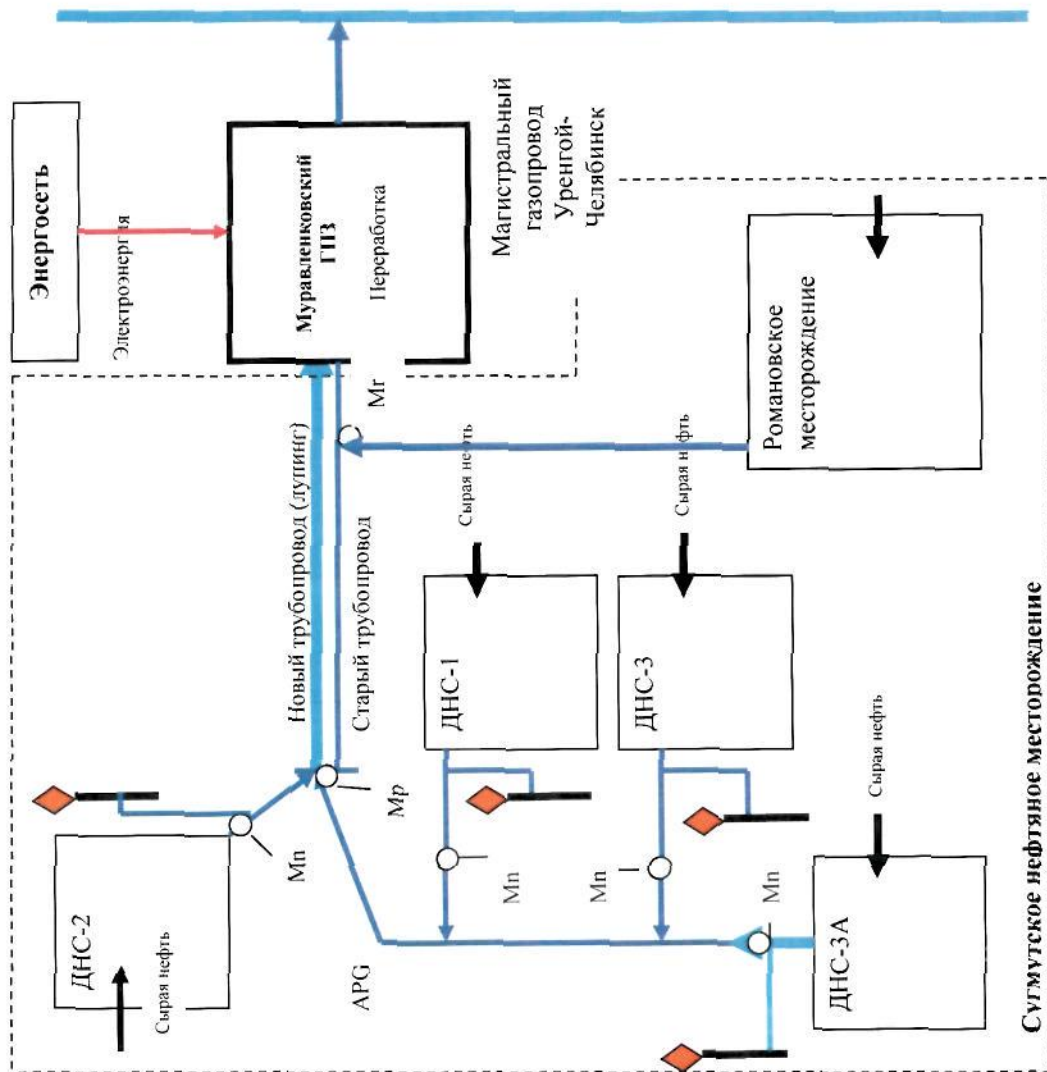
Для обеспечения консерватизма максимальная пропускная способность старого газопровода в соответствии с технической документацией<sup>7</sup> принимается постоянной величиной.

Точки мониторинга для определения этих переменных представлены на следующем рисунке.

<sup>6</sup> Расчет, являющийся копией расчета из проектной документации "Строительство ПГУ-400 на Сургутской ГРЭС-2. ОГК-4, Тюменская область, Россия", версия 04 предоставлен в приложении 2.

<sup>7</sup> Производственные испытания на Сугмутском месторождении, Том 2, 15.05.1989, made by «ГипроТюменьнефтегаз»

Рис Г.1.1. Точки мониторинга



Описание точек мониторинга	
<i>Mr</i>	Общий объём ПНГ транспортируемый ГПЗ
<i>Mn</i>	С Сугмутского мр-я. Химический состав ПНГ на ДНС-1, 2, 3, 3А
<i>Mr</i>	Объём ПНГ с Романовского месторождения

Точки мониторинга	Поток сырой нефти
Факел	Импорт электроэнергии из сети
Газоперерабатывающий завод	Транспорт ПНГ по старому трубопроводу
Дожимная насосная станция	Транспорт ПНГ по новому трубопроводу

Шаг 2. Применение выбранного подхода

**Г.1.1. Опция 1 – Мониторинг выбросов по проектному сценарию и по сценарию исходных условий:**

<b>Г.1.1.1. Данные, которые должны собираться для наблюдения за выбросами от проекта, и как эти данные будут архивироваться:</b>									
ИД номер (Пожалуйста, используйте номера с целью облегчения использования перекрестных ссылок с D.2.)	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), подсчитанный (п), оцененный (о)	Частота проведения регистрационных записей	Часть данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/ на бумажном носителе)	Комментарий	
Mn	Состав добываемого ПНГ на ДНС- 1,2,3,3А	Газовый хроматограф Кристалюкс 4000М	% об.	и	Ежегодно	100%	На бумажном носителе и в электронном виде	Анализ проводится химико- аналитической лабораторией	
Mr	Полный объем ПНГ транспор- тируемый на ППЗ Сугмутского месторождения	Расходомер ДКС-400	Тыс. м <sup>3</sup>	и	Ежегодно	100%	В электронном виде	Расходомер установлен на замерном узле на выходном коллекторе	
Mг	Объем ПНГ транспорти- руемый с Романовского месторождения	Расходомер ДКС-150	Тыс. м <sup>3</sup>	и	Ежегодно	100%	В электронном виде	-	

**Описание формул, используемых для оценки проектных выбросов (для каждого газа, источника и тд; в единицах CO2 эквивалента):**

Проектные выбросы при транспортировке ПНГ через пупинг с Сугмутского месторождения на Муравленковский ППЗ:

$$PE = E_{tr} * FC_{ARG\_PJ} * 1000 * \sum c_{руCH_4} * \rho_{CH_4} * GWP_{CH_4} \quad (1)$$

**PE** – проектные эмиссии при транспортировке ПНГ, тСО<sub>2</sub>

**FC<sub>ARG\_PJ</sub>** – объём ПНГ, утилизируемый по проекту, т.е. транспортируемый на ГПЗ по новому газопроводу (лупингу), тыс. м<sup>3</sup>

**E<sub>tr</sub>** – коэффициент МЭИК для газотранспортных операций (значение эмиссии при транспорте природного газа принимаемое по умолчанию и представленное в Руководстве МЭИК по проведению национальных инвентаризаций парниковых газов, том 2, глава 4, таблица 4.2.5.)

**∑ c<sub>руCH<sub>4</sub></sub>** – среднегодовое значение объёмной доли метана в ПНГ на ДНС-1,2,3,3А Сугмутского месторождения определяемое по минимальным ежемесячным значениям метана в составе ПНГ (на основании протоколов газового анализа).

**ρ<sub>CH<sub>4</sub></sub>** – плотность метана CH<sub>4</sub> при стандартных условиях 0.668 кг/м<sup>3</sup>

**GWP<sub>CH<sub>4</sub></sub>** – показатель глобального потепления для метана 21 тСО<sub>2</sub>/тCH<sub>4</sub>

$$FC_{ARG\_PJ} = FC_{ARG\_GPP} - FChis_{ARG} \quad (2)$$

**FC<sub>ARG\_GPP</sub>** – общий объём ПНГ транспортируемый на Муравленковский ГПЗ, тыс м<sup>3</sup>

**FChis<sub>ARG</sub>** – максимальный объём ПНГ исторически транспортируемого на ГПЗ. Был определен на базе исторических данных.

$$FChis_{ARG} = FChis_{ARG\ max} - FC_{ARG\_Rom} \quad (3)$$

**FChis<sub>ARG max</sub>** – максимальная вместимость существующей трубы на Сугмутском м-р (техническая документация пробной разработки Сугмутского месторождения, Том 2 от 15.05.1989 разработанная «ГипроТюменьнефтегаз» (Таблица 1.20, стр. 42, цифра -131376 тыс.м<sup>3</sup> гидродинамическое исследование максимальной загрузки газопровода при максимальном добыче нефти).

**FC<sub>ARG\_Rom</sub>** – объём ПНГ с Романовского месторождения, транспортируемый по старому газопроводу на Муравленковский ГПЗ, тыс.м<sup>3</sup>.

Данные необходимые для определения исходных условий антропогенных выбросов парниковых газов по источникам в рамках границ проекта, и каким образом эти данные будут собираться и храниться:								
ИД номер (Пожалуйста, используйте номера с целью облегчения использования)	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), подсчитанный (п), оцененный (о)	Частота проведения регистрационных записей	Часть данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/на бумажном носителе)	Комментарий

перекрестных ссылка с D.2)								
Mh	Состав добываемого ПНГ на ДНС- 1,2,3,3А	Газовый хроматограф Кристаллюкс 4000М	% об.	и	Ежегодно	100%	На бумажном носителе и в электронном виде	Анализ проводится химико- аналитической лабораторией
Mr	Полный объем ПНГ транспор- тируемый на ГПЗ с Сугмутского месторождения	Расходомер ДКС-400	Тыс м3	и	Ежегодно	100%	В электронном виде	Расходомер установлен на замерном узле на выходном коллекторе
Mг	Объем ПНГ транспорти- руемый с Романовского месторождения	Расходомер ДКС-150	Тыс м <sup>3</sup>	и	Ежегодно	100%	В электронном виде	-

**Описание формул, использованных для оценки выбросов исходных условий (для каждого газа, источника итд.; выбросы в единицах CO<sub>2</sub> эквивалента):**

*Выбросы по исходным условиям при сжигании ПНГ (с учётом неполного сгорания) на ДНС-1,2,3 и 3А Сугмутского месторождения*

$$VE = FC_{ARG\_PJ} * (\sum avEF_{CO2\_ARG} + \sum av EF_{CH4\_F}) \quad (4)$$

VE – исходные выбросы, тCO<sub>2</sub>.

FC<sub>ARG\_PJ</sub> – ПНГ, утилизируемый в рамках проекта, т.е. транспортируемый на Муравленковский ГПЗ по новому газопроводу (лупингу), тыс. м<sup>3</sup>

$\sum av EF_{CO2\_ARG}$  – среднегодовой коэффициент выбросов CO<sub>2</sub> при сжигании ПНГ на каждой ДНС-1,2,3,3А, основанный на минимальных ежемесячных данных по составу ПНГ (метан) на каждой ДНС, тCO<sub>2</sub>/тыс. м<sup>3</sup>;

$\sum av EF_{CH4\_F}$  – среднегодовой коэффициент выбросов CH<sub>4</sub> при сжигании ПНГ на каждой ДНС-1,2,3,3А, основанный на минимальных ежемесячных данных по составу ПНГ (метан) на каждой ДНС, тCO<sub>2</sub>/тыс. м<sup>3</sup>;

$$\sum_{\text{av}} EF_{\text{CO}_2, \text{LFG}} = \sum_{\text{ср}} (\text{CO}_2 + (\text{N}_{\text{CH}_4} * \text{U}_{\text{CH}_4} + \sum_{\text{J}} \text{N}_{\text{CO}_2 \text{с}} * \text{U}_{\text{CO}_2 \text{с}})) * \rho_{\text{CO}_2} * FE \quad (5)$$

$\text{U}_{\text{CO}_2}$ ,  $\text{U}_{\text{CH}_4}$  – среднегодовые объёмные доли углерода, метана и летучих органических соединений (ЛОС) в ПНГ на ДНС-1,2,3,3А Сугмутского месторождения определяемые по минимальным ежемесячным значениям химического состава ПНГ (по метану) на каждой ДНС, (источник информации – протокол газового анализа).

$\text{N}_{\text{CH}_4}$ ,  $\sum_{\text{J}} \text{N}_{\text{CO}_2 \text{с}}$  – количество молей углерода в моле метана и ЛОС соответственно ( $\sum_{\text{J}} \text{N}_{\text{CO}_2 \text{с}}$  где J –дельный компонент ЛОС.)

$\rho_{\text{CO}_2}$  – плотность  $\text{CO}_2$  при 20°C равный 1.842 кг/м<sup>3</sup>.

FE –эффективность сжигания ПНГ на факеле равен 0.965

В связи с неполным сжиганием, часть ПНГ выбрасывается в атмосферу не окисляясь. Методика НИИ «Атмосфера» определяет эффективность такого недожога равную 3.5%, что вызывает выбросы метана в атмосферу. Коэффициент эмиссии метана в пересчёте в  $\text{CO}_2$  эквивалент определяется следующим образом:

$$\sum_{\text{av}} EF_{\text{CH}_4, \text{F}} = \sum_{\text{ср}} \rho_{\text{CH}_4} * \rho_{\text{CH}_4} * (1 - FE) * GWP_{\text{CH}_4} \quad (6)$$

$\text{U}_{\text{CH}_4}$  – среднегодовая объёмная доля метана в ПНГ на ДНС-1,2,3 и 3А, рассчитанная по минимальному содержанию метана в ПНГ каждой ДНС Сугмутского месторождения (источник информации – протокол газового анализа).

$\rho_{\text{CH}_4}$  – плотность метана  $\text{CH}_4$  при стандартных условиях равен 0.668 кг/м<sup>3</sup>

FE – эффективность факельного сжигания ПНГ равна 0,965

$GWP_{\text{CH}_4}$  – показатель глобального потепления метана равен 21  $\text{tCO}_2/\text{tCH}_4$

**Утечки, возникающие в связи с реализацией проектной деятельности, происходят из следующих источников:**

1. Добыча, сбора, подготовка, межпромысловое распределение ПНГ на Сугмутском месторождении (так называемые технологические потери)
2. Транспортировка коммерческого осушенного ПНГ по системе магистральных газопроводов.
3. Физические утечки метана  $\text{CH}_4$  во время переработки ПНГ на Муравленковском ГПЗ.
4. Выбросы  $\text{CO}_2$  относящиеся к использованию топлива для производства электрической энергии в энергосети для снабжения переработки ПНГ на ГПЗ в связи с проектной деятельностью.

Тем не менее, утечки под номерами от 1 -2 не рассматриваются вследствие следующих причин:

1. Согласно утвержденным в ООО «Заполярье» нормативам технологических потерь ПНГ они составляют 1,05% от добытого ПНГ<sup>8</sup>. Однако они были бы и по исходным условиям, поскольку эти нормативы ориентированы на оборудование ДНС и не относятся к построенному газопроводу. Поэтому этими эмиссиями можно пренебречь.
2. Коммерческий ПНГ заместит эквивалентное использование природного газа у конечных потребителей, которое было бы по исходных условий. Поскольку по исходным условиям понадобится прокачать эквивалентный объем природного газа, то объем потерь по двум сценариям одинаков, что не приводит к дополнительным выбросам, или к так называемым утечкам. Поэтому этими эмиссиями можно пренебречь.

Г.1.3.1. Там, где применимо, пожалуйста, опишите данные и род информации, которые будут собираться для осуществления мониторинга эффекта утечек по проекту:								
ИД номер (Пожалуйста используйте номера с целью облегчения использования перекрестных ссылок с D.2)	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), подсчитанный (п), оцененный (о)	Частота проведения регистрационных записей	Часть данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный / на бумажном носителе)	Комментарии
Me	Удельный расход электроэнергии на кубический метр подготовляемого и перекачиваемого	Запрос на коэффициент расхода электроэнергии/технологическая отчетность Муравленковского ГПЗ	кВтч/тыс.м3	п	ежегодно	100%	На электронном носителе	Источником информации является техническая документация

<sup>8</sup> Утвержденные нормативы потерь ПНГ для ООО «Заполярье» на 2008 г.



	о газа на Муравленковском ГПЗ									
М1	Коэффициент потерь на Муравленковском ГПЗ при переработке проектного объема ПНГ	Запрос на коэффициент потерь/технологическая отчетность Муравленковского ГПЗ	%	n	ежегодно	100%	На электронном носителе	Источником информации является техническая документация		

Описание формул, используемых для оценки утечек (для каждого газа, источника и т.п.; в единицах CO<sub>2</sub> эквивалента):

Эффект утечек определяется как чистое изменение антропогенных выбросов за пределами границ проекта:

$$LE = LE_{VL} - L \quad (7)$$

LE<sub>VL</sub> - утечки относящиеся к исходным условиям;

L - утечки вследствие реализации проектной деятельности.

Все проектные утечки рассчитываются по следующей формуле:

$$L = LE + L_{proc} \quad (8)$$

Утечки, связанные с выработкой электроэнергии в энергосистеме для процессинговых операций на Муравленковском ГПЗ при переработке проектного объема ПНГ:

$$LE = SEC_{APG} * FC_{APG\_PJ} * EF_{CO2,ELEC} \quad (9)$$

$SE_{ARG}$  – удельный расход потребляемой электроэнергии на кубический метр перекачиваемого газа (собственные нужды ГПЗ), кВтч/тыс.м<sup>3</sup>.  
 Данный параметр предоставляется ежегодно по запросу на ООО «Ноябрьский ГПК».

$FC_{ARG\_PJ}$  – количество полезно утилизируемого ПНГ на Сугмутском месторождении (отправляемого по новому газопроводу на ГПЗ) по проекту, тыс м<sup>3</sup>  
 $EF_{CO_2,ELEC}$  – коэффициент выбросов CO<sub>2</sub> при производстве электроэнергии в энергосети, тCO<sub>2</sub>/МВтч

Утечки, связанные с физическими потерями метана в процессе переработки проектного объема ПНГ на Муравленковском ГПЗ:

$$L_{proc} = E_{proc} * FC_{ARG\_PJ} * 1000 * \sum c_{руCH_4} * \rho_{CH_4} * GWP_{CH_4} \quad (10)$$

$FC_{ARG\_PJ}$  – количество полезно утилизируемого ПНГ на Сугмутском месторождении (отправляемого по новому газопроводу на ГПЗ) по проекту, тыс м<sup>3</sup>  
 $E_{proc}$  – коэффициент потерь при переработке сырья на ГПЗ, %

$\sum c_{руCH_4}$  – средняя объемная доля метана в ПНГ с ДНС-1,2,3,3А Сугмутского месторождения, протокол исследования газа.  
 $\rho_{CH_4}$  – плотность метана CH<sub>4</sub> при стандартных условиях, принимается равной 0,668 кг/м<sup>3</sup>

$GWP_{CH_4}$  – показатель глобального потепления для метана, принимается равным 21 т.CO<sub>2</sub>/т.CH<sub>4</sub>

Общие выбросы за пределами проектных границ, которые бы произошли в отсутствие проектной деятельности при исходных условиях:

$$LE_{VL} = LE_{NG,rec} + LE_{NG GT} \quad (11)$$

$LE_{NG,rec}$  – выбросы при добыче природного газа на газовых месторождениях;

$LE_{NG GT}$  – выбросы при сжигании природного газа в газовых турбинах на установках комплексной подготовки газа (УКПГ).

*Выбросы при добыче природного газа*

$$LE_{NG,rec} = FC_{ARG\_PJ} * EF_{NG prod} * GWP_{CH_4} \quad (12)$$

$FC_{ARG\_PJ}$  – объём ПНГ направляемый на Муравленковский ГПЗ в рамках проекта, тыс. м<sup>3</sup>;

<sup>9</sup> Стандартный параметр, предоставленный ООО «Ноябрьский ГПК» «Сибур Холдинг» для Муравленковского ГПЗ. На 2009 год коэффициент расхода эл. к объему переработки сырья составил 472,9 кВтч/тыс.м<sup>3</sup>. В 2010 году он составил 496кВтч/тыс.м<sup>3</sup>. Данный параметр может быть предоставлен аудиторю.

$EF_{NG_{prod}}$  – коэффициент потерь природного газа при его добыче, представленный в годовом экологическом отчёте ОАО Газпром, %

*Утечки при сжигании природного газа в газовых турбинах на УКПГ*

$$LE_{NG_{GT}} = (SFC_{GT} * FC_{ARG_{PJ}} * EF_{CO2_{GT}}) / I_{com} \quad (13)$$

$SFC_{GT}$  удельный расход природного газа в современных газовых турбинах для компремирования и процессинга природного газа на УКПГ, м3 ПрГ сожжёный/тнс.м3 Пр.Г компремируемый:

$$SFC_{GT} = ((SEC_p * C) / \epsilon_{modern GT}) / NCV_{NG} \quad (14)$$

$SEC_p$  средний удельный расход электроэнергии на Муравленковском ГПЗ при компремировании/процессинге на Муравленковском ГПЗ, кВтч/тыс. м3

$C$  коэффициент перевода из кВтч в калории,  $1 \text{ кВтч} = 0,86 * 10^6 \text{ кал}$

$\epsilon_{modern GT}$  эффективность современной газовой турбины, принятая равной 34% (это значение близко к эквивалентному тепловому КПД электрической системы Урала с коэффициентом эмиссии 0,606 тCO2/МВтч)

$NCV_{NG}$  is низшая теплотворная способность природного газа (в соответствии с ГОСТ 5542-87), ккал/м3

$EF_{CO2_{GT}}$  – коэффициент выбросов CO2 при сжигании природного газа в газовых турбинах на УКПГ, тCO2/тыс. м3

$$EF_{CO2_{GT}} = (U_{CO2_{NG}} + (N_{C_{CH4}} * U_{CH4_{NG}} + \sum N_{C_{VOC}} * U_{VOC_{NG}})) * \rho_{CO2} * FE_{GT} \quad (15)$$

$U_{CO2_{NG}}$ ,  $U_{CH4_{NG}}$ ,  $U_{VOC_{NG}}$  – объёмная доля углерода, метана и ЛОС для природного газа при процессинге на УКПГ<sup>10</sup>;

$N_{C_{CH4}}$ ,  $\sum N_{C_{VOC}}$  – количество молей углерода в моле метана и ЛОС соответственно ( $\sum N_{C_{VOC}}$  где j дельный компонент ЛОС.)

$\rho_{CO2}$  – плотность CO2 при 20°C равно 1.842 кг/м3.

$FE_{GT}$  – эффективность сжигания газа в газовых турбинах приравнивается 1.

$I_{com}$  is коэффициент корреляции при первом давлении создаваемом при работе газовой турбины (среднее давление природного газа в устье скважины 50 ата- среднее давление ПНГ на первой ступени сепарации 7 ата)

$$I_{com} = ((P_2 / P1 \text{ ng})^{((1,31-1)/(1,31)) - 1}) / ((P_2 / P1 \text{ arg})^{((1,31-1)/(1,31)) - 1}) \quad (16)$$

1,31 – адиабата метана (CH4)

$P_2, p$  – давление на входе в газопровод, 75ата (стандартное значение давление при транспортировке газа в ОАО Газпром)

<sup>10</sup> Типичный состав природного газа: 91,9% CH4, 0,58% CO2, 0,68% N2 and 6,84% ЛОС. Источник информации: IPCC 2006 TOM 2, Глава 4, стр. 4.58, таблица 4.2.4.

$P_{1\text{ arg}}$  – среднее давление природного газа в газовых скважинах Уренгойского месторождения (50 ата в 2008 year)<sup>11</sup>  
 $P_{1\text{ arg}}$  – average average среднее давление сепарации ПНГ на первой ступени сепарации на всех ДНС Сугмутского месторождения (7 ата)<sup>12</sup>.

**Описание формул, используемых для оценки сокращения выбросов, предусмотренных в проекте (для каждого газа, источника и т.п.; выбросы/сокращения выбросов в единицах CO<sub>2</sub> эквивалента):**

$$ER = BE - PE - LE \quad (17)$$

**ER** – сокращения выбросов CO<sub>2</sub> вследствие реализации проекта, тCO<sub>2</sub>;  
**BE** – выбросы по исходным условиям, тCO<sub>2</sub>;  
**PE** – выбросы по проекту, тCO<sub>2</sub>;  
**LE** – утечки, тCO<sub>2</sub>

#### Г.1.1 Расчет сокращений выбросов за период 2008-2010 гг.

Исходные данные по объемам добычи ПНГ, его сжигению и утилизации поступают из утвержденного прогнозного баланса Сугмутского месторождения от 15.09.2010 и предоставлен «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».  
 Исходные данные по объемам добычи ПНГ, его сжигению и утилизации поступают из утвержденного фактического баланса за период 2007-2011, Романовского месторождения от 08.2010 и предоставлен «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».

#### Баланс ПНГ Сугмутского и Романовского месторождения на период 2008-2010 гг.

Месторождение Сугмутское, Романовское	Ед. изм	2008	2009	2010
Добыча ПНГ	тыс.м3	381479	303009	288596
Поставка на ГПЗ всего (вкл. историческую часть)	тыс.м3	331387	283307	280253
Максимальная пропускная способность исторической «старой» трубы Сугмутского	тыс.м3	131376	131376	131376

<sup>11</sup> <http://www.indpg.ru/nefteservis/2008/04/20007.html>. Table 1-Текущее устьевое давление, ата

<sup>12</sup>Техническая документация по строительству проектного трубопровода и ДНС, ата

месторождения					
Поставка ПНГ на ГПЗ с Романовского месторождения	тыс.м3	89700	85400	66800	
Объем ПНГ, распределяющегося в историческую трубу на Сугмутском месторождении	тыс.м3	41676	45976	64576	
Объем ПНГ, распределяющегося в новую трубу (лупинг) на Сугмутском месторождении	тыс.м3	289711	237331	215677	

$FC_{ARG, PJ}$  - ПНГ, утилизируемый в рамках проекта, т.е. транспортируемый на Муравленковский ГПЗ по новому газопроводу (лупингу), тыс. м<sup>3</sup>

Параметр	2008	2009	2010
$FC_{ARG, PJ}$	289711	237331	215677

$\sum av EF_{CO_2, ARG}$  - среднегодовой коэффициент выбросов CO<sub>2</sub> при сжигании ПНГ на каждой ДНС-1,2,3,3А, основанный на минимальных ежемесячных данных по составу ПНГ (метан) на каждой ДНС, тCO<sub>2</sub>/тыс. м<sup>3</sup>

Параметр	2008	2009	2010
$\sum av EF_{CO_2, ARG}$	2,809	3,000	2,857

$\sum av EF_{CH_4, F}$  - среднегодовой коэффициент выбросов CH<sub>4</sub> при сжигании ПНГ на каждой ДНС-1,2,3,3А, основанный на минимальных ежемесячных данных по составу ПНГ (метан) на каждой ДНС, тCO<sub>2</sub>/тыс. м<sup>3</sup>

Параметр	2008	2009	2010
$\sum av EF_{CH_4, F}$	0,356	0,337	0,350

$FC_{ARG, GPP}$  - total volume of ARG transported to the Muravlenko GPP, ths. m<sup>3</sup>

Параметр	2008	2009	2010
$FC_{ARG, GPP}$	331387	283307	280253

$FC_{ARG, Rom}$  - объем ПНГ с Романовского месторождения, транспортируемый по старому газопроводу на Муравленковский ГПЗ, тыс.м<sup>3</sup>.

Параметр	2008	2009	2010
FC <sub>ARG_Rom</sub>	89700	85400	66800

E<sub>tr</sub> – коэффициент МГЭИК для газотранспортных операций (значение эмиссии при транспорте природного газа принимаемое по умолчанию и представленные в Руководстве МГЭИК по проведению национальных инвентаризаций парниковых газов, том 2, глава 4, таблица 4.2.5.)

Параметр	2008	2009	2010
E <sub>tr</sub>	0.0011	0.0011	0.0011

У<sub>CO2</sub>, У<sub>CH4</sub>, У<sub>VOC</sub> – среднегодовые объёмные доли углерода, метана и летучих органических соединений (ЛОС) в ПНГ на ДНС-1,2,3,3А Сугмутского месторождения определяемые по минимальным ежемесячным значениям химического состава ПНГ (по метану) на каждой ДНС, (источник информации – протокол газового анализа).

	2008	2009	2010
Carbon dioxide, CO2	1,23%	1,32%	1,47%
methane, CH4	72,42%	68,65%	71,33%
ethane, C2H6	5,21%	5,55%	5,42%
propane, C3H8	9,79%	10,91%	9,34%
i-butane, C4H10	1,59%	1,93%	1,83%
n-butane, C4H10	3,93%	5,17%	4,71%
neo-pentane C5H12	0,96%	1,29%	1,11%
i-pentane, C5H12	0,00%	0,00%	0,00%
n-pentane, C5H12	1,44%	1,83%	1,57%
hexane, C6H14	1,61%	1,78%	1,59%
heptane, C7H16	0,01%	0,01%	0,01%
octane, C8H18	0,01%	0,01%	0,01%
hydrogen sulfide, H2S	0,00%	0,00%	0,00%
nitrogen, N2	1,57%	1,45%	1,59%
oxygen, O2	0,00%	0,00%	0,00%

У<sub>CO2 NG</sub>, У<sub>CH4 NG</sub>, У<sub>VOC NG</sub> – объёмная доля углерода, метана и ЛОС для природного газа при процессинге на УКП<sup>13</sup>;

<sup>13</sup> Типичный состав природного газа: 91,9% CH<sub>4</sub>, 0,58% CO<sub>2</sub>, 0,68% N<sub>2</sub> and 6,84% ЛОС. Источник информации: IPCC 2006 Том 2, Глава 4, стр. 4.58, таблица 4.2.4.

	2008-2010
Carbon dioxide, CO2	0,580%
methane, CH4	91,900%
ethane, C2H6	1,278%
propane, C3H8	1,517%
i-butane, C4H10	0,645%
n-butane, C4H10	0,888%
neo-pentane C5H12	0,334%
i-pentane, C5H12	0,357%
n-pentane, C5H12	0,860%
hexane, C6H14	0,000%
heptane, C7H16	0,000%
octane, C8H18	0,000%
hydrogen sulfide, H2S	0,680%
nitrogen, N2	0,000%
oxygen, O2	0,580%

EF<sub>CO2,GT</sub> – коэффициент выбросов CO<sub>2</sub> при сжигании природного газа в газовых турбинах на УКПГ, тСО<sub>2</sub>/тыс. м<sup>3</sup>

Параметр	2008	2009	2010
EF <sub>CO2,GT</sub>	2,106	2,106	2,106

### Г.1.2 Фактические данные для расчета выбросов за границами проекта в период 2008-2010

SEC<sub>ARG</sub> – удельный расход потребляемой электроэнергии на кубический метр перекачиваемого газа (собственные нужды ГПЗ), кВтч/тыс.м<sup>3</sup>.

Параметр	2008	2009	2010
SEC <sub>ARG</sub>	452	473	496

<sup>14</sup> Стандартный параметр, предоставленный ООО «Ноябрьский ГПК» «Сибур Холдинг» для Муравленковского ГПЗ. На 2009 год коэффициент расхода эл. к объему переработки сырья составил 472,9 кВтч/тыс.м<sup>3</sup>. В 2010 году он составил 496кВтч/тыс.м<sup>3</sup>. Данный параметр может быть предоставлен аудиторю.

$EF_{CO_2,elec}$  — коэффициент выбросов  $CO_2$  при производстве электроэнергии в энергосети,  $tCO_2/MVtч$

Параметр	2008	2009	2010
$EF_{CO_2,elec}$	0.606	0.606	0.606

$E_{proc}$  — коэффициент потерь при переработке сырья на ГПЗ, %

Параметр	2008	2009	2010
$E_{proc}$	1,13%	0,73%	1,44%

$EF_{NG prod}$  — коэффициент потерь природного газа при его добыче, представленный в годовом экологическом отчете ОАО Газпром, %

Параметр	2008	2009	2010
$EF_{NG prod}$	0,00070	0,00052	0,00029

$SEC_p$  — средний удельный расход электроэнергии на Муравленковском ГПЗ при компримировании/процессинге на Муравленковском ГПЗ,  $kBtч/тыс. м3$

Параметр	2008	2009	2010
$EF_{NG prod}$	473	473	473

#### Г.1.2 Расчет выбросов за пределами границ проекта в период 2008-2010

*Источники выбросов за пределами границ проекта связанные с деятельностью по проекту*

Выбросы за пределами границ проекта, связанные с потреблением электроэнергии для технических нужд (переработки) на Муравленковском ГПЗ рассчитываются как произведение расхода потребленного электричества и установленного фактора эмиссии для региональной энергосистемы



определенного в утвержденной проектной документации "Строительство ПГУ-400 на Сургутской ГРЭС-2, ОГК-4, Тюменская область, Россия", версия 04, приложение 2.

Использование фактора определенного в утвержденной проектной документации "Строительство ПГУ-400 на Сургутской ГРЭС-2, ОГК-4, Тюменская область, Россия", версия 04, приложение 2.» подразумевает консерватизм, по сравнению с рассчитанными факторами выбросов определенных в Руководящих указаниях для проектной документации ПСО, Министерство Экономики Нидерландов для электроэнергетики (таблица 2) и коэффициентом, рассчитанным компанией Lahmeyer Int в «Исследования исходных условий» в 2010 году. Сравнение данных коэффициентов показывает, что фактор эмиссии для системы Урала имеет большее значение :

-фактор эмиссии для 2011-2012, определенный в Руководящих указаниях для проектной документации ПСО, Министерство Экономики Нидерландов- **0,557 тСО<sub>2</sub>/МВтч**;

- фактор эмиссии Lahmeyer Int – **0,582 тСО<sub>2</sub>/МВтч**

-фактор эмиссии для энергосистемы Урала на 2011-2012 - **0,606 тСО<sub>2</sub>/МВтч**

Удельный расход электроэнергии на один кубический метр компримируемого газа на Муравленковском ГПЗ за представлен Ноябрьским ГПЗ, входящему в Сибур-Холдинг.

В 2008 году данный коэффициент составлял **452 кВтч/тыс. м3;**

В 2009 году данный коэффициент составлял **472 кВтч/тыс. м3;**

В 2010 году данный коэффициент составлял **496 кВтч/тыс. м3;**

*Выбросы за пределами проекта связанные с базовой линией*

Вне проекта, конечные потребители использовали бы объем природного газа энергетический эквивалент которого равен эквиваленту ПНГ поставляемого в газопровод в рамках проекта. Таким образом, добыча природного газа выбросы ПГ за счет физических потерь метана. Кроме того, выбросы будут происходить во время переработки и компримирования природного газа на станциях очистки. Природный газ сжигается в качестве топлива на турбинах компрессора.

Выбросы в результате добычи природного газа на месторождениях рассчитывается при помощи коэффициента потерь от добычи природного газа, представленные в ежегодном экологическом отчете Газпром, %.

**Расчет выбросов за рамками проектной деятельности, связанные с деятельностью по базовой линии.**

Расчет выбросов (утечек) от потребления электроэнергии вследствие процессинговых операций над проектным объемом ПНГ

Показатель	Обозначение	Ед. изм	2008	2009	2010

Удельное потребление электроэнергии на ГПЗ	SE <sub>CARG</sub>	кВтч/тыс.м <sup>3</sup>	452	472	496
ПНГ, используемый в проекте , транспортируемый на Муравленковский ГПЗ	FC <sub>CARG_PI</sub>	тыс. м <sup>3</sup>	289711	237331	215677
Коэффициент выбросов в сети	EF <sub>CO2_ELEC</sub>	тСО <sub>2</sub> /МВтч	0,606	0,606	0,606
Выбросы от потребления электроэнергии	L <sub>Ee</sub>	тСО <sub>2</sub>	79415	68027	64827

Утечки за пределами границ проекта, связанные с увеличением потребления ПНГ для переработки на Муравленском ГПЗ, в связи с поставкой дополнительных объемов ПНГ в рамках проектной деятельности, поэтому выбросы СН4 (утечки) при переработке ПНГ в рамках проекта также будут увеличен.

Объем СН4 определяется умножением ПНГ используемый в проекте на удельный коэффициент потерь при переработке ПНГ.

Удельный коэффициент потерь при переработке попутного нефтяного газа на Муравленском ГПЗ за соответствующий период времени предоставлен «Ноябрьским ГПК» входящий в СИБУР Холдинг.

В 2008 году коэффициент потерь составил 1,13%. В 2009 году коэффициент составил 0,73%. В 2010 году коэффициент составил 1,44%. Оценка утечек представлены в следующей таблице.

Расчет выбросов (утечек) от потерь метана вследствие процессинговых операций над проектным объемом ПНГ на Муравленковском ГПЗ

Показатель	Обозначение	Ед. изм	2008	2009	2010
Коэффициент потерь при переработке сырья на ГПЗ	E <sub>грос</sub>	%	1,13	0,73	1,44
ПНГ используемый в проекте	FC <sub>CARG_PI</sub>	тыс.м3	289711	237331	215677
Содержание метана в проектном ПНГ	У <sub>СН4</sub>	%	72,42%	68,65%	71,33%
Плотность метана	ρ <sub>СН4</sub>	кг/м3	0,668	0,668	0,668

Потенциал глобального потепления метана	GWP <sub>CH4</sub>	тCO <sub>2</sub> /тCH <sub>4</sub>	21	21	21
Выбросы от потерь метана при переработке сырья	L <sub>proc</sub>	тCO <sub>2</sub>	33260	16684	31076

Всего выбросов в результате проектной деятельности в период 2008-2010

Показатель	Обозначение	Ед. изм	2008	2009	2010
Выбросы от потребления электроэнергии	Le	тCO <sub>2</sub>	79415	68027	64827
Выбросы от потерь метана при переработке сырья	L <sub>proc</sub>	тCO <sub>2</sub>	33260	16684	31076
Всего выбросов	L	тCO <sub>2</sub>	112675	84711	95903

Расчёт выбросов за пределами границ проекта связанные с проектной деятельностью

Расчет выбросов связанные с добычей газа на газовом месторождении в период 2008-2010

Показатель	Ед. изм	2008	2009	2010
Объем ПНГ используемый по проекту – транспортируемый на Муравленский ГПЗ, за исключением исторического объема	тыс.м <sup>3</sup>	289711	237331	215677
Коэффициент потерь при добычи газа на газовых скважинах, представленные Газпромом	%	0,00070	0,00052	0,00029
Потенциал глобального потепления метана	GWP <sub>CH4</sub>	21	21	21
<b>Выбросы CO<sub>2</sub> связанные с добычей Газпромом</b>	<b>тCO<sub>2</sub></b>	<b>4249</b>	<b>2573</b>	<b>1336</b>

Calculation emissions due to combustion of the natural gas in gas turbines at gas treatment plants in 2008-2012

Показатель	Ед. изм	2008	2009	2010
Удельный расход газа на перерабатывающих станциях Газпрома, связанный с переработкой и компримированием натурального газа с КПД – 34%(Современные газовые турбины)	м3/тыс.м3	158	158	158
Фактор выбросов CO2 от сжигания газа на газовых турбинах перерабатывающих станций на газовых месторождениях Газпрома (стандартный химический состав по МГЭИК 2006)	тCO2/тыс.м3	2,106	2,106	2,106
Использование ПНГ по проекту – Объем ПНГ, транспортируемого на Муравленский ГПЗ по проекту	тыс.м3	289711	237331	215677
Поправочный коэффициент для давления	-	7,6	7,6	7,6
<b>Выбросы CO2 связанные с переработкой природного газа на перерабатывающих станциях Газпрома</b>	<b>тCO2</b>	12656	10368	9422

Общий объем выбросов за границами проекта связанный с проектной деятельностью

Показатель	Ед. изм	2008	2009	2010
Утечки от добычи природного газа на месторождении	тCO2экв	2573	1336	806
Выбросы CO2 связанные с переработкой природного газа на перерабатывающих станциях Газпрома	тCO2	12656	10368	9422
Итого объем выбросов за границами проекта связанный с проектной деятельностью	тCO2экв	15192	11537	9482

**Расчет по базовой линии (сокращение выбросов)**

В отсутствие проектной деятельности, весь ПНГ (за исключением исторически утилизируемой части) сжигался бы на факельных установках на ДНС-1,2,3,3А Сугмутского месторождения, что ведет к выбросам CO<sub>2</sub> и CH<sub>4</sub>.

Общий объем выбросов от сжигания на ДНС-1,2,3,3А в период 2008-2010

Показатель	Обозначение	Ед. изм	2008	2009	2010
ПНГ используемый по проекту	FC <sub>ARG_PJ</sub>	тыс.м3	289711	237331	215677
Фактор эмиссии CO <sub>2</sub>	EF <sub>CO<sub>2</sub>,ARG</sub>	тCO <sub>2</sub> /тыс.м3	2,81	3,00	2,86
Выбросы CO <sub>2</sub> от сжигания ПНГ на факельных установках	BE <sub>CO<sub>2</sub>,F</sub>	тCO <sub>2</sub>	813807	712041	616204
ПНГ используемый по проекту	FC <sub>ARG_PJ</sub>	тыс.м3	289711	237331	215677
Выбросы CH <sub>4</sub> в выбросах CO <sub>2</sub>	EF <sub>CH<sub>4</sub>,F</sub>	тCO <sub>2</sub> /тыс.м3	0,356	0,337	0,350
CH <sub>4</sub> emissions (in terms of CO <sub>2</sub> ) Выбросы CH <sub>4</sub> (в выбросах CO <sub>2</sub> )	BE <sub>CH<sub>4</sub>,F</sub>	тCO <sub>2,ЭКВ</sub>	103017	79991	75531
Итого выбросы по базовой линии	BE	тCO <sub>2</sub>	933691	804943	702464

**Г.3 Расчет сокращений выбросов за период 2008-2010**

Сокращения выбросов в период 2008-2010

Год	Выбросы по проектному сценарию (тонн CO <sub>2</sub> )	Утечки (тонн CO <sub>2</sub> )	Выбросы по базовой линии (тонн CO <sub>2</sub> )	Сокращение выбросов (тонн CO <sub>2</sub> )
2008	4847	95807	916824	816170
2009	3763	71801	792033	716469
2010	3554	85173	691735	603008
Всего (тонн CO <sub>2</sub> -экв.)	12164	252781	2400591	2135646

**Расчет коэффициентов выбросов при факельном сжигании ПНГ на ДНС-1,2,3,3А Сугмутского месторождения за период 2008-2010:**

Показатель	Объемная доля метана в ПНГ	Плотность метана	Поправка на неполное сгорание	Показатель глобального потепления для метана	Фактор эмиссии для метана (в пересчете на CO <sub>2</sub> )
Индекс	уСН4	ρСН4	(1-FE)	GWPCН4	EFСН4,f
Единица	%	кг/м3	-	тCO2/тСН4	тонн CO2
Значение	72,42%	0,668	0,035	21	0,356

Индекс	Объемная доля компонента, Vi	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода ρCO2	Эффективность сжигания ПНГ на факеле	Фактор эмиссии CO2 при сжигании ПНГ на факеле
	yi	Nc	ρCO2	FEf	EFCO2,f
	%		кг/м3	-	тCO2/тыс м3
Диоксид углерода, CO2	1,233%	1	1,842	0,965	0,022
Метан, СН4	72,423%	1	1,842	0,965	1,287
Этан, С2Н6	5,207%	2	1,842	0,965	0,185
Пропан, С3Н8	9,790%	3	1,842	0,965	0,522
Изо-бутан, С4Н10	1,590%	4	1,842	0,965	0,113
Н-бутан, С4Н10	3,930%	4	1,842	0,965	0,279

Изо-пентан, C5H12	0,960%	5	1,842	0,965	0,085
Ц-пентан, C5H12	0,170%	5	1,842	0,965	0,015
Н-пентан, C5H12	1,440%	5	1,842	0,965	0,128
Гексан, C6H14	1,610%	6	1,842	0,965	0,172
Гептан, C7H16	0,000%	7	1,842	0,965	0,000
Октан, C8H18	0,000%	8	1,842	0,965	0,000
Сероводород, H2S	0,000%		1,842	0,965	0,000
Азот, N2	1,573%		1,842	0,965	0,000
Кислород, O2	0,000%		1,842	0,965	0,000
					2,809

2009

Показатель	Объемная доля метана в ПНГ	Плотность метана	Поправка на неполное сгорание	Показатель глобального потепления для метана	Фактор эмиссии для метана (в пересчете на CO2)
Индекс	уСН4	ρСН4	(1-FE)	GWPСН4	EFCН4,f
Единица	%	кг/м3	-	тСО2/тСН4	тонн СО2
Значение	68,65%	0,668	0,035	21	0,337

Индекс	Объемная доля компонента, Vi	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода ρСО2	Эффективность сжигания ПНГ на факеле	Фактор эмиссии СО2 при сжигании ПНГ на факеле
	yi	Nc	ρСО2	FEf	EFCO2,f
	%		кг/м3	-	тСО2/тыс м3
Диоксид углерода, СО2	1,315%	1	1,842	0,965	0,023
Метан, СН4	68,648%	1	1,842	0,965	1,220
Этан, С2Н6	5,548%	2	1,842	0,965	0,197
Пропан, С3Н8	10,910%	3	1,842	0,965	0,582
Изо-бутан, С4Н10	1,930%	4	1,842	0,965	0,137
Н-бутан, С4Н10	5,173%	4	1,842	0,965	0,368

Изо-пентан, C5H12	1,288%	5	1,842	0,965	0,114
Ц-пентан, C5H12	0,070%	5	1,842	0,965	0,006
Н-пентан, C5H12	1,828%	5	1,842	0,965	0,162
Гексан, C6H14	1,778%	6	1,842	0,965	0,190
Гептан, C7H16	0,000%	7	1,842	0,965	0,000
Октан, C8H18	0,000%	8	1,842	0,965	0,000
Сероводород, H2S	0,000%		1,842	0,965	0,000
Азот, N2	1,448%		1,842	0,965	0,000
Кислород, O2	0,000%		1,842	0,965	0,000
					3,000

2010

Показатель	Объемная доля метана в ПНГ	Плотность метана	Поправка на неполное сгорание	Показатель глобального потепления для метана	Фактор эмиссии для метана (в пересчете на CO2)
Индекс	уСН4	ρСН4	(1-FE)	GWPCН4	EFCН4,f
Единица	%	кг/м3	-	тСО2/тСН4	тонн СО2
Значение	71,33%	0,668	0,035	21	0,350

Индекс	Объемная доля компонента, Vi	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода ρCO2	Эффективность сжигания ПНГ на факеле	Фактор эмиссии CO2 при сжигании ПНГ на факеле
	yi	Nc	ρCO2	FEf	EFCO2,f
	%		кг/м3	-	тСО2/тыс м3
Диоксид углерода, CO2	1,470%	1	1,842	0,965	0,026
Метан, СН4	71,328%	1	1,842	0,965	1,268
Этан, С2Н6	5,423%	2	1,842	0,965	0,193
Пропан, С3Н8	9,338%	3	1,842	0,965	0,498
Изо-бутан, С4Н10	1,833%	4	1,842	0,965	0,130
Н-бутан, С4Н10	4,705%	4	1,842	0,965	0,335



Изо-пентан, C5H12	1,108%	5	1,842	0,965	0,098
Ц-пентан, C5H12	0,000%	5	1,842	0,965	0,000
Н-пентан, C5H12	1,570%	5	1,842	0,965	0,140
Гексан, C6H14	1,590%	6	1,842	0,965	0,170
Гептан, C7H16	0,000%	7	1,842	0,965	0,000
Октан, C8H18	0,000%	8	1,842	0,965	0,000
Сероводород, H2S	0,000%		1,842	0,965	0,000
Азот, N2	1,593%		1,842	0,965	0,000
Кислород, O2	0,000%		1,842	0,965	0,000
					<b>2,857</b>