

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

Копытко А.В.  
«14» марта 2012 г.



## **Отчет**

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

**«Полезная утилизация попутного нефтяного газа Ярайнерского  
нефтяного месторождения  
ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»»**

**Период мониторинга: 01.01.2008 – 31.12.2010**

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

**Версия 02**

Москва, 2011 г.

A handwritten signature in blue ink is located at the bottom right of the page.

## 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>18</b>
<b>РАЗДЕЛ Г. Расчёт сокращенных выбросов парниковых газов за период мониторинга</b>	<b>22</b>

## **РАЗДЕЛ А. Общая информация о проектной деятельности**

### **А.1 Название проекта**

Полезная утилизация попутного нефтяного газа Ярайнерского нефтяного месторождения ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».

### **А.2. Секторная область**

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

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

Версия 04 ПДД от 14-го декабря 2011 года одобренная независимой экспертной организацией Bureau Veritas Certification, положительное заключение NO. RUSSIA-DET/0202/2011

### **А.4. Краткое описание проекта**

Проект направлен на полезную утилизацию попутного нефтяного газа (ПНГ), который в ином случае был бы сожжён на факелах ДНС-1 Ярайнерского месторождения и, следовательно, на сокращение выбросов парниковых газов.

Проект реализуется непосредственно на территории Ярайнерского месторождения, находящегося в Пуровском районе в 115 км восточнее города Ноябрьска в Ямало-Ненецком Автономном Округе, Западная Сибирь. Месторождение в разработке с 1970 года. Опытно-промышленная эксплуатация началась в 2000 году. В настоящее время месторождение разрабатывается и эксплуатируется ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (ГПН-ННГ), дочерней компании ОАО «Газпром нефть», расположенной в г. Москве.

Проект стартовал 01.05.2007 года и предусматривал строительство нового 55 километрового трубопровода диаметром 530 мм от ДНС-1 Ярайнерского месторождения до Вынгапуровской компрессорной станции.

В рамках проектной деятельности значительное количество выделенного ПНГ, которое раньше сжигалось на факеле, будет эффективно использовано посредством закачки в новый газопровод и транспортировано на Вынгапуровскую КС для подготовки с получением сухого отбензиненного газа, который в свою очередь будет подан в магистральный газопровод «Уренгой-Челябинск».

Это предотвратит выбросы углекислого газа  $CO_2$  и метана  $CH_4$ , которые были бы при отсутствии данного проекта (базовом сценарии) в случае сжигания ПНГ на факеле.

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.

Одной из основных причин в пользу выполнения данного Проекта, послужила возможность получения дополнительных доходов от продажи сокращенных выбросов, что было задокументировано в процессе принятия решения о реализации данного проекта.

Таким образом, только в рамках проектной деятельности произойдет сокращение выбросов парниковых газов за период с 01.01.2008 по 31.12.2010 на 950105 т $CO_2$ -экв.

### **А.5. Сроки реализации основных этапов проекта**

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

Май 2007. Начались строительные работы.

Август 2007. Запуск проекта в эксплуатацию состоялся 31.08.2007.

#### **А.6. Период мониторинга**

С 01.01.2008 г. по 31.12.2010 г.

#### **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 542869 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 358381 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 48855 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 950105 тонн CO<sub>2</sub>-эквивалента.

Объем сокращенных выбросов, указанный в проектно-технической документации (ПТД) проекта для аналогичного периода составляет 950105 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 по мониторингу:

ЗАО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода»

Россия, 117105, г. Москва, ул. Нагатинская, д.1, стр.28

Контактные лица:

Беседовский Тимофей Николаевич, Ведущий специалист департамента развития проектов

Тел.: +7 (499) 788 78 35 доб. 108

Факс: +7 499 788 78 35 доб. 107

Email: [BesedovskiyTN@ncsf.ru](mailto:BesedovskiyTN@ncsf.ru)

#### **А.9. Версия отчета о мониторинге**

Версия 02 от 15.12.11

#### **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. Принципиальная схема проведения мониторинга по проекту**

Структура плана мониторинга сокращений при реализации Проекта адаптирована к существующей системе учёта и отчётности в ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». Все измерения проводились в рамках мониторинга, в соответствии с законом «О единства 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 «НОППУ», Москва	Департамент развития проектов	Расчеты фактических сокращений выбросов по формулам раздела D. Составление отчетов 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 отчетов о мониторинге между НОППУ, ГПН -ННГ	Утверждение отчетов о мониторинге  Передача утвержденного отчета о мониторинге компании-верификатору. Передача отчета о верификации в ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»
3.	ООО «Ноябрьский ГПК», (Компания Сибур Холдинг) Ноябрьск	Руководство	Подготовка и передача ежегодных производственных данных	Передача данных для расчета утечек в Департамент маркетинга газа и жидких углеводородов ОАО «Газпром нефть».
4.	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»,	Управление по подготовке и сдачи нефти и газа ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз	Утверждение производственных балансов газа	Передача данных для расчета сокращений в Департамент маркетинга газа и жидких углеводородов ОАО «Газпром

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

				нефть».
5.	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»,	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 подготовки и сдаче нефти и газа
6.	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»,	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.	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»,	Химико-аналитическая лаборатория	Передача ежемесячных результатов по составу ПНГ на ДНС-1 от ХАЛ ООО Ноябрьский ГПК»	Предоставление результатов в отдел по сбору и сдаче газа
8.	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»,	диспетчерская служба ЦСПиТГ	Сбор ежесуточных данных по балансу ПНГ	Передача данных для обработки в отдел сбора и сдаче газа.
9.	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»,	Дежурные операторы ДНС-1 Ярайнерского 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», 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 Ярайнерского месторождения. На основании суточных статистик формируются ежемесячные производственные балансы газа.

Данные по составу ПНГ получают в аккредитованной химико-аналитической лаборатории ООО «Ноябрьский ГПК», которая обеспечивает необходимый класс точности.

На основании ежедневных измерений газа создаются ежемесячные балансы.

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 ООО «Ноябрьский ГПК» производственные данные, необходимые для расчета утечек, включая данные о коэффициенте расхода газа.

Ежегодно данный департамент предоставляет годовую сводку по балансу газа вместе с ежемесячными данными по составу газа с ДНС-1 Ярайнерского месторождения, а также ежегодными данными 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.

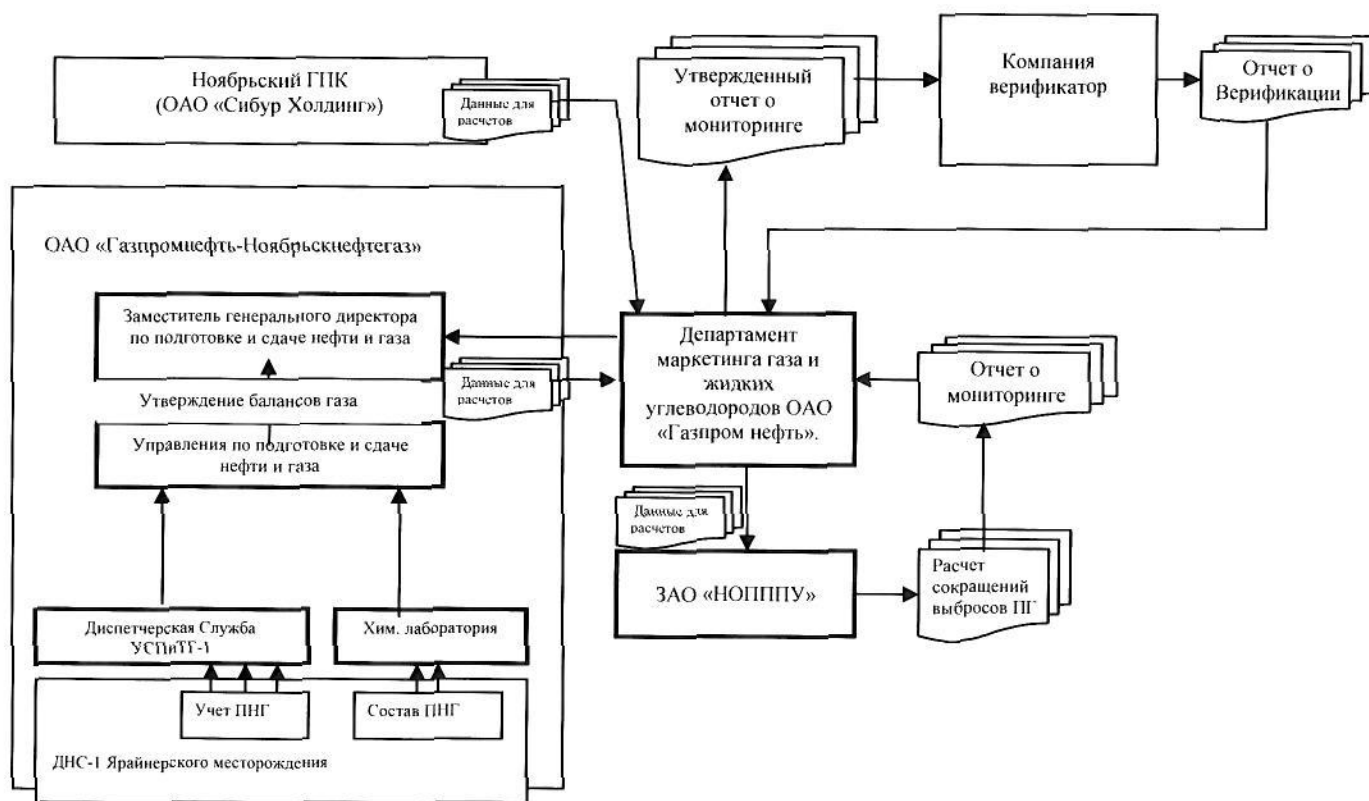
Ниже представлена принципиальная схема организации системы мониторинга сокращений выбросов парниковых газов на ОАО «Газпром нефть» и ОАО «Газпронефть-Ноябрьскнефтегаз» при реализации данного проекта.

Указанные процедуры, которым необходимо следовать, если ожидаемые данные недоступны, например, в случае отказа газового расходомера или отсутствия полугодовых данных по составу ПНГ:

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 «Газпронефть-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 ПГ, 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».

<b>Данные/Параметр</b>	ρ <sub>СН<sub>4</sub></sub>
<b>Единица измерения</b>	кг/м <sup>3</sup>
<b>Описание</b>	Плотность метана (СН <sub>4</sub> ) при стандартных условиях (температура 20 °С (293.15 К) и абсолютное давление 101.325 kPa (1 атм)).
<b>Время детерминации/мониторинга</b>	Фиксируемый параметр
<b>Использованный источник данных ( или который будет использован)</b>	Тепловой расчёт котла (нормативный метод), НПО ЦКТИ, СПб, 1998
<b>Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)</b>	0,668
<b>Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур</b>	Плотность метана необходима для расчёта коэффициента эмиссии при сжигании ПНГ на факеле



Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	Справочные данные
Комментарии	-

<b>Данные/Параметр</b>	$\rho_{CO_2}$
Единица измерения	кг/м <sup>3</sup>
Описание	Плотность диоксида углерода (CO <sub>2</sub> ) при стандартных условиях (температура 20 °С (293.15 К) и абсолютное давление 101.325 kPa (1 атм)).
Время детерминации/мониторинга	Фиксируемый параметр
Использованный источник данных (или который будет использован)	Тепловой расчёт котла (нормативный метод), НПО ЦКТИ, СПб, 1998
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	1,842
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Плотность диоксида углерода необходима для расчёта коэффициента эмиссии при сжигании ПНГ на факеле
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	Справочные данные
Комментарии	-

<b>Данные/Параметр</b>	<b>GWP<sub>CH4</sub></b>
Единица измерения	тCO <sub>2</sub> /тCH <sub>4</sub>
Описание	Потенциал Глобального Потепления метана требуется для расчёта коэффициента выбросов CH <sub>4</sub> при сжигании ПНГ на факеле на ДНС-1,2,3,3А
Время детерминации/мониторинга	постоянно
Использованный источник данных (или который будет использован)	Решение 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> Изменение климата 1995, Наука изменения климата: Заключение для политиков и техническое заключение Отчёта Рабочей Группы I, стр. 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	Потенциал глобального потепления необходим для расчёта коэффициента эмиссии при сжигании ПНГ на факеле
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	Справочные данные
Комментарии	-

<b>Данные/Параметр</b>	<b>Nc</b>	
Единица измерения	единиц	
Описание	Количество молей углерода в моле компонента ПНГ	
Время детерминации/мониторинга	постоянно	
Использованный источник данных (или который будет использован)	Естествознание	
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	Диоксид углерода, CO <sub>2</sub>	1
	Метан, CH <sub>4</sub>	1
	Этан, C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	2
	Пропан, C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	3
	и-бутан, C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	4
	н-бутан, C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	4
	и-пентан, C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	5
	с-пентан, C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	5
	н-пентан, C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	5
	гексан, C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	6
	heptane, C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	7
октан, C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	8	
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Этот параметр необходим для расчёта коэффициента эмиссии CO <sub>2</sub> при факельном сжигании ПНГ	
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	Справочные данные	
Комментарии	-	

<b>Данные/Параметр</b>	<b>ε</b>
Единица измерения	доля
Описание	Доля несгоревшего ПНГ на факеле при сажевом типе горения
Время детерминации/мониторинга	Определяется один раз на стадии разработки проектной документации
Использованный источник данных (или который будет использован)	«Методика определения выбросов загрязняющих веществ при сжигании нефтяного попутного газа на факелах», НИИ по защите атмосферного воздуха, Санкт-Петербург, 1998
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	0,035 (3,5%)
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Данный параметр необходим для определения коэффициентов выбросов при сжигании ПНГ на факеле
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	Справочные данные
Другие комментарии	-

<b>Данные/Параметр</b>	NCV <sub>NG</sub>
------------------------	-------------------

Единица измерения	Ккал/м3
Описание	Низшая теплота сгорания природного газа согласно ГОСТ
Время детерминации/мониторинга	Постоянно
Использованный источник данных (или который будет использован)	(ГОСТ 5542-87)
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	7600
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Использованное значение является официальной информацией
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	-
Другие комментарии	-

<b>Данные/Параметр</b>	<b>SECp</b>										
Единица измерения	кВтч/тыс.м3										
Описание	Средний удельный расход электроэнергии для компримирования и процессинга ПНГ на ГПЗ Сибура со стандартной эффективностью										
Время детерминации/мониторинга	ежегодно										
Использованный источник данных ( или который будет использован)	Ежегодная техническая документация на ГПЗ										
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	<table border="1"> <thead> <tr> <th>2008</th> <th>2009</th> <th>2010</th> <th>2011</th> <th>2012</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>475</td> <td>475</td> <td>475</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table>	2008	2009	2010	2011	2012	475	475	475	-	-
2008	2009	2010	2011	2012							
475	475	475	-	-							
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Необходим для расчёта расхода электроэнергии на ГПЗ. Значения коэффициента за 2008-2010 гг. основаны на фактических данных.										
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	Все измерения проводятся с использованием инструментов калиброванными и поверенными «Тюменским центром стандартизации, метрологии и сертификации»										
Другие комментарии	-										

Параметры, мониторинг которых проводится напрямую

<b>Данные/Параметр</b>	<b>FC<sub>APG.PJ</sub></b> Объём ПНГ, выделенный на ДНС-1 Ярайнерского месторождения
Единица измерения	Тыс.м <sup>3</sup> (при стандартных условиях)

Описание	Объём ПНГ, выделенный на ДНС-1 Ярайнерского месторождения. Основной источник выбросов базовой линии. ПНГ произведённый в рамках базовой линии, был бы сожжён на факеле.				
Время детерминации/мониторинга	Ежемесячно				
Использованный источник данных ( или который будет использован)	– Расчётный параметр				
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	2008	2009	2010	2011	2012
	287563	245677	140887	-	-
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Объём ПНГ необходим для расчёта выбросов базовой линии.				
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	FC <sub>APG, All</sub>				
Единица измерения	Тыс. м3 (при стандартных условиях)				
Описание	Весь объём высоконапорного ПНГ с первой ступени сепарации ДНС-1 Ярайнерского месторождения				
Время детерминации/мониторинга	Ежемесячно				
Использованный источник данных ( или который будет использован)	– Метран 350				
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	2008	2009	2010	2011	2012
	287563	245677	140887	-	-
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Весь объём высоконапорного ПНГ необходим для расчёта выбросов базовой линии.				
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	FC <sub>APG, All</sub>				
-----------------	------------------------	--	--	--	--

Единица измерения	Тыс. м3 (при стандартных условиях)				
Описание	Весь объём высоконапорного ПНГ с первой ступени сепарации ДНС-1 Ярайнерского месторождения				
Время детерминации/мониторинга	Ежемесячно				
Использованный источник данных ( или который будет использован)	Метран 350				
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	2008	2009	2010	2011	2012
	287563	245677	140887	-	-
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Весь объём высоконапорного ПНГ необходим для расчёта выбросов базовой линии.				
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	FC <sub>APG,F</sub>				
Единица измерения	Тыс. м3 при стандартных условиях				
Описание	Объём высоконапорного ПНГ с первой ступени сепарации ДНС-1 Ярайнерского месторождения сжигаемого на факеле				
Время детерминации/мониторинга	Ежемесячно				
Использованный источник данных ( или который будет использован)	Метран-350				
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	2008	2009	2010	2011	2012
	77819	104059	121537	-	-
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Данный параметр необходим для расчёта сокращений выбросов				
Другие комментарии					

Данные/Параметр	FC <sub>APG,boiler house</sub>				
-----------------	--------------------------------	--	--	--	--

Единица измерения	Тыс. м3 при стандартных условиях					
Описание	Объём высоконапорного ПНГ с первой ступени сепарации ДНС-1 Ярайнерского месторождения используемый в котельной месторождения					
Время детерминации/мониторинга	Ежемесячно					
Использованный источник данных ( или который будет использован)	Jumo dtrans p02					
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	2008	2009	2010	2011	2012	
	0,000	0,000	5000	0,000	0,000	
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Данный параметр необходим для расчёта сокращений выбросов					
Другие комментарии	-					

Данные/Параметр	Химический состав ПНГ на ДНС-1					
Единица измерения	%					
Описание	Необходим для расчета выбросов при факельном сжигании ПНГ					
Время детерминации/мониторинга	Ежемесячно					
Использованный источник данных ( или который будет использован)	Газовый хроматограф Кристаллюкс 4000M Color 800					
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	2008		2009		2010	
	Диоксид углерода, CO2	0,746%	0,745%	80,954	1,089%	82,351
	Метан, CH4	81,480%	%	%	%	%
	Этан, C2H6	6,147%	5,869%	4,264%	4,264%	4,264%
	Пропан, C3H8	5,105%	5,071%	1,903%	1,903%	1,903%
	и-бутан, C4H10	1,512%	1,518%	1,537%	1,537%	1,537%
	н-бутан, C4H10	2,060%	1,950%	0,000%	0,000%	0,000%
	нео-пентан C5H12	0,002%	0,000%	0,716	0,866%	0,866%
	и-пентан, C5H12	0,674%	0,856%	1,162%	1,162%	1,162%
	н-пентан, C5H12	0,678%	1,348%	0,860%	0,860%	0,860%
	гексан, C6H14	0,542%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
	гептан, C7H16	,000%	0 000	0,000%	0,000%	0,000%
	октан, C8H18	0,000%	%	0,000%	0,000%	0,000%
нонан C9H20	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	
декан C10H22	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	

	у-декан C11H24	0,000%	0,000%	0,000%
	сероводород, H2S	0,000%	0,000%	1,585%
	азот, N2	0,955%	0,897%	0,009%
	кислород, O2	0,008%	0,028%	
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Значения параметра за 2008-2010 гг. основаны на фактических данных. Значения на 2011-2012 основаны на среднегодовых значениях в период 2008-2010 годов.			
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	Прибор верифицируется и калибруется «Тюменским центром стандартизации, метрологии и сертификации»			
Другие комментарии	-			

<b>Данные/Параметр</b>	Коэффициент выбросов метана при факельном сжигании ПНГ на ДНС-1				
Единица измерения	тСО <sub>2</sub> экв/тыс. м <sup>3</sup>				
Описание	Коэффициент выбросов метана нужен для расчета выбросов ПГ при факельном сжигании ПНГ на ДНС-1				
<u>Время детерминации/мониторинга</u>	Ежемесячно				
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	2011	2012
	0,400	0,397	0,404	-	-
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Коэффициент выбросов метана нужен для расчета выбросов ПГ при факельном сжигании ПНГ на ДНС-1				
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	-				
Другие комментарии	-				

<b>Данные/Параметр</b>	SFCgt
Единица измерения	м3/м3
Описание	Удельный расход топливного ПНГ на Вынгапуровской КС для компримирования ПНГ поставляемого в рамках проекта
<u>Время детерминации/мониторинга</u>	Ежегодно
Использованный источник	Техническая документация на Вынгапуровской КС.

данных ( или который будет использован)					
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	2008	2009	2010	2011	2012
	0,0662	0,0824	0,0786	-	-
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Требуется наблюдение за данным параметром, так как количество компримируемого газа влияет на величину удельного расхода топлива на КС. Данный параметр используется при расчёте потребления топлива на Вынгапуровской КС.				
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены) Другие комментарии	-				

Данные/Параметр	Химический состав ПНГ компримируемого на Вынгапуровской КС			
Единица измерения	%			
Описание	Необходим для расчета выбросов при факельном сжигании ПНГ			
Время детерминации/мониторинга	Ежемесячно			
Использованный источник данных ( или который будет использован)	Газовый хроматограф Кристаллюкс 4000М . Отчёт о составе газа, предоставляемый химико-аналитической лабораторией ООО «Ноябрьский ГПЗ»			
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)		2008	2009	2010
	Диоксид углерода, CO <sub>2</sub>	0,283%	0,215%	0,108%
	Метан, CH <sub>4</sub>	76,224%	76,441%	76,123%
	Этан, C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	7,768%	8,034%	8,198%
	Пропан, C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	8,235%	8,196%	8,453%
	и-бутан, C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,710%	1,673%	1,630%
	н-бутан, C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	2,430%	2,427%	2,470%
	нео-пентан C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,000%	0,000%	0,000%
	и-пентан, C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,538%	0,483%	0,468%
	н-пентан, C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,489%	0,429%	0,415%
	гексан, C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,378%	0,345%	0,326%
	гептан, C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,000%	0,000%	0,000%
	октан, C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0,000%	0,000%	0,000%
	нонан C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0,000%	0,000%	0,000%
	декан C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	0,000%	0,000%	0,000%
	у-декан C <sub>11</sub> H <sub>24</sub>	0,000%	0,000%	0,000%
сероводород, H <sub>2</sub> S	0,000%	0,000%	0,000%	
азот, N <sub>2</sub>	1,839%	0,000%	1,728%	
кислород, O <sub>2</sub>	0,113%	1,714%	0,090%	
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Значения химического состава за 2008-2010 гг. основаны на фактических данных. Значения на 2011-2012 основаны на среднегодовых значениях в период 2008-2010 годов.			
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые)	Прибор верифицируется и калибруется «Тюменским центром стандартизации, метрологии и сертификации»			



будут применены)	
Другие комментарии	-

Данные/Параметр	Егрос					
Единица измерения	%					
Описание	Доля потерь метана при подготовке и компримировании ПНГ на Вынгапуровской КС					
Время детерминации/мониторинга	Ежегодно					
Использованный источник данных ( или который будет использован)	Ежегодная техническая документация на Вынгапуровской КС					
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	2008	2009	2010	2011	2012	
	0,60%	1,41%	0,79%	-	-	
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Данный параметр необходим для расчёта утечек при процессинге на Вынгапуровской КС.					
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	Основаны на измерениях, выполняемых на КС. Все измерения выполняются приборами, которые калибруются и поверяются 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 Ярайнерского 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 Ярайнерского 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 «НОПППУ», 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	Объем высоконапорного ПНГ с 1-ой ступени сепарации на ДНС-1 Ярайнерского месторождения поставленного на факел и Вынгапурскую КС совместно	тыс. м3	Весь	ежемесячно	Ежемесячный баланс ПНГ	Бумажный	Отдел сбора и сдачи газа	5	Начальник управления	Начальник отдела
2	Объем высоконапорного ПНГ с 1-ой ступени сепарации на ДНС-1 Ярайнерского месторождения поставленного на факел	тыс. м3	Весь объем поставленного на факел	ежемесячно	Ежемесячный баланс ПНГ	Бумажный	Отдел сбора и сдачи газа	5	Начальник управления	Начальник отдела
3	Химический состав ПНГ на ДНС-1	%	Весь объем	ежемесячно	Протокол анализа газа	Бумажный	-	5	-	-

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
1	Объем высоконапорного ПНГ с 1-ой ступени сепарации на ДНС-1 Ярайнерского месторождения поставленного на факел и Вынгапурскую КС совместно	м3	СПГ-763	8339248	0,25	18.05.2007	09.07.2009	09.07.2011	Отдел главного метролога	Тюменский центр стандартизации метрологии и сертификации
2	Объем высоконапорного ПНГ с 1-ой ступени сепарации на ДНС-1 Ярайнерского месторождения поставленного на факел	м3	СПГ-763	-	0,25	-	-	-	Отдел главного метролога	Тюменский центр стандартизации метрологии и сертификации
3	Химический состав ПНГ на ДНС-1	% об	хроматограф КристалЛюкс-4000М"	740	не более 2 %	2008	23.05.2011	23.05.2012	главный метролог	ФБУ "Тюменский ЦСМ"

Данные о химическом составе ПНГ с ДНС-1 Ярайнерского месторождения получают от аккредитованной химико-аналитической лаборатории Вынгапуровской КС ООО «Ноябрьский газоперерабатывающий цех» ОАО Сибур-Холдинг.

## 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

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

## РАЗДЕЛ Г. Расчёт сокращений 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 базовой линии и мониторинга версии 02 (11 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 Ярайнского месторождения сжигалась на факельных установках, что приводило 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-1 Ярайнерского месторождения.

##### *Выбросы по проекту*

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) .

#### Утечки

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

Потребление ПНГ в виде топлива на Вынгапуровской КС для переработки проектного ПНГ и компримирования полученного СОГ в трубопровод вызывает значительные выбросы в энергосистеме (более 2000 тСО<sub>2</sub> в год) и поэтому они будут учитываться в расчёте сокращений.

##### *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>2</sup>.

<sup>2</sup> <http://gazprom.ru/interactive-reports/report2010/ru/>

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>3</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 выбросов CO<sub>2</sub> и CH<sub>4</sub> для определения выбросов при сжигании ПНГ являются переменными параметрами зависящими 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 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 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, определенный 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>4</sup> тCO<sub>2</sub>/МВтч**

Точки мониторинга и переменные параметры для мониторинга и

Точка мониторинга М1 - Объем ПНГ, выделенный на ДНС-1

Точка мониторинга М2 – Химический состав, выделенного ПНГ на ДНС-1

Точка мониторинга М3 - Объем ПНГ, который сжигается на факеле ДНС-1

<sup>3</sup> <http://www.indrpg.ru/nefteservis/2008/04/20007.html>

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

Точка мониторинга М4 - Удельный расход топлива на Вынгауровской КС для компримирования ПНГ, поступающего в рамках проектной деятельности  
 Точка мониторинга М5 - Химический состав ПНГ на Вынгауровской КС  
 Точки мониторинга для определения этих переменных представлены на следующем рисунке.

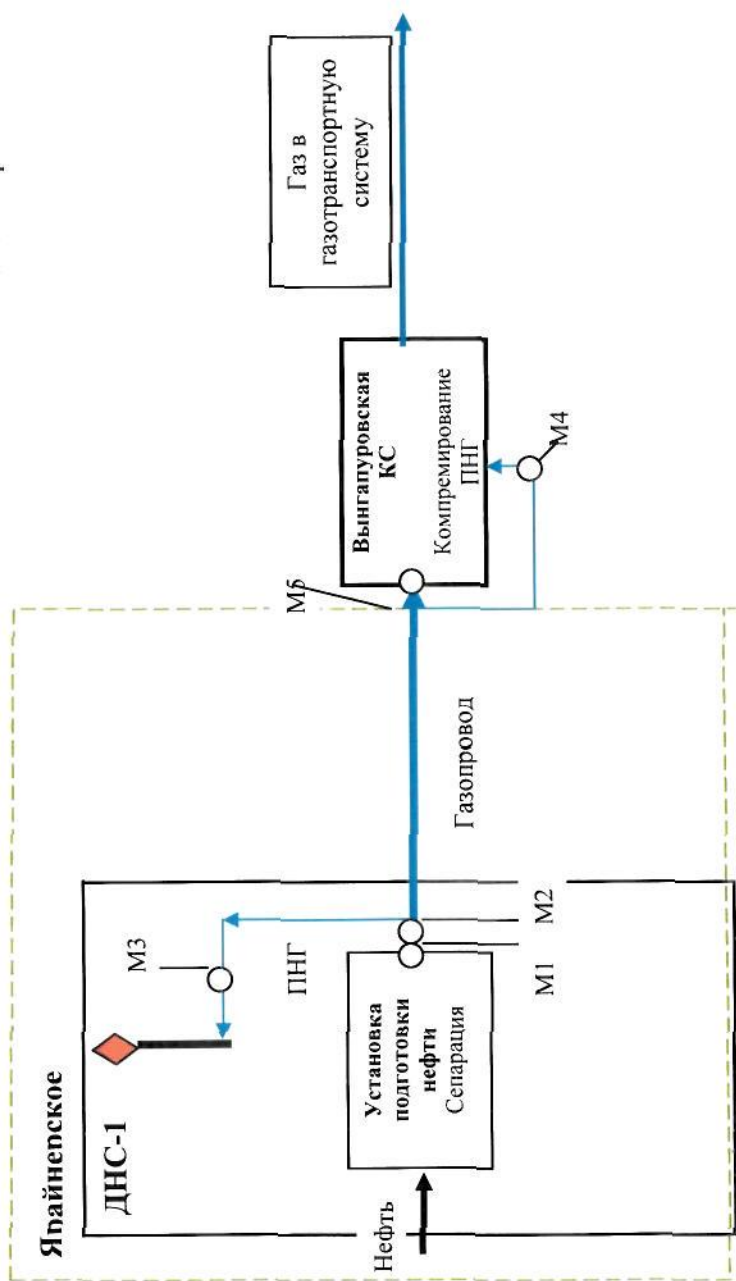






Рис Г.1.1. Точки мониторинга



*Условные обозначения*

	Точки мониторинга		Поток сырой нефти
	Факельное сжигание ПНГ		Поток ПНГ по новому трубопроводу
КС	Компрессорная станция		
ДНС	Дожимная насосная станция		

*Шаг 2. Применение выбранного подхода .*

См. следующий подраздел.

**Данные, которые должны собираться для наблюдения за выбросами от проекта.**

Данные, которые должны собираться для наблюдений за выбросами от проекта, и как эти данные будут архивироваться:								
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	Proportion of data to be monitored	Способ хранения (электронный/на бумажном носителе)	Комментарий
M2	Химический состав, выделенного ПНГ на ДНС-1	Газовый хроматограф Crystalux 4000M Color 800	% vol.	и	ежемесячно	100%	на бумаге	Анализ проводится химической лабораторией
M3	Объём ПНГ, который сжигается на факеле ДНС-1	Поточный газоизмеритель СРG - 763	тыс.м3	и	ежемесячно	100%	в электронном виде	
M1	Объём, выделенного ПНГ	Поточный газоизмеритель СРG - 763	тыс.м3	и	ежемесячно	100%	в электронном виде	

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

Выбросы парниковых газов по проекту от факельного сжигания ПНГ на ДНС-1 Ярайнерского нефтяного месторождения

$$PE = E_{tr} * FC_{ARG\_PJ} * 1000 * \sum c_{русч4} * r_{сч4} * GWP_{сч4} \quad (1)$$

PE – проектные эмиссии при транспортировке ПНГ, тCO2

FC<sub>ARG\_PJ</sub> – объём ПНГ, утилизируемый по проекту, т.е. транспортируемый на Вынгауровскую КС по новому газопроводу, тыс. м<sup>3</sup>

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

$\sum \text{сру}_{\text{CH}_4}$  – среднегодовое значение объёмной доли метана в ПНГ на ДНС-1 Ярайнерского месторождения (на основании протоколов газового анализа).  
 $\rho_{\text{CH}_4}$  – плотность метана  $\text{CH}_4$  при стандартных условиях 0.668 кг/м<sup>3</sup>  
 $\text{GWP}_{\text{CH}_4}$  – показатель глобального потепления для метана 21 тCO<sub>2</sub>/тCH<sub>4</sub>

$$\text{FC}_{\text{APG,PJ}} \approx \text{FC}_{\text{APG,AII}} - \text{FC}_{\text{APG,F}} (2)$$

$\text{FC}_{\text{APG,Flare,PJ}}$  – объём ПНГ, сжигаемый на факеле ДНС-1 в рамках проектной деятельности, тыс. м<sup>3</sup>;

$\text{FC}_{\text{APG,F}}$  - объём высоконапорного ПНГ с первой ступени сепарации ДНС-1 используемый в котельной месторождения, тыс. м<sup>3</sup>;

$\text{EF}_{\text{AV,CO}_2,\text{APG}}$  – среднегодовой коэффициент выбросов CO<sub>2</sub> при сжигании ПНГ на ДНС-1, рассчитанный с использованием ежемесячных данных по составу ПНГ (метан), тCO<sub>2</sub>/тыс. м<sup>3</sup>;

$\text{EF}_{\text{AV,CH}_4,\text{F}}$  – среднегодовой коэффициент выбросов CH<sub>4</sub> при сжигании ПНГ на ДНС-1, рассчитанный с использованием ежемесячных данных по составу ПНГ (метан), тCO<sub>2</sub>/тыс. м<sup>3</sup>.

Данные необходимые для определения исходных выбросов антропогенных выбросов парниковых газов по источникам в рамках границ проекта

Данные необходимые для определения исходных выбросов 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 перекрестных ссылок с D.2.)	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), подсчитанный (п), оцененный (о)	Частота проведения регистрационных записей	Proportion of data to be monitored	Способ хранения (электронный/на бумажном носителе)	Комментарий
M1	Объём ПНГ, выделенный на ДНС-1	Поточный газоизмеритель SPG - 763	тыс. м <sup>3</sup>	и	ежемесячно	100%	в электронном виде	
M2	Химический состав ПНГ на ДНС-1	Хроматограф Кристаллюкс 4000М Колор 800	% об.	и	ежемесячно	100%	в электронном виде	

МЗ	Объём ПНГ, сжигаемый на факеле ДНС-1	Поточный газозмеритель СРГ - 763	тыс. м <sup>3</sup>	и	ежемесячно	100%	в электронном виде

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

*Выбросы парниковых газов базовой линии от сжигания ПНГ на ДНС-1 Ярайнерского нефтяного месторождения*

$$BE = FC_{ARG,PJ} * (EF_{CO2,ARG} + EF_{CH4,F}) \quad (3)$$

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

FC<sub>ARG,PJ</sub> – ПНГ, утилизируемый в рамках проекта, т.е. транспортируемый на Вынгапуровскую КС по новому газопроводу, тыс. м<sup>3</sup>

$$FC_{ARG,PJ} = FC_{ARG,All} - FC_{ARG,F} \quad (4)$$

FC<sub>ARG,All</sub> – весь объём высоконапорного ПНГ, выделенный на первой ступени сепарации ДНС-1, тыс. м<sup>3</sup>

FC<sub>ARG,F</sub> – объём высоконапорного ПНГ, выделенный на первой ступени сепарации ДНС-1 сжигаемый на факеле, тыс. м<sup>3</sup>

EF<sub>av,CO2,ARG</sub> –ежегодный средний коэффициент выбросов CO<sub>2</sub> при сжигании ПНГ на ДНС-1, рассчитанный с использованием ежемесячных данных по составу ПНГ (метан), тCO<sub>2</sub>/тыс. м<sup>3</sup>;

EF<sub>av,CH4,F</sub> – ежегодный средний коэффициент выбросов CH<sub>4</sub> при сжигании ПНГ на ДНС-1, рассчитанный с использованием ежемесячных данных по составу ПНГ (метан), тCO<sub>2</sub>/тыс. м<sup>3</sup>.

$$EF_{av,CO2,ARG} = (y_{CO2} + (N_{CH4} * y_{CH4} + \sum_j N_{CO2j} * y_{CO2j})) * \rho_{CO2} * FE_f \quad (5)$$

y<sub>CO2</sub>, y<sub>CH4</sub> y<sub>CO2j</sub> – среднегодовые объёмные доли углерода, метана и летучих органических соединений (ЛОС) в ПНГ на ДНС-1 (источник информации – протокол газового анализа).

N<sub>CH4</sub>,  $\sum_j N_{CO2j}$  – количество молей углерода в моле метана и ЛОС соответственно ( $\sum_j N_{CO2j}$  где j дельный компонент ЛОС.)

ρCO<sub>2</sub> – плотность CO<sub>2</sub> при 20°С 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 CO2 эквивалент определяется следующим образом:

$$EF_{CH_4}, EF_{CO_2, CH_4} = U_{CH_4} * R_{CH_4} * (1 - FE) * GWP_{CH_4} \quad (6)$$

$U_{CH_4}$  – среднегодовая объёмная доля метана в ПНГ на ДНС-1 (источник информации – протокол газового анализа).

$R_{CH_4}$  – плотность метана CH<sub>4</sub> при стандартных условиях равен 0.668 кг/м<sup>3</sup>

FE – эффективность факельного сжигания ПНГ равна 0,965

GWP<sub>CH<sub>4</sub></sub> – показатель глобального потепления метана равен 21 тCO<sub>2</sub>/тCH<sub>4</sub>

#### Обращение с утечками в плане мониторинга

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	Proportion of data to be monitored	Способ хранения (электронный/на бумажном носителе)	Комментарий
M4	Удельный расход топлива для компримирования ПНГ	Данные технических отчётов Вынгатуровской КС	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	п	ежегодно	100%	на электронном носителе	Эта информация по запросу предоставляется с КС
M5	Химический состав ПНГ на	Данные технических	% vol.	и	ежемесячно	100%	на бумажном носителе	Анализ проводится химико-

	Вынгауров- Ской КС	отчётов Вынгауров- ской КС					аналитической лабораторией
--	-----------------------	----------------------------------	--	--	--	--	-------------------------------

**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:

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

Утечки, связанные с расходом топливного ПНГ в газовых турбинах на Вынгауровской КС при переработке проектного объема ПНГ:

$$L_{cs} = SFC_{GT} * FC_{APG,PJ} * EF_{CO_2,GT} \quad (9)$$

SE<sub>CARG</sub> – удельный расход потребляемой электроэнергии на кубический метр перекачиваемого газа (собственные нужды КС), кВтч/тыс.м<sup>3</sup> ..  
 Данный параметр предоставляется ежегодно по запросу с КС.

FC<sub>ARG,PJ</sub> - количество полезно утилизируемого ПНГ на ДНС-1 Ярайнерского месторождения месторождения месторождения (отправляемого по новому газопроводу на КС) по проекту, тыс м<sup>3</sup>

EF<sub>CO<sub>2</sub>,GT</sub>– коэффициент выбросов CO<sub>2</sub> при использовании ПНГ в газовых турбинах, тCO<sub>2</sub>/МВтч

$$EF_{CO_2,GT} = (y_{CO_2} + (N_{C_{CH_4}} * y_{CH_4} + N_{C_{VOC}} * y_{VOC})) * \rho_{CO_2} * FE_{GT} \quad (10)$$

y<sub>CO<sub>2</sub> NG</sub>, y<sub>CH<sub>4</sub> NG</sub>, y<sub>VOC NG</sub> – объёмная доля углерода, метана и ЛОС для природного газа при процессинге на Вынгауровской КС<sup>6</sup>;

<sup>6</sup> Стандартный параметр, предоставляемый ООО «Noyabrskiy ГПК», ОАО «Сибур Холдинг» для Вынгауровской КС. В 2009 году он составил 0.0824 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. В 2010- 0.0789 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

$N_{C_{CH_4}}, \sum j N_{C_{VO_2}}$  – количество молей углерода в моле метана и ЛОС соответственно ( $\sum j N_{C_{VO_2}}$  где  $j$  дельный компонент ЛОС.)

$\rho_{CO_2}$  – плотность  $CO_2$  при  $20^\circ C$  равно  $1.842 \text{ кг/м}^3$ .

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

Так как ПНГ, поступающий из различных месторождений смешивается на Вынгапуrowsкой КС, компонентный состав ПНГ для компримирования определяется на входе в коммерческий узел учёта. Этот параметр определяется ежемесячно и представляется по запросу из ООО «Ноябрьский ГКК».

Утечки, связанные с физическими потерями метана в процессе переработки проектного объема ПНГ на Вынгапуrowsкой КС:

$$L_{\text{проc}} = E_{\text{проc}} * F_{C_{\text{ARG}}_{\text{PJ}}} * 1000 * U_{\text{CH}_4} * \rho_{\text{CH}_4} * GWP_{\text{CH}_4} \quad (11)$$

$F_{C_{\text{ARG}}_{\text{PJ}}}$  - количество полезно утилизируемого ПНГ на ДНС-1 Ярайнерского месторождения месторождения по проекту, тыс  $\text{м}^3$

$E_{\text{проc}}$  – коэффициент потерь при переработке сырья на КС, %

$U_{\text{CH}_4}$  – среднегодовая объемная доля метана в ПНГ с ДНС-1 Ярайнерского месторождения, протокол исследования газа.

$\rho_{\text{CH}_4}$  – плотность метана  $\text{CH}_4$  при стандартных условиях, принимается равной  $0,668 \text{ кг/м}^3$

$GWP_{\text{CH}_4}$  – показатель глобального потепления для метана, принимается равным 21 т.  $\text{CO}_2/\text{т. CH}_4$

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

$$LE_{\text{вЛ}} = LE_{\text{NG,rec}} + LE_{\text{NG GT}} \quad (12)$$

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

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

*Выбросы при добыче природного газа*

$$LE_{\text{NG,rec}} = F_{C_{\text{ARG}}_{\text{PJ}}} * ENG_{\text{prod}} * GWP_{\text{CH}_4} \quad (13)$$

<sup>6</sup> Типичный состав природного газа: 91,9%  $\text{CH}_4$ , 0,58%  $\text{CO}_2$ , 0,68%  $\text{N}_2$  and 6,84% ЛОС). Источник информации: РСС 2006 Том 2. Глава 4, стр. 4.58, таблица 4.2.4.

$FC_{APG\_PJ}$  – объём ПНГ направляемый на Вынгапуровскую КС в рамках проекта, тыс. м<sup>3</sup>;  
 $EF_{NG\_prod}$  – коэффициент потерь природного газа при его добыче, представленный в годовом экологическом отчёте ОАО Газпром, %  
 $GWPC_{CH4}$  – показатель глобального потепления для метана, принимается равным 21 т.СО<sub>2</sub>/т.СН<sub>4</sub>

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

$$LE_{NG\_GT} = (SFC_{GT} * FC_{APG\_PJ} * EF_{CO2\_GT}) / I_{com} \quad (14)$$

$SFC_{GT}$  – удельный расход природного газа в современных газовых турбинах для компремирования и процессинга природного газа на УКПП, м<sup>3</sup> ПрГ сожжёный/ths.m<sup>3</sup> Пр.Г компримируемый:

$$SFC_{GT} = ((SEC_p * C) / \dot{\epsilon}_{modern\ GT}) / NCV_{NG} \quad (15)$$

$SEC_p$  – средний удельный расход электроэнергии на УКПП при компремировании/процессинге, кВтч/тыс. м<sup>3</sup>

$C$  – коэффициент перевода из кВтч в калории, 1кВтч=0,86\*10<sup>6</sup> кал

$\dot{\epsilon}_{modern\ GT}$  – эффективность современной газовой турбины, принятая равной 34% (это значение близко к эквивалентному тепловому КПД электрической системы Урала с коэффициентом эмиссии 0,606 тСО<sub>2</sub>/МВтч)

$NCV_{NG}$  – низшая теплотворная способность природного газа (в соответствии с ГОСТ 5542-87), ккал/м<sup>3</sup>

$EF_{CO2\_GT}$  – коэффициент выбросов СО<sub>2</sub> при сжигании природного газа в газовых турбинах на УКПП, тСО<sub>2</sub>/тыс. м<sup>3</sup>

$$EF_{CO2\_GT} = (Y_{CO2\_ng} + (N_{C_{CH4}} * Y_{C_{CH4}} + \sum N_{C_{VOC\_NG}} * Y_{VOC\_NG})) * P_{CO2} * FE_{GT} \quad (16)$$

$Y_{CO2\_NG}$ ,  $Y_{C_{CH4}}$ ,  $Y_{VOC\_NG}$  – объёмная доля углерода, метана и ЛОС для природного газа при процессинге на УКПП<sup>7</sup>;

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

$P_{CO2}$  – плотность СО<sub>2</sub> при 20°С равно 1.842 кг/м<sup>3</sup>.

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

$I_{com}$  – 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 7ата)

<sup>7</sup> Типичный состав природного газа: 91,9% СН<sub>4</sub>, 0,58% СО<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.



$$I_{com} = ((P_2 p/P1 \text{ ng})^{((1,31-1)/1,31)} - 1) / (((P_2 p/P1 \text{ arg})^{((1,31-1)/1,31)} - 1)) \quad (17)$$

1,31 – адиабата метана (CH4)

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

$P_1 \text{ ng}$  – среднее давление природного газа в газовых скважинах Уренгойского месторождения (50 ата в 2008 year)<sup>8</sup>

$P_1 \text{ arg}$  – average среднее давление сепарации ПНГ на первой ступени сепарации на всех ДНС-1 Ярайнерского месторождения (8 ата)<sup>9</sup>.

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

$$ER = BE - PE - LE \quad (18)$$

- ER** – сокращения выбросов CO<sub>2</sub>, вследствие реализации Проекта, т CO<sub>2</sub>
- BE** – выбросы CO<sub>2</sub> по исходным условиям, тCO<sub>2</sub>
- PE** – выбросы CO<sub>2</sub> в рамках проектной деятельности, тCO<sub>2</sub>
- LE** – утечки, тCO<sub>2</sub>

<sup>8</sup> <http://www.indpb.gov/neftheservis/2008/04/20007.html>. Table 1-Текущее устьеовое давление, ата

<sup>9</sup>Техническая документация по строительству проектного трубопровода и ДНС, ата

**Г.1.1.1 Значение данных необходимых для расчета сокращений выбросов ПГ за период 2008-2010**

$FC_{ARG,Flare,PJ}$  – ПНГ, утилизируемый в рамках проекта, т.е. транспортируемый на Вынгауровскую КС по новому газопроводу, тыс. м<sup>3</sup>

Параметр	Ед. из	2008	2009	2010	2011	2012
$FC_{ARG,PJ}$	тыс.м3	209744	141618	19350	-	-

$FC_{ARG,All}$  – весь объём высоконапорного ПНГ с первой ступени сепарации на ДНС-1, тыс. м3;

Параметр	Ед. из	2008	2009	2010	2011	2012
$FC_{ARG,All}$	тыс.м3	287563	245677	140887	-	-

$FC_{ARG,boiler\ house}$  - объём высоконапорного ПНГ с первой ступени сепарации на ДНС-1 используемый на котельной месторождения, тыс. м3;

Параметр	Ед. из	2008	2009	2010	2011	2012
$FC_{ARG,boiler\ house}$	тыс.м3	0	0	5000	-	-

$EF_{CO_2,Flare}$  – коэффициент выбросов CO<sub>2</sub> при факельном сжигании ПНГ на ДНС-1, тСО<sub>2</sub>/тыс.м<sup>3</sup>

Параметр	2008	2009	2010	2011	2012
$EF_{CO_2,Flare}$	2,38	2,46	2,38	-	-

$EF_{CH_4,Flare}$  – коэффициент выбросов CH<sub>4</sub> при факельном сжигании ПНГ на Ярайнерском месторождении, тСО<sub>2</sub>/тыс.м<sup>3</sup>

Параметр	2008	2009	2010	2011	2012
$EF_{CH_4,Flare}$	0,400	0,397	0,404	-	-

УСО<sub>2</sub>, УСН<sub>4</sub> УЛНОС – средняя объемная доля углерода, метана и ЛНОС в ПНГ с ДНС-1 объемные доли – фиксируемый параметр (протокол испытания газа)

	2008		2009	2010
Carbon dioxide, CO2	0.746%	Carbon dioxide, CO2	0.745%	1.089%
methane, CH4	81.480%	methane, CH4	80.954%	82.351%
ethane, C2H6	6.147%	ethane, C2H6	5.869%	4.264%
propane, C3H8	5.105%	propane, C3H8	5.071%	4.246%
i-butane, C4H10	1.512%	i-butane, C4H10	1.518%	1.903%
n-butane, C4H10	2.060%	n-butane, C4H10	1.950%	1.537%
neo-pentane C5H12	0.002%	neo-pentane C5H12	0.000%	0.000%
i-pentane, C5H12	0.674%	i-pentane, C5H12	0.716%	0.866%
n-pentane, C5H12	0.678%	n-pentane, C5H12	0.856%	1.162%
hexane, C6H14	0.542%	hexane, C6H14	1.348%	0.860%
heptane, C7H16	0.000%	heptane, C7H16	0.000%	0.000%
octane, C8H18	0.000%	octane, C8H18	0.000%	0.000%
Nonane C9H20	0.000%	Nonane C9H20	0.000%	0.000%
Decan C10H22	0.000%	Decan C10H22	0.000%	0.000%
u-decan C11H24	0.000%	u-decan C11H24	0.000%	0.000%
hydrogen sulfide, H2S	0.000%	Hydrogen H2	0.000%	0.000%
nitrogen, N2	0.955%	hydrogen sulfide, H2S	0.000%	1.585%
oxygen, O2	0.008%	nitrogen, N2	0.897%	0.009%
		oxygen, O2	0.028%	

**Г.1.2 Значение данных необходимых для расчета утечек за период 2008-2010**

SFC<sub>GT</sub> – удельный расход топлива (ПНГ), для компримирования ПНГ, поступающего на КС в рамках проектной деятельности, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Параметр	2008	2009	2010	2011	2012
SFC <sub>GT</sub>	0,0824	0,0824	0,0789	-	-

E<sub>proc</sub> – коэффициент утечек при компримировании и подготовке ПНГ поступающего на КС в рамках проектной деятельности, %.

Параметр	2008	2009	2010	2011	2012
E <sub>proc</sub>	0.6	1.41	0.79	-	-

$E_{tr}$  – коэффициент МГЭИК для газотранспортных операций (значение эмиссии при транспорте природного газа принимаемое по умолчанию и представленное в Руководстве МГЭИК по проведению национальных инвентаризаций парниковых газов, том 2, глава 4, таблица 4.2.5.)

Параметр	2008	2009	2010	2011	2012
$E_{tr}$	0.0011	0.0011	0.0011	-	-

$EF_{CO_2,cs}$  – коэффициент выбросов  $CO_2$  при сжигании ПНГ в ГТУ Вынгапуровской КС,  $tCO_2/тыс.м^3$

Параметр	2008	2009	2010	2011	2012
$EF_{CO_2,cs}$	2,574	2,567	2,574	-	-

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

Параметр	2008	2009	2010	2011	2012
$EF_{NG prod}$	0,00070	0,00052	0,00029	0,00052	0,00029

$SEC_p$  средний удельный расход электроэнергии на УКПГ при компримировании/процессинге, кВтч/тыс. м<sup>3</sup>

Параметр	2008	2009	2010	2011	2012
$SEC_p$	473	473	473	473	473

$U_{CH_4}$  Улнос – средняя объемная доля углерода, метана и ЛНОС в ПНГ на Вынгапуровской КС, объемные доли – фиксируемый параметр (протокол испытания газа)

	2008	2009	2010
Carbon dioxide, CO <sub>2</sub>	0.283%	0.215%	0.108%
methane, CH <sub>4</sub>	76.224%	76.441%	76.123%
ethane, C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	7.768%	8.034%	8.198%
propane, C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	8.235%	8.196%	8.453%
i-butane, C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1.710%	1.673%	1.630%
n-butane, C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	2.430%	2.427%	2.470%
neo-pentane C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.000%	0.000%	0.000%

i-pentane, C5H12	0.538%	i-pentane, C5H12	0.483%	i-pentane, C5H12	0.468%
n-pentane, C5H12	0.489%	n-pentane, C5H12	0.429%	n-pentane, C5H12	0.415%
hexane, C6H14	0.378%	hexane, C6H14	0.345%	hexane, C6H14	0.326%
heptane, C7H16	0.000%	heptane, C7H16	0.000%	heptane, C7H16	0.000%
octane, C8H18	0.000%	octane, C8H18	0.000%	octane, C8H18	0.000%
Nonane C9H20	0.000%	Nonane C9H20	0.000%	Nonane C9H20	0.000%
Decan C10H22	0.000%	Decan C10H22	0.000%	Decan C10H22	0.000%
u-decan C11H24	0.000%	u-decan C11H24	0.000%	u-decan C11H24	0.000%
hydrogen sulfide, H2S	0.000%	Hydrogen H2	0.000%	hydrogen sulfide, H2S	0.000%
nitrogen, N2	1.839%	hydrogen sulfide, H2S	0.000%	nitrogen, N2	1.728%
oxygen, O2	0.113%	nitrogen, N2	1.714%	oxygen, O2	0.090%
		oxygen, O2	0.069%		

объёмная доля углерода, метана и ЛОС для природного газа при процессинге на УКП<sup>10</sup>

	2008-2010
Carbon dioxide, CO2	0.580%
methane, CH4	91,900%
ethane, C2H6	1,278%
пропане, 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%

<sup>10</sup> Типичный состав природного газа: 91,9% CH4, 0.58% CO2, 0.68% N2 and 6.84% ЛОС. Источник информации: ИРСС 2006 ТОМ 2, Глава 4, стр. 4.58, таблица. 4.2.4.

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

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

Г.4 Расчет сокращений выбросов за период 2008-2010 гг.

Баланс ПНГ Ярайнерского месторождения на период 2008-2012 гг.

МЕСТОРОЖДЕНИЕ:	2008	2009	2010
<b>ЯРАЙНЕРСКОЕ</b>			
/доб. нефти, тыс.т.	623,6	384,5	276,3
/добыча газа, млн.м <sup>3</sup>	287,6	245,7	140,9
/% утилизации газа	74,1	58,9	14,5
/использование газа, млн.м <sup>3</sup>	213,1	144,7	20,4
<b>Сжигание на факелах, млн.м<sup>3</sup></b>	74,5	101,0	120,5
/потери, млн.м <sup>3</sup>	2,987	2,754	1,579
/расход собств. нужды, млн.м <sup>3</sup>	0,000	0,000	0,500
/поставка сторон, млн.м <sup>3</sup>	0,234	0,284	0,304
/поставка НГПК, млн.м <sup>3</sup>	209,744	141,618	19,350

Расчет проектных выбросов за 2008-2012 от физических потерь метана при транспортировке ПНГ на Вынгауровскую КС по новому газопроводу в рамках проекта.

Параметр	Индекс	Ед. Изм.	2008	2009	2010	2011	2012
коэффициент МГЭИК для газотранспортных операций СН4	Etr	%	0,0011	0,0011	0,0011	-	-

ПНГ утилизированный в проекте	FC <sub>APG,PJ</sub>	тыс.м <sup>3</sup>	209744	141618	19350	-	-
Потенциал глобального потепления метана	GWP <sub>CH4</sub>	тCO <sub>2</sub> /тCH <sub>4</sub>	21	21	21	-	-
Проектные выбросы при транспортировке ПНГ на КС	PE	тCO <sub>2</sub>	3948	2648	368	-	-

Выбросы парниковых газов по базовой линии от сжигания ПНГ на ДНС-1 Ярайнерского нефтяного месторождения за 2008-2012:

Параметр	Индекс	Ед.из	2008	2009	2010	2011	2012
Объем ПНГ утилизируемого в рамках проекта, т.е. транспортируемого на Вынгауровскую КС по новому газопроводу	FC APG PJ	тыс.м <sup>3</sup>	209744	141618	19350	-	-
Фактор выбросов CO <sub>2</sub>	EF CO <sub>2,F</sub>	тCO <sub>2</sub> / тыс.м <sup>3</sup>	2,38	2,46	2,38	-	-
Выбросы CO <sub>2</sub> от сжигания ПНГ на ДНС-1	ER CO <sub>2,F</sub>	тCO <sub>2</sub>	500095	348564	46008	-	-

Параметр	Индекс	Ед.из	2008	2009	2010	2011	2012
Объем ПНГ утилизируемого в рамках проекта, т.е. транспортируемого на Вынгауровскую КС по новому газопроводу	FC APG all	тыс.м <sup>3</sup>	209744	141618	19350	-	-
Фактор выбросов CH <sub>4</sub> (в тоннах CO <sub>2</sub> )	EF <sub>CH4,F</sub>	тCO <sub>2</sub> / тыс.м <sup>3</sup>	0,400	0,397	0,404	-	-

Выбросы CH <sub>4</sub> (в тоннах CO <sub>2</sub> ) от недожога при факельном сжигании ПНГ на ДНС-1	ER CH <sub>4</sub> ,F	tCO <sub>2</sub>	83908	56289	7824	-	-
Общие выбросы базовой линии	ER'	tCO <sub>2</sub>	584003	404853	53832	-	-

#### Утечки

*Источники выбросов за границами проекта связанные с проектной деятельностью*

Проект предусматривает увеличение потребления энергии на Вынгапууровской КС, в результате компримирования и переработки ПНГ в рамках проекта, поэтому утечки от использования ПНГ для выработки энергии так же будут увеличены.

Проект предусматривает увеличение потребление ПНГ для компримирования и переработки на Вынгапууровской КС для поставки дополнительных объемов ПНГ в рамках проекта, поэтому выбросы CH<sub>4</sub> (утечки) во время компримирования и переработки ПНГ так же будут увеличены.

Утечки за пределами границ проекта, связанные с сжатием (переработкой) ПНГ на Вынгапууровской КС, были рассчитаны на основе удельного расхода топлива на один кубический метр перекаченного газа и утилизированного объема ПНГ в рамках проекта, а так же фактор выбросов CO<sub>2</sub> при сжигании ПНГ, представленное в Руководстве МГЭИК 2006 по проведению национальных инвентаризаций парниковых газов (глава 4.2. Летучие выбросы от нефти и природного газа).

Удельный расход топлива на один метр кубический газа при компримировании на Вынгапууровской КС, предоставлен ООО «Ноябрьский ГПЗ», ОАО «Сибур Холдинг» для Вынгапууровской КС. В 2009 году, коэффициент скорости потока газа к объему перекачиваемого ПНГ составил 0,0842 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, в 2010 году – 0,0789 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

*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, %.



Выбросы в результате сжигания природного газа в турбинах на газоочистных сооружениях рассчитывается от удельного расхода топлива (природного газа) в современных газовых турбинах для компримирования и переработки природного газа поставляемого на очистных станциях, в м<sup>3</sup> сжигаемого природного газа требуемого для компримирования 1 м<sup>3</sup> природного газа.

Источники выбросов за пределами границ проекта связаны с деятельностью по проекту.

**Выбросы парниковых газов за рамками проекта (утечки) от сжигания ПНГ в газовых турбинах на Вынгапуровской КС для компримирования ПНГ и физических потерь метана при компримировании и подготовке проектного объема ПНГ:**

Параметр	Индекс	Ед.из	2008	2009	2010	2011	2012
Удельный расход ПНГ на перекачку газа на Вынгапуровской КС	SFCgt	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	0,0662	0,0824	0,0786	-	-
Объем ПНГ используемого в проекте	FCcs p arg	тыс.м <sup>3</sup>	209744	141618	19350	-	-
Фактор выбросов CO <sub>2</sub>	EF CO <sub>2</sub> cs, ARG	тCO <sub>2</sub> / тыс.м <sup>3</sup>	2,592	2,585	2,593	-	-
Выбросы от сжигания ПНГ на прокачку газа на Вынгапуровской КС	Ics	тCO <sub>2</sub>	35989	30166	3943	-	-

Параметр	Индекс	Ед.из	2008	2009	2010	2011	2012
----------	--------	-------	------	------	------	------	------

Объем ПНГ поставляемого на Вынгауровскую КС	FCcs p arg	тыс.м3	209744	141618	19350	-	-
% утечек	Egross	%	0,60%	1,41%	0,79%	-	-
Выбросы от процессинговых операций и компримирования на Вынгауровской КС	Lproc	тCO2e	13436	21380	1630	-	-

Общие утечки	L	тCO2e	49425	51546	5573	-	-
--------------	---	-------	-------	-------	------	---	---

#### Выбросы за рамками проекта связанные с базовой линией поступают из следующих источников

Расчет выбросов связанных с переработкой природного газа на газовых месторождениях в период 2008-2012

Параметр	Индекс	Ед.из	2008	2009	2010	2011	2012
Объем ПНГ по проекту транспортируемого на КС из Ярайнерского месторождения	FCarg PJ	тыс.м3	209744	141618	19350	-	-
Коэффициент потерь Газпрома при переработке газа	%	-	0,00070	0,00052	0,00029	-	-
Потенциал глобального потепления метана	GWP <sub>CH4</sub>	тCO <sub>2</sub> /тCH <sub>4</sub>	21	21	21	-	-
<b>Выбросы CO2 связанные с добычей газа Газпромом</b>	<b>LE<sub>NG,rec</sub></b>	<b>тCO2</b>	<b>3076</b>	<b>1535</b>	<b>120</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Расчет выбросов связанных с потреблением природного газа на газовых турбинах на перерабатывающей станции в период 2008-2012

Параметр	Индекс	Ед.из	2008	2009	2010	2011
Удельный расход газа на перерабатывающих станциях Газпрома, связанный с переработкой и копирмированием 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 Вынгапуровскую КС по проекту	тыс.м3	209744	141618	19350	-	-
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>	<b>9163</b>	<b>6187</b>	<b>845</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Общий объем выбросов за пределами границ проекта связанные с базовой линией 2008-2012

Параметр	Индекс	Ед.из	2008	2009	2010	2011
Утечки от добычи природного газа на месторождении	тCO2э	3076	1535	120	-	-
Утечки от сжигания природного газа на газовых турбинах станций переработки	тCO2	9163	6187	845	-	-

Общий объем выбросов за пределами границ проекта связанные с базовой линией	tCO <sub>2</sub> e	12239	7722	965	-	-
---	--------------------	-------	------	-----	---	---

**Г.5 Итого сокращения выбросов в результате реализации проекта 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	3948	37186	584003	542869
2009	2648	43824	404853	358381
2010	368	4608	53832	48855
Всего (тонн CO <sub>2</sub> , экв.)	6964	85618	1042687	950105

Данные для расчетов выбросов по проекту и базовой линии:

Данные для расчетов коэффициентов выбросов при сжигании ПНГ на факеле ДНС-1 за период 2008-2010

Реальные данные за 2008	Декабрь 2008	Ноябрь 2008	Октябрь 2008	Сентябрь 2008	Август 2008	Июль 2008	Июнь 2008	Май 2008	Апрель 2008	Март 2008	Февраль 2008	Январь 2008	Среднее
Диоксид углерода, CO2	0,680%	0,920%	1,020%	0,650%	0,670%	0,690%	0,670%	0,680%	0,737%	0,770%	0,702%	0,758%	0,746%
Метан, CH4	78,450%	82,120%	84,399%	81,020%	81,470%	81,640%	82,640%	80,570%	80,700%	80,609%	82,090%	82,051%	81,480%
этан, C2H6	7,330%	6,120%	4,050%	6,990%	6,040%	6,070%	5,400%	6,740%	7,010%	6,780%	6,010%	5,220%	6,147%
Пропан, C3H8	6,270%	4,230%	3,760%	5,000%	5,340%	5,360%	5,030%	5,161%	5,730%	5,600%	5,220%	4,560%	5,105%
изо-бутан C4H10	1,620%	1,460%	1,520%	1,640%	1,510%	1,520%	1,510%	1,510%	1,380%	1,488%	1,360%	1,620%	1,512%
Н-бутан, C4H10	2,380%	1,850%	1,950%	2,040%	2,040%	2,050%	1,970%	2,110%	1,880%	2,116%	1,860%	2,470%	2,060%
нео-пентан C5H12	0,002%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,018%	0,000%	0,000%	0,002%
изо-пентан, C5H12	1,030%	0,420%	0,370%	0,690%	0,790%	0,750%	0,690%	0,680%	0,670%	0,622%	0,650%	0,730%	0,674%
н-пентан, C5H12	0,840%	0,910%	0,960%	0,510%	0,590%	0,570%	0,530%	0,720%	0,530%	0,659%	0,507%	0,810%	0,678%
гексан, C6H14	0,520%	0,990%	0,820%	0,420%	0,499%	0,310%	0,430%	0,730%	0,430%	0,509%	0,660%	0,180%	0,542%
гептан, C7H16	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
октан, C8H18	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
нонан C9H20	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
декан C10H22	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
у-декан C11H24	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
сероводород, H2S	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
азот, N2	0,810%	0,930%	1,080%	1,000%	1,000%	1,000%	1,070%	1,010%	0,883%	0,868%	0,890%	0,916%	0,955%
кислород, O2	0,005%	0,006%	0,008%	0,007%	0,007%	0,008%	0,007%	0,006%	0,009%	0,006%	0,009%	0,013%	0,008%

Реальные данные за 2009	Декабрь 2009	Ноябрь 2009	Октябрь 2009	Сентябрь 2009	Август 2009	Июль 2009	Июнь 2009	Май 2009	Апрель 2009	Март 2009	Февраль 2009	Январь 2009	Среднее
Диоксид углерода, CO2	0,590%	1,100%	0,740%	0,910%	0,790%	0,720%	0,650%	0,812%	0,490%	0,700%	0,702%	0,730%	0,745%
Метан, CH4	83,700%	82,010%	79,440%	82,140%	81,110%	80,950%	81,600%	80,750%	81,370%	76,710%	80,790%	80,880%	80,954%
этан, C2H6	5,440%	4,550%	6,860%	4,880%	5,220%	5,440%	5,220%	6,600%	5,350%	6,970%	6,970%	6,930%	5,869%
Пропан, C3H8	4,070%	4,330%	6,100%	4,540%	5,000%	5,110%	4,910%	5,360%	4,700%	5,890%	5,000%	5,840%	5,071%
изо-бутан C4H10	1,290%	1,750%	1,430%	1,430%	1,650%	1,420%	1,550%	1,450%	1,830%	1,810%	1,370%	1,230%	1,518%
Н-бутан, C4H10	1,605%	1,660%	1,810%	1,880%	2,010%	2,100%	2,000%	2,190%	1,990%	2,750%	1,820%	1,590%	1,950%
нео-пентан C5H12	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%

изо-пентан, C5H12	0,660%	0,420%	0,705%	0,620%	0,740%	0,770%	0,690%	0,630%	0,660%	1,470%	0,580%	0,650%	0,716%
н-пентан, C5H12	0,610%	0,830%	0,606%	0,990%	1,000%	1,220%	0,900%	0,680%	0,89%	1,340%	0,710%	0,530%	0,856%
гексан, C6H14	1,210%	1,950%	1,390%	1,320%	1,540%	1,420%	1,660%	0,530%	1,880%	1,370%	1,170%	0,730%	1,348%
гептан, C7H16	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
октан, C8H18	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
нонан C9H20	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
декан C10H22	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
у-декан C11H24	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
водород, H2	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
сероводород, H2S	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
азот, N2	0,670%	1,350%	0,830%	1,240%	0,910%	0,820%	0,790%	0,950%	0,690%	0,840%	0,820%	0,850%	0,897%
кислород, O2	0,110%	0,009%	0,040%	0,008%	0,006%	0,015%	0,009%	0,008%	0,100%	0,005%	0,020%	0,005%	0,028%
Реальные данные за 2010	Декабрь 2010	Ноябрь 2010	Октябрь 2010	Сентябрь 2010	Август 2010	Июль 2010	Июнь 2010	Май 2010	Апрель 2010	Март 2010	Февраль 2010	Январь 2010	Среднее
Диоксид углерода, CO2	0,790%	1,550%	0,990%	0,940%	0,990%	0,517%	1,220%	1,440%	1,060%	1,010%	1,330%	1,23%	1,089%
Метан, CH4	86,210%	79,000%	87,170%	87,160%	81,210%	76,660%	79,000%	80,220%	85,580%	85,050%	79,510%	81,44%	82,351%
этан, C2H6	3,360%	4,220%	3,130%	2,910%	3,440%	7,778%	4,550%	4,220%	3,210%	3,050%	5,990%	5,31%	4,264%
Пропан, C3H8	3,270%	4,880%	2,810%	2,690%	4,110%	6,280%	4,990%	5,110%	3,980%	2,960%	5,220%	4,65%	4,246%
изо-бутанC4H10	1,544%	1,880%	1,092%	1,410%	3,220%	1,944%	2,440%	1,990%	1,610%	1,720%	2,000%	1,98%	1,903%
Н-бутан, C4H10	1,460%	1,770%	1,290%	1,330%	1,220%	3,100%	0,960%	1,100%	1,620%	1,930%	1,220%	1,44%	1,537%
нео-пентан C5H12	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,00%	0,000%
изо-пентан, C5H12	0,700%	1,220%	0,000%	0,630%	1,440%	0,987%	1,340%	0,990%	0,680%	0,980%	0,880%	0,55%	0,866%
н-пентан, C5H12	0,610%	1,990%	0,670%	0,640%	1,550%	1,070%	2,440%	1,660%	0,580%	0,990%	0,990%	0,75%	1,162%
гексан, C6H14	0,630%	1,000%	0,630%	1,010%	0,770%	0,730%	0,890%	1,220%	0,460%	1,150%	0,880%	0,95%	0,860%
гептан, C7H16	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,00%	0,000%
октан, C8H18	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,00%	0,000%
нонан C9H20	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,00%	0,000%
декан C10H22	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,00%	0,000%
у-декан C11H24	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,00%	0,000%
сероводород, H2S	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,00%	0,000%
азот, N2	1,370%	2,440%	1,180%	1,220%	1,990%	0,904%	2,110%	1,990%	1,150%	1,090%	1,930%	1,64%	1,585%
кислород, O2	0,010%	0,007%	0,009%	0,009%	0,010%	0,005%	0,006%	0,012%	0,011%	0,008%	0,007%	0,01%	0,009%

**Данные для расчетов коэффициентов выбросов при сжигании ПНГ на Вынгапуrowsкой КС за период 2008-2010**

Реальные данные за 2008	Декабрь 2008	Ноябрь 2008	Октябрь 2008	Сентябрь 2008	Август 2008	Июль 2008	Июнь 2008	Май 2008	Апрель 2008	Март 2008	Февраль 2008	Январь 2008	Среднее
Диоксид углерода, CO2	0,360%	0,390%	0,310%	0,260%	0,280%	0,320%	0,350%	0,250%	0,230%	0,240%	0,200%	0,200%	0,283%
Метан, CH4	76,430%	76,550%	76,770%	76,450%	75,420%	75,980%	75,720%	75,650%	76,030%	75,780%	76,590%	77,320%	76,224%
этан, C2H6	7,840%	7,880%	7,910%	7,620%	7,760%	7,950%	7,990%	8,050%	7,870%	7,870%	7,260%	7,220%	7,768%
Пропан, C3H8	8,010%	7,760%	7,620%	7,700%	8,390%	8,160%	8,320%	8,520%	8,790%	8,760%	8,540%	8,250%	8,235%
изо-бутан C4H10	1,560%	1,530%	1,580%	1,670%	1,770%	1,770%	1,780%	1,770%	1,780%	1,840%	1,760%	1,710%	1,710%
Н-бутан, C4H10	2,220%	2,200%	2,240%	2,410%	2,590%	2,600%	2,540%	2,490%	2,510%	2,570%	2,440%	2,350%	2,430%
нео-пентан C5H12	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
изо-пентан, C5H12	0,510%	0,510%	0,550%	0,590%	0,630%	0,610%	0,540%	0,500%	0,520%	0,530%	0,500%	0,460%	0,538%
н-пентан, C5H12	0,450%	0,470%	0,490%	0,540%	0,590%	0,580%	0,480%	0,440%	0,470%	0,480%	0,460%	0,420%	0,489%
гексан, C6H14	0,340%	0,380%	0,450%	0,480%	0,490%	0,460%	0,390%	0,360%	0,350%	0,280%	0,280%	0,280%	0,378%
гептан, C7H16	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
октан, C8H18	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
нонан C9H20	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
декан C10H22	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
у-декан C11H24	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
сероводород, H2S	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
азот, N2	2,160%	2,200%	1,990%	2,180%	1,960%	1,520%	1,780%	1,790%	1,360%	1,710%	1,790%	1,630%	1,839%
кислород, O2	0,110%	0,130%	0,090%	0,100%	0,120%	0,050%	0,110%	0,080%	0,090%	0,140%	0,180%	0,160%	0,113%

Реальные данные за 2009	Декабрь 2009	Ноябрь 2009	Октябрь 2009	Сентябрь 2009	Август 2009	Июль 2009	Июнь 2009	Май 2009	Апрель 2009	Март 2009	Февраль 2009	Январь 2009	Среднее
Диоксид углерода, CO2	0,100%	0,070%	0,090%	0,130%	0,310%	0,060%	0,210%	0,230%	0,290%	0,340%	0,380%	0,370%	0,215%
Метан, CH4	76,730%	76,670%	75,680%	76,360%	77,100%	75,440%	76,110%	76,420%	76,970%	76,530%	76,810%	76,470%	76,441%
этан, C2H6	8,120%	8,120%	8,150%	8,040%	7,850%	8,180%	8,100%	7,960%	7,860%	7,970%	8,120%	7,940%	8,034%
Пропан, C3H8	8,200%	7,960%	8,500%	8,130%	7,770%	9,220%	8,290%	8,140%	7,960%	8,110%	8,070%	8,000%	8,196%
изо-бутан C4H10	1,620%	1,650%	1,730%	1,700%	1,690%	1,940%	1,680%	1,660%	1,590%	1,620%	1,540%	1,660%	1,673%
Н-бутан, C4H10	2,370%	2,400%	2,560%	2,560%	2,400%	2,830%	2,460%	2,440%	2,310%	2,360%	2,190%	2,240%	2,427%
нео-пентан C5H12	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%

изо-пентан, С5Н12	0,410%	0,410%	0,410%	0,480%	0,510%	0,520%	0,510%	0,510%	0,520%	0,520%	0,510%	0,510%	0,520%	0,520%	0,510%	0,430%	0,460%	0,483%
н-пентан, С5Н12	0,360%	0,350%	0,430%	0,430%	0,460%	0,460%	0,450%	0,450%	0,460%	0,470%	0,450%	0,450%	0,490%	0,490%	0,460%	0,370%	0,400%	0,429%
гексан, С6Н14	0,210%	0,270%	0,350%	0,370%	0,400%	0,400%	0,320%	0,410%	0,420%	0,410%	0,410%	0,410%	0,420%	0,370%	0,280%	0,330%	0,345%	
гептан, С7Н16	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
октан, С8Н18	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
нонан С9Н20	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
декан С10Н22	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
у-декан С11Н24	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
водород, Н2	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
сероводород, Н2S	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
азот, N2	1,820%	1,980%	1,930%	1,680%	1,460%	1,460%	1,240%	1,720%	1,540%	1,700%	1,720%	1,730%	1,650%	1,730%	2,120%	1,730%	2,120%	1,714%
кислород, O2	0,060%	0,120%	0,100%	0,060%	0,040%	0,040%	0,010%	0,060%	0,050%	0,060%	0,060%	0,080%	0,080%	0,080%	0,110%	0,080%	0,110%	0,069%

Реальные данные за 2010	Декабрь 2010	Ноябрь 2010	Октябрь 2010	Сентябрь 2010	Август 2010	Июль 2010	Июнь 2010	Май 2010	Апрель 2010	Март 2010	Февраль 2010	Январь 2010	Среднее
Диоксид углерода, CO2	0,150%	0,120%	0,110%	0,120%	0,130%	0,090%	0,090%	0,090%	0,100%	0,090%	0,100%	0,110%	0,108%
Метан, СН4	76,600%	76,200%	76,010%	75,680%	75,040%	75,570%	75,770%	76,280%	76,650%	77,050%	77,060%	75,560%	76,123%
этан, С2Н6	8,190%	8,160%	8,000%	8,030%	8,190%	8,200%	8,280%	8,410%	8,230%	8,160%	8,260%	8,260%	8,198%
Пропан, С3Н8	8,410%	8,660%	8,530%	8,500%	8,910%	8,390%	8,370%	8,320%	8,140%	8,220%	8,290%	8,690%	8,453%
изо-бутанС4Н10	1,580%	1,610%	1,660%	1,620%	1,760%	1,760%	1,710%	1,630%	1,570%	1,490%	1,430%	1,740%	1,630%
Н-бутан, С4Н10	2,400%	2,340%	2,450%	2,500%	2,710%	2,750%	2,620%	2,470%	2,380%	2,220%	2,170%	2,630%	2,470%
нео-пентан С5Н12	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
изо-пентан, С5Н12	0,420%	0,450%	0,510%	0,520%	0,540%	0,640%	0,490%	0,440%	0,430%	0,380%	0,350%	0,450%	0,468%
н-пентан, С5Н12	0,360%	0,410%	0,470%	0,490%	0,500%	0,500%	0,440%	0,390%	0,390%	0,340%	0,300%	0,390%	0,415%
гексан, С6Н14	0,270%	0,330%	0,430%	0,450%	0,410%	0,390%	0,350%	0,330%	0,330%	0,280%	0,130%	0,210%	0,326%
гептан, С7Н16	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
октан, С8Н18	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
нонан С9Н20	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
декан С10Н22	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
у-декан С11Н24	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
сероводород, Н2S	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
азот, N2	1,550%	1,650%	1,740%	1,950%	1,690%	1,710%	1,780%	1,590%	1,700%	1,700%	1,820%	1,860%	1,728%
кислород, O2	0,070%	0,070%	0,090%	0,140%	0,120%	0,100%	0,100%	0,050%	0,080%	0,070%	0,090%	0,100%	0,090%



Расчет коэффициентов выбросов при факельном сжигании ПНГ на ДНС-1 Ярайнерского месторождения за период 2008-2010: 2008

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> )
Ед. из	уСН <sub>4</sub> %	ρСН <sub>4</sub> kg/m <sup>3</sup>	(1-FE) -	GWP СН <sub>4</sub> tCO <sub>2</sub> /tСН <sub>4</sub>	EF СН <sub>4</sub> ,f tCO <sub>2</sub>
Показания	81,48%	0,668	0,035	21	0,400
Показатель	Объемная доля компонента, V <sub>i</sub>	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода ρCO <sub>2</sub>	Эффективность сжигания ПНГ на факеле	Фактор эмиссии CO <sub>2</sub> при сжигании ПНГ на факеле
	y <sub>i</sub> %	N <sub>c</sub>	ρCO <sub>2</sub> kg/m <sup>3</sup>	FE f -	EF CO <sub>2</sub> ,f tCO <sub>2</sub> /ths. m <sup>3</sup>
Диоксид углерода, CO <sub>2</sub>	0,746%	1	1,842	0,965	0,013
Метан, СН <sub>4</sub>	81,480%	1	1,842	0,965	1,448
этан, С <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	6,147%	2	1,842	0,965	0,219
Пропан, С <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	5,105%	3	1,842	0,965	0,272
изо-бутанС <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,512%	4	1,842	0,965	0,107
Н-бутан, С <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	2,060%	4	1,842	0,965	0,146
изо-пентан С <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,002%	4	1,842	0,965	0,000
н-пентан, С <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,674%	5	1,842	0,965	0,060
н-пентан, С <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,678%	5	1,842	0,965	0,060
гексан, С <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,542%	6	1,842	0,965	0,058
гептан, С <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,000%	7	1,842	0,965	0,000
октан, С <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0,000%	8	1,842	0,965	0,000
нонан С <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0,000%	8	1,842	0,965	0,000

декан C10H22	0,000%	1,842	0,965	0,000	0,000
ундекан C11H24	0,000%	1,842	0,965	0,000	0,000
сероводорода, H2S	0,000%	1,842	0,965	0,000	0,000
азот, N2	0,955%	1,842	0,965	0,000	0,000
кислорода, O2	100%				2,384

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)
	уСН4	ρСН4	(1-FE)	GWP СН4	EF СН4,г
Ед. из	%	kg/m3	-	тCO2/тСН4	тCO2
Показания	80,95%	0,668	0,035	21	0,397

Показатель	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
	vi	Nc	ρCO2	FE f	EFCO2 f
	%		kg/m3	-	тCO2/ths. m3
Диоксид углерода, CO2	0,745%	1	1,842	0,965	0,013
Метан, CH4	80,954%	1	1,842	0,965	1,439
этан, C2H6	5,869%	2	1,842	0,965	0,209
Пропан, C3H8	5,071%	3	1,842	0,965	0,270
изо-бутанC4H10	1,518%	4	1,842	0,965	0,108
Н-бутан, C4H10	1,950%	4	1,842	0,965	0,139
нео-пентан C5H12	0,000%	4	1,842	0,965	0,000
изо-пентан, C5H12	0,716%	5	1,842	0,965	0,064
н-пентан, C5H12	0,856%	5	1,842	0,965	0,076

гексан, С6Н14	1,348%	6	1,842	0,965	0,144
гептан, С7Н16	0,000%	7	1,842	0,965	0,000
октан, С8Н18	0,000%	8	1,842	0,965	0,000
нонан С9Н20	0,000%		1,842	0,965	0,000
декан С10Н22	0,000%		1,842	0,965	0,000
у-декан С10Н24	0,000%		1,842	0,965	0,000
сероводород, Н2S	0,000%		1,842	0,965	0,000
азот, N2	0,000%		1,842	0,965	0,000
кислород, O2	0,897%		1,842	0,965	0,000
	99,9%				2,461

**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)
	уСН4	ρСН4	(1-FE)	GWP СН4	EF СН4,t
Ед. из	%	kg/m3	-	tCO2/tСН4	tCO2
Показания	82,35%	0,668	0,035	21	0,404

Показатель	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	FE f	EFCO2,f
	%		kg/m3	-	tCO2/ths. m3
Диоксид углерода, CO2	1,089%	1	1,842	0,965	0,019
Метан, СН4	82,351%	1	1,842	0,965	1,464
этан, С2Н6	4,264%	2	1,842	0,965	0,152
Пропан, С3Н8	4,246%	3	1,842	0,965	0,226

изо-бутан C4H10	1,903%	4	1,842	0,965	0,135
Н-бутан, C4H10	1,537%	4	1,842	0,965	0,109
нео-пентан C5H12	0,000%	4	1,842	0,965	0,000
изо-пентан, C5H12	0,866%	5	1,842	0,965	0,077
н-пентан, C5H12	1,162%	5	1,842	0,965	0,103
гексан, C6H14	0,860%	6	1,842	0,965	0,092
гептан, C7H16	0,000%	7	1,842	0,965	0,000
октан, C8H18	0,000%	8	1,842	0,965	0,000
нонан C9H20	0,000%		1,842	0,965	0,000
декан C10H22	0,000%		1,842	0,965	0,000
у-декан C11H24	0,000%		1,842	0,965	0,000
сероводород, H2S	0,000%		1,842	0,965	0,000
азот, N2	1,585%		1,842	0,965	0,000
кислород, O2	0,009%		1,842	0,965	0,000
	100%				2,378

Расчет коэффициентов выбросов при сжигании ПНГ в ГТУ Вынгапуrowsкой КС за период 2008-2010:

Показатель	Объемная доля компонента, Vi	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода ρCO2 kg/m3	Эффективность сжигания ПНГ в КС	Фактор эмиссии CO2 при сжигании ПНГ в КС
Диоксид углерода, CO2	yi %	Nc	ρCO2 kg/m3	FE cs -	EFCO2,cs tCO2/ths. m3
Метан, CH4	0,283%	1	1,842	1	0,005
этан, C2H6	76,224%	1	1,842	1	1,404
Пропан, C3H8	7,768%	2	1,842	1	0,286
	8,235%	3	1,842	1	0,455

изо-бутан C4H10	1,710%	4	1,842	1	0,126
Н-бутан, C4H10	2,430%	4	1,842	1	0,179
нео-пентан C5H12	0,000%	4	1,842	1	0,000
изо-пентан, C5H12	0,538%	5	1,842	1	0,050
н-пентан, C5H12	0,489%	5	1,842	1	0,045
гексан, C6H14	0,378%	6	1,842	1	0,042
гептан, C7H16	0,000%	7	1,842	1	0,000
октан, C8H18	0,000%	8	1,842	1	0,000
нонан C9H20	0,000%		1,842	1	0,000
декан C10H22	0,000%		1,842	1	0,000
ундекан C11H24	0,000%		1,842	1	0,000
сероводород, H2S	0,000%		1,842	1	0,000
азот, N2	1,839%		1,842	1	0,000
кислорода, O2	0,113%				2,592

2009

Показатель	Объемная доля компонента, Vi	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода ρCO2	Эффективность сжигания ПНГ в КС	Фактор эмиссии CO2 при сжигании ПНГ в КС
	yi	Nc	ρCO2	FE cs	EFCO2,cs
	%		kg/m3	-	tCO2/ths, m3
Диоксид углерода, CO2	0,215%	1	1,842	1	0,004
Метан, CH4	76,441%	1	1,842	1	1,408
этан, C2H6	8,034%	2	1,842	1	0,296
Пропан, C3H8	8,196%	3	1,842	1	0,453
изо-бутан C4H10	1,673%	4	1,842	1	0,123
Н-бутан, C4H10	2,427%	4	1,842	1	0,179
нео-пентан C5H12	0,000%	4	1,842	1	0,000

изо-пентан, C5H12	0,483%	5	1,842	1	0,044
н-пентан, C5H12	0,429%	5	1,842	1	0,040
гексан, C6H14	0,345%	6	1,842	1	0,038
гептан, C7H16	0,000%	7	1,842	1	0,000
октан, C8H18	0,000%	8	1,842	1	0,000
нонан C9H20	0,000%		1,842	1	0,000
декан C10H22	0,000%		1,842	1	0,000
у-декан C11H24	0,000%		1,842	1	0,000
сероводород, H2S	0,000%		1,842	1	0,000
азот, N2	1,714%		1,842	1	0,000
кислород, O2	0,069%		1,842	1	0,000
	100%				2,585

2010					
Показатель	Объемная доля компонента, Vi	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода ρCO2	Эффективность сжигания ПНГ в КС	Фактор эмиссии CO2 при сжигании ПНГ в КС
	yi	Nc	ρCO2	FE cs	EFCO2,cs
	%		kg/m3	-	tCO2/ths. m3
Диоксид углерода, CO2	0,108%	1	1,842	1	0,002
Метан, CH4	76,123%	1	1,842	1	1,402
этан, C2H6	8,198%	2	1,842	1	0,302
Пропан, C3H8	8,453%	3	1,842	1	0,467
изо-бутанC4H10	1,630%	4	1,842	1	0,120
н-бутан, C4H10	2,470%	4	1,842	1	0,182
изо-пентан C5H12	0,000%	4	1,842	1	0,000
изо-пентан, C5H12	0,468%	5	1,842	1	0,043
н-пентан, C5H12	0,415%	5	1,842	1	0,038
гексан, C6H14	0,326%	6	1,842	1	0,036

гептан, С7Н16	0,000%	7	1,842	1	0,000
октан, С8Н18	0,000%	8	1,842	1	0,000
нонан С9Н20	0,000%		1,842	1	0,000
декан С10Н22	0,000%		1,842	1	0,000
ундекан С11Н24	0,000%		1,842	1	0,000
сероводород, Н2S	0,000%		1,842	1	0,000
азот, N2	1,728%		1,842	1	0,000
кислорода, O2	0,090%		1,842	1	0,000
	100%				2,593