Описание осуществленных действий в соответствии со специальной проектной документацией

Отчет по мониторингу сокращения выбросов парниковых газов

по проекту Совместного Осуществления:

«УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

Период мониторинга: 01.01.2008 – 31.12.2008, 01.01.2010 – 31.12.2011

Версия 1.2 (окончательная после верификации)

Дата подготовки отчета: 28 июня 2012 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Раздел A.	Общая информация о проектной деятельности	Стр. 3
Раздел B.	Система мониторинга сокращения выбросов парниковых газов	Стр. 6
Раздел C.	Уточнения и отклонения от плана мониторинга, заявленного в проектной документации	Стр. 20
Раздел D.	Расчет сокращения выбросов парниковых газов	Стр. 25
Приложение 1	Список сокращений	Стр. 68

Раздел А. Общая информация о проектной деятельности

А.1. Введение

Цель настоящего отчёта - представление результатов мониторинга и расчета количества Единиц Сокращения Выбросов парниковых газов, полученных в результате реализации проекта Совместного Осуществления «Утилизация попутного нефтяного газа на Приобском месторождении ОАО «НК «Роснефть» за трехлетний период: с 01 января 2008 года по 31 декабря 2008 года, и с 01 января 2010 года по 31 декабря 2011 года (в соответствии со специальной проектной документацией в 2009 году мониторинг не проводился).

Техническая реализация проекта проводится с 2007 г., ее окончание ожидается в мае 2012 г.

Рассматриваемый проект утвержден в Российской Федерации как принимающей стороне Приказом Министерства Экономического Развития РФ № 112 от 12 марта 2012 г.

Декларация об одобрении проекта со стороны Нидерландов от имени Министерства экономики, сельского хозяйства и инноваций, через уполномоченное агентство “NL Agency”, действующее в качестве Координационного центра для проектов Совместного Осуществления была получена 15 марта 2012 г.

А.2. Краткое описание проекта

С 2007 компания «Роснефть» реализует на Приобском месторождении программу по сокращению факельного сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ). Основными направлениями утилизации ПНГ являются его компремирование и подача на Южно-Балыкский газоперерабатывающий комплекс компании «СИБУР», а также выработка электроэнергии на крупнейшей в России газотурбинной электростанции на ПНГ мощностью 315 МВт.

Утилизация ПНГ путем его поставки на переработку началась в конце 2007 г., с вводом в эксплуатацию компрессорной станции №1 (КС-1) и газопровода длиной 167 км для поставки ПНГ на Южно-Балыкский газоперерабатывающий комплекс (ЮБ ГПК). ЮБ ГПК обеспечивает прием и переработку ПНГ на сухой отбензиненный газ, подаваемый в систему магистральных газопроводов ОАО «Газпром» и жидкие углеводородные фракции, используемые в качестве топлива и сырья для дальнейшей переработки (ОАО «СИБУР», владеющий ЮБ ГПК, является лидером нефтехимии России и Восточной Европы). Для сбора ПНГ правобережной части Приобского месторождения в декабре 2011 г. была запущена компрессорная станция №2 (КС-2).

В 2009-2012 гг. на Приобском месторождении вводится в эксплуатацию 5 пусковых комплексов газотурбинной электростанции (ГТЭС), оборудованной газовыми турбинами Siemens SGT-800 мощностью 45 МВт каждая, и две очереди установки подготовки газа (УПГ), которая обеспечивает выделение из исходного ПНГ газообразной метан-этановой фракции для сжигания в газовых турбинах ГТЭС, в то время как сконденсированные жидкие углеводородные фракции закачиваются в нефтепровод.

В соответствии со специальной проектной документацией утилизация ПНГ на ЮБ ГПК с 2009 г. не рассматривается в качестве источника образования Единиц Сокращения Выбросов (ЕСВ) по рассматриваемому проекту, в связи с чем мониторинг в 2009 г. не проводился за отсутствием ЕСВ.

Таблица А.2.1. Статус реализации проекта к марту 2012 г.

Объект	**Статус**
КС-1	Введена в эксплуатацию в ноябре 2007 г.

ГТЭС, первый ПК (ГТУ №1,2,3)	Введена в эксплуатацию в декабре 2009 г.
ГТЭС, второй ПК (ГТУ №7)	Введена в эксплуатацию в июне 2010 г.
УПГ, первый ПК	Введена в эксплуатацию в июле 2010 г.
КС-2	Введена в эксплуатацию в декабре 2011 г.
УПГ, второй ПК	Ожидается ввод в эксплуатацию в мае 2012 г. Комплектующие поставлены на площадку строительства, ведется монтаж оборудования.
ГТЭС, третий ПК (ГТУ №6)	ГТУ №6 введен в эксплуатацию в феврале 2012 г.
ГТЭС, четвертый ПК (ГТУ №5)	ГТУ №5 введен в эксплуатацию в феврале 2012 г.
ГТЭС, пятый ПК (ГТУ №4)	ГТУ №4 ожидается ввод в эксплуатацию в мае 2012 г.
Компрессорные станции ПНГ низких ступеней сепарации	Введены в эксплуатацию на ЦППН-7, УПСВ куста 285, УПСВ куста 201. Ввод на ЦППН-8 ожидается после запуска второй очереди УПГ.

A.3. Сокращение выбросов за период мониторинга

В настоящем отчёте рассматривается сокращение выбросов CO_2, образовавшееся в течение 2008 года, а также в период 2010 – 2011 гг.. Подробные расчеты приведены в разделе D.

Фактический объем Единиц Сокращения Выбросов (ЕСВ) составил:

с 1 января по 31 декабря 2008 года: 985 434 тонн $CO_{2экв}$

с 1 января по 31 декабря 2010 года: 192 381 тонн $CO_{2экв}$

с 1 января по 31 декабря 2011 года: 552 594 тонн $CO_{2экв}$

Согласно проектной документации, версия 1.4 от 25 августа 2011 г. предполагаемый объем ЕСВ составляет:

с 1 января по 31 декабря 2008 года: 985 649 тонн $CO_{2экв}$

с 1 января по 31 декабря 2010 года: 180 190 тонн $CO_{2экв}$

с 1 января по 31 декабря 2011 года: 1 102 832 тонн $CO_{2экв}$

Фактическое образование ЕСВ в 2011 г. оказалось меньше рассчитанного в проектной документации из-за использования в качестве топлива для ГТЭС природного газа в смеси с попутным газом в течение всего года (в проектной документации предполагалось, что ГТЭС будет работать на природном газе только три месяца с января по март 2011 г., а далее перейдет полностью на ПНГ), а также меньшим фактическим отпуском электроэнергии от ГТЭС по сравнению с планируемым на момент разработки проектной документации. Данный факт объясняется задержкой ввода в эксплуатацию КС-2 и трех турбин ГТЭС. Незначительное расхождение между фактическим образованием ЕСВ в 2010 г. и рассчитанным в проектной документации объясняется использованием официальных данных Министерства энергетики Российской Федерации для определения значения потерь при передаче и распределении сетевой электроэнергии (TDL) – см. дополнительно Раздел С. настоящего отчета.

А.4. Контактная информация участников проекта

Контактное лицо от владельца проекта:

Организация:	ОАО «НК «Роснефть»
Улица/ п/я	Софийская набережная
Строение:	26/1
Город:	Москва
Штат/регион	
Почтовый индекс:	117997
Страна:	Россия
Телефон:	+7 (495) 777-44-77
Факс:	+7 (495) 777-44-44
Адрес э/почты:	postman@rosneft.ru
Адрес в интернете:	www.rosneft.ru
Представитель:	Ростислав Латыш
Титул:	Директор департамента
Обращение:	Господин
Фамилия	Латыш
Имя:	Ростислав Ростиславович
Департамент:	Департамент экономики и бизнес планирования

Контактное лицо от консультанта владельца проекта и разработчика настоящего отчета по мониторингу:

Организация:	ООО «СиТиЭф»
Улица/ п/я	Балчуг
Строение:	7
Город:	Москва
Штат/регион	-
Почтовый индекс:	115035
Страна:	Россия
Телефон:	+7 (495) 984-59-51
Факс:	+7 (495) 984-59-52
Адрес э/почты:	konstantin.myachin@carbontradefinance.com
Адрес в интернете:	http://www.carbontradefinance.com/
Представитель:	
Титул:	Менеджер углеродных проектов
Обращение:	
Фамилия	Мячин
Имя:	Константин Юрьевич
Департамент:	-

B. Система мониторинга сокращения выбросов парниковых газов

B.1 Информация о сборе и учете данных о воздействии проекта на окружающую среду

В соответствии с требованиями ст. 14, 22 федерального закона «Об охране окружающей среды» 7-ФЗ ООО «РН-Юганскнефтегаз» имеет утвержденный проект нормативов предельно-допустимых выбросов (ПДВ). На данный проект от Управления Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзора) по Ханты-Мансийскому автономному округу – Югре получено разрешение на выброс вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, которое определяет воздействие каждой промплощадки (Приобской ГТЭС, КС-1, КС-2, Установки подготовки газа) на атмосферный воздух в количественном эквиваленте.

В соответствии с планом-графиком контроля лаборатория радиационного контроля экоаналитической лаборатории ООО Сургутский центр «Экология» осуществляет производственный экологический контроль. Источниками выбросов являются дымовые трубы ГТЭС и котельной, контролируемыми веществами являются азота диоксид, азота оксид, углерода оксид.

В соответствии с ФЗ №7-ФЗ от 10.01.2002 г. «Об охране окружающей среды» руководители организаций и специалисты, ответственные за принятие решений при осуществлении хозяйственной деятельности, оказывающей негативное воздействие на окружающую среду, должны иметь подготовку в области охраны окружающей среды и экологической безопасности. На предприятии функционирует отдел охраны окружающей среды, в задачи и функции которого входят обеспечение соблюдения на предприятии экологических норм и правил, получение государственных разрешений на выброс и сброс вредных веществ, захоронение отходов.

В соответствии с федеральным законом об охране окружающей среды в ООО «РН-Юганскнефтегаз» разработаны, согласованы и утверждены нормативы допустимых выбросов и сбросов веществ, нормативы образования отходов производства и потребления и лимиты на их размещение. Расчет и обоснование нормативов допустимых выбросов представлен в проекте предельно допустимых выбросов (ПДВ), обоснование нормативов сбросов в проекте предельно допустимых сбросов (ПДС), обоснование объемов образования и лимиты их размещения в проекте нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР). Во всех этих документах определена процедура сбора и учета данных о воздействии предприятия на окружающую среду.

В состав ПДВ и ПДС входят планы-графики контроля за соблюдением нормативов, в которых определены параметры мониторинга, периодичность контроля для каждого параметра и ответственность за проведение измерения. Планы-графики контроля утверждены начальником Управления охраны окружающей среды ООО «РН-Юганскнефтегаз». В ПНООЛР определен перечень и количество образующихся отходов производства и потребления, частота образования, определены места хранения и требования к таким местам и ответственных за обращение с отходами.

Таким образом, в ООО «РН-Юганскнефтегаз» осуществляется периодический мониторинг воздействия на окружающую среду.

Выбросы загрязняющих веществ установлены разрешением на выбросы, согласованным Управлением Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзора) по Ханты-Мансийскому автономному округу – Югре. Результаты инвентаризации выбросов загрязняющих веществ предоставляются ежегодно.

Согласно действующему разрешению на выброс вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, выбросы ЗВ не создают превышения ПДК, временно согласованные выбросы не установлены.

B.2 Методологический подход (выдержки из специальной проектной документации версия 1.4 от 25 августа 2011 г.)

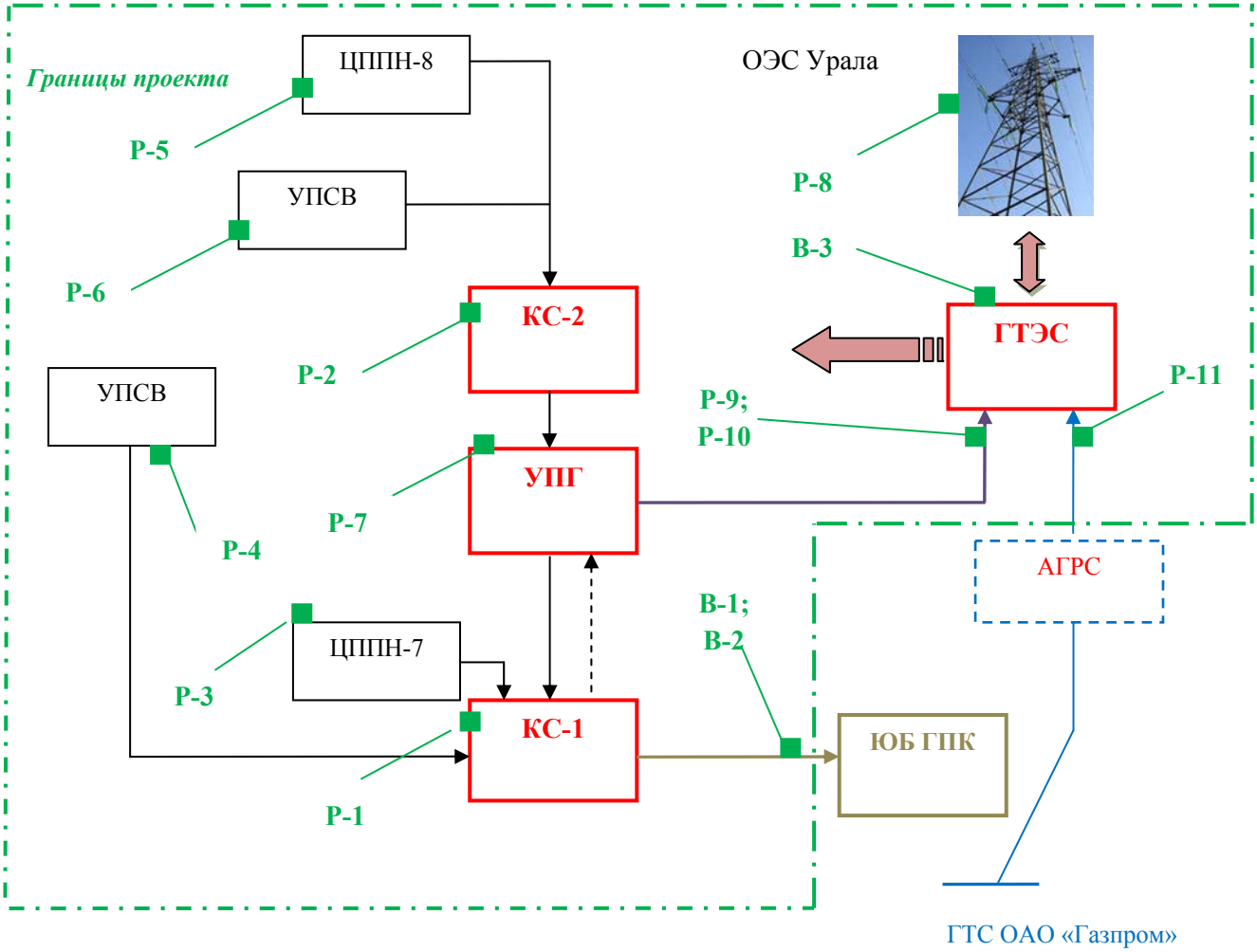
Мониторинг проектных выбросов и выбросов в исходных условиях в 2008 г., 2010 – 2011 гг. был выполнен в соответствии с PDD версия 1.4 от 25 августа 2011 г. за исключением уточнений и отклонений, приведенных в разделе С.

Для мониторинга выбросов парниковых газов в проекте и в исходных условиях применяется собственная методология, основанная на принципах Руководства по критериям установления исходных условий и мониторинга для Совместного Осуществления (JI Guidance on criteria for baseline setting and monitoring, версия 03).

В границы проекта входит (см. диаграмму B.2.1 ниже):

- Факельные установки на действующих объектах сбора и подготовки нефти Приобского месторождения
- Инфраструктура для транспорта и подготовки ПНГ, устанавливаемая в рамках проектной деятельности: компрессорные станции низких ступеней сепарации, КС-1, КС-2, УПГ
- Приобская ГТЭС
- Электростанции Объединенной Энергетической Системы (ОЭС) Урала

Диаграмма В.2.1. Границы проекта с точками мониторинга.



Для расчета проектных выбросов CO_2 используется следующий подход:

1. Рассчитываются выбросы CO_2 от потребления электроэнергии КС-1, КС-2, УПГ, компрессорами низких ступеней сепарации на ЦППН-7, УПСВ к. 285, ЦППН-8, УПСВ к. 201, используя данные по потреблению электроэнергии, потерям сетевой электроэнергии при передаче, и сетевой коэффициент эмиссии CO_2. Технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии ОЭС Урала рассчитываются как среднее значение потерь электроэнергии при транспортировке в четырех крупнейших энергосистемах ОЭС Урала: Пермской, Свердловской, Челябинской и Тюменской, установленная мощность которых составляет 74% от общей установленной мощности;
2. Рассчитываются выбросы CO_2 от работы ГТЭС используя данные по потреблению подготовленного ПНГ, компонентному составу подготовленного ПНГ, потреблению природного газа (при необходимости) и соответственно, низшей теплоте сгорания и коэффициенту эмиссии CO_2 для природного газа;
3. Рассчитываются суммарные проектные выбросы CO_2 от объектов Приобского месторождения

Для расчета выбросов CO_2 в исходных условиях используется следующий подход:

Для 2008 г.

1. На основе измеренного объема и компонентного состава ПНГ, поставленного на Южно-Балыкский ГПК ОАО «СИБУР» определяется масса углерода и, соответственно CO_2, который при факельном сжигании данного ПНГ выделяется в атмосферу, принимая во внимание что эффективность факельного горения составляет 98%;
2. В связи с неполным сгоранием ПНГ на факеле часть газа уходит в атмосферу, не окисляясь. Руководство МГЭИК 2006 определяет эффективность факельного горения ПНГ в 98%, это значит, что 2% газа не сгорает, что обуславливает атмосферную эмиссию метана[1]. В этой связи, используя данные об объеме поставки ПНГ на ЮБ ГПК и его компонентном составе, а также коэффициент глобального потепления для CH_4, определяются выбросы метана от недожога в пересчете на CO_2.

Для 2010-2012 гг.

3. На основе измеренного объема и компонентного состава ПНГ, подготовленного на УПГ и поставляемого в качестве топлива для ГТЭС (сухой отбензиненный газ) определяется масса углерода и, соответственно выбросы CO_2, который при факельном сжигании данного ПНГ выделяется в атмосферу;
4. Аналогично изложенному в пункте 2, используя данные об объеме поставки подготовленного ПНГ на ГТЭС и его компонентном составе, а также коэффициент глобального потепления для CH_4, определяются выбросы метана от недожога в пересчете на CO_2;
5. Используя данные по фактическому отпуску электроэнергии в сеть от Приобской ГТЭС и фактор эмиссии CO_2 при производстве электроэнергии в ОЭС Урала, а также потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии, определяются выбросы CO_2 при выработке электроэнергии электростанциями ОЭС Урала в исходных условиях. Технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии ОЭС Урала рассчитываются как среднее значение потерь электроэнергии при транспортировке в четырех крупнейших энергосистемах ОЭС Урала: Пермской, Свердловской, Челябинской и Тюменской, установленная мощность которых составляет 74% от общей установленной мощности.

---

[1] Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК, 2006. Том 2. Раздел. 4. Стр. 4.45

В таблице В.2.1. представлены значения параметров, которые используются в расчетных формулах, но являются зафиксированными ex-ante согласно PDD.

Таблица В.2.1. Данные и параметры, зафиксированные в течение кредитного периода

№	Параметр, единицы измерения	Обозначение	Значение	Источник данных
1.	Плотность CO_2 при стандартных условиях (P = 101,3 кПа, T = 293,16° K (+20° C), кг/м^3	ρ_{CO2}	1,839	В соответствии с ГОСТ 8050-85 «Двуокись углерода газообразная и жидкая»[2].
2.	Эффективность сжигания подготовленного ПНГ на ГТЭС, б/р	FE_{GTPP}	1,0	Предполагаем 100%-ное окисление углерода подготовленного ПНГ при сжигании в турбинах ГТЭС. Такое же предположение использовано при расчете коэффициентов выбросов для сжигания различных видов топлив в Руководящих принципах национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК, 2006, том 2, глава 1, п. 1.4.2.1.
3.	Низшая теплотворная способность ПГ, МДж/м^3	NCV_{NG}	33,5	Значение теплотворной способности приводится в протоколах лабораторных ежемесячных анализов «Показатели качества природного газа». Состав ПГ достаточно постоянный, значение низшей теплотворной способности неизменно с сентября 2010 г.[3]
4.	Фактор эмиссии ПГ, т CO_2/ГДж	$\%C_{energy\ coal}$	0,0561	Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК, 2006, том 2, глава 2, стр. 2.14.
5.	Эффективность сжигания ПНГ на факеле, б/р	FE_F	0,98	Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК, 2006, том 2, глава 4, стр. 4.49.

[2] http://www.docload.ru/Basesdoc/10/10469/index.htm

[3] Протоколы лабораторных анализов, подтверждающие неизменность значения этого параметра были предоставлены в процессе детерминации PDD и доступны на ООО «РН-Юганскнефтегаз»

6.	Плотность CH_4 при стандартных условиях (P = 101,3 кПа, T = 293,16° K (+20° C), кг/м^3	ρ_{CH4}	0,667	В соответствии с ГОСТ 30319.1-96 «Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки»[4].
7.	Показатель глобального потепления для метана, т CO_2/т CH_4	GWP_{CH4}	21,0	Изменение климата 1995 г., Научные аспекты изменения климата: Резюме для политиков и техническое резюме рабочей группы I, Доклад, стр. 22 (Climate Change 1995, The Science of Climate Change: Summary for Policymakers and Technical Summary of the Working Group I Report, p.22)
8.	Фактор эмиссии CO_2 для электроэнергии, вырабатываемой ОЭС Урала, т CO_2/МВтч	EF_{grid_Ural}	2008 г. - 0,576 (в отсутствии значения, рассчитанного в 2008 г., взято значение 2009 г.) 2010 г. – 0,582 2011 г. – 0,609 2012 г. – 0,649	«Разработка факторов (коэффициентов) эмиссии углерода для энергосистем России» [5], 2010 г. Выполнено Lahmeyer International по заказу Европейского банка реконструкции и развития. Получено положительное заключение от независимой экспертной компании TUV Sud.

B.3 Подход к организации и проведению мониторинга

Для функционирования системы мониторинга в рамках проекта Совместного Осуществления в ООО «РН-Юганскнефтегаз» был разработан локальный нормативный документ «Положение ООО «РН-Юганскнефтегаз» о проведении мониторинга сокращения выбросов парниковых газов в результате реализации проекта «Утилизация попутного нефтяного газа на Приобском месторождении ОАО «НК «Роснефть» № П3-05 Р-0110 ЮЛ-099, версия 1.00, утвержденное Распоряжением № 155 от 8 февраля 2012 г. Согласно данному документу:

Структурные подразделения, ответственные за мониторинг по каждому параметру в рамках проекта Совместного Осуществления, несут ответственность за обращение с первичной отчетностью, обработку, подготовку, проверку и передачу в Управление сбора и использования нефтяного газа (УСИНГ) ООО «РН-Юганскнефтегаз» отчетных документов, содержащих информацию по параметрам мониторинга.

[4] http://www.docload.ru/Basesdoc/9/9224/index.htm

[5] http://www.ebrd.com/downloads/sector/eecc/Baseline_Study_Russia.pdf

В каждом структурном подразделении Общества, участвующем в мониторинге в рамках проектов Совместного Осуществления, распоряжением руководителя структурного подразделения назначается ответственный за предоставление отчетных документов.

Срок передачи отчетных документов структурными подразделениями – ежемесячно, в течение 5 рабочих дней после их подготовки и утверждения согласно существующему порядку. Передача отчетности в Управление сбора и использования нефтяного газа осуществляется ответственным от подразделения в электронном виде. Ответственный от каждого подразделения направляет файлы отчетности на адрес электронной почты УСИНГ, зарегистрированный в качестве ресурса для проекта.

Хранение утвержденных отчетных документов на бумажном/электронном носителе (контрольных экземпляров или оригиналов) осуществляется в соответствии с действующим в подразделении порядком до 1 января 2015 г. Хранение всей отчетности по мониторингу проекта Совместного Осуществления (характеризующей промежуток времени с 1 января 2008 г. до 31 декабря 2012 г.) в электронной и бумажной форме осуществляется до 1 января 2015 г.

В случае изменения используемых форм отчетности, самих параметров или способов ведения мониторинга данных параметров, ответственный от подразделения обязан своевременно сообщить об этом в Управление сбора и использования нефтяного газа.

Управление сбора и использования нефтяного газа осуществляет контроль за комплектностью и сроками передачи отчетных документов. Отчетность в электронной форме ежеквартально передается по электронной почте ООО «СиТиЭф» (Консультанту). Аналогично Консультанту сообщают о произошедших изменениях в системе мониторинга, в том числе актуальную информацию о метрологическом обеспечении для того, чтобы при подготовке отчета о мониторинге в него были, при необходимости, внесены соответствующие уточнения.

Консультант в течение 10 рабочих дней после получения полного комплекта отчетности за три предыдущих месяца производит расчеты сокращения выбросов парниковых газов, достигнутых по проекту совместного осуществления за каждый квартал, используя расчетные модели, являющиеся частью утвержденной специальной проектной документации. Результаты расчетов доводятся до сведения УСИНГ.

После получения полного комплекта отчетности Консультант производит расчет Единиц Сокращения Выбросов и передает заполненную расчетную модель и отчет по мониторингу за согласованный с Обществом период мониторинга в УСИНГ, которое должно проверить и подтвердить их корректность.

Отчет по мониторингу за согласованный с Обществом период утверждается Главным инженером ООО «РН-Юганскнефтегаз» не позднее 30 числа месяца, следующего за отчетным периодом. Отчет переводится на английский язык Консультантом и передается на верификацию.

После получения положительного заключения аккредитованной независимой экспертной организации по результатам верификации отчет по мониторингу в финальной версии утверждается Главным инженером ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Таким образом, в течение 2011 г. ООО «РН-Юганскнефтегаз» внедрило специализированную процедуру для обращения с документацией проекта Совместного Осуществления, которая была окончательно утверждена указанным выше Положением. Необходимые первичные отчетные документы с данными мониторинга за 2008 и 2010-2011 г. были сохранены в УСИНГ. При этом не потребовалось вносить изменений в схему проведения Обществом мониторинга и измерений для формирования первичной отчетности.

Рис. В.3.1. Актуальная управленческая структура системы мониторинга, ответственность подразделений за параметры мониторинга

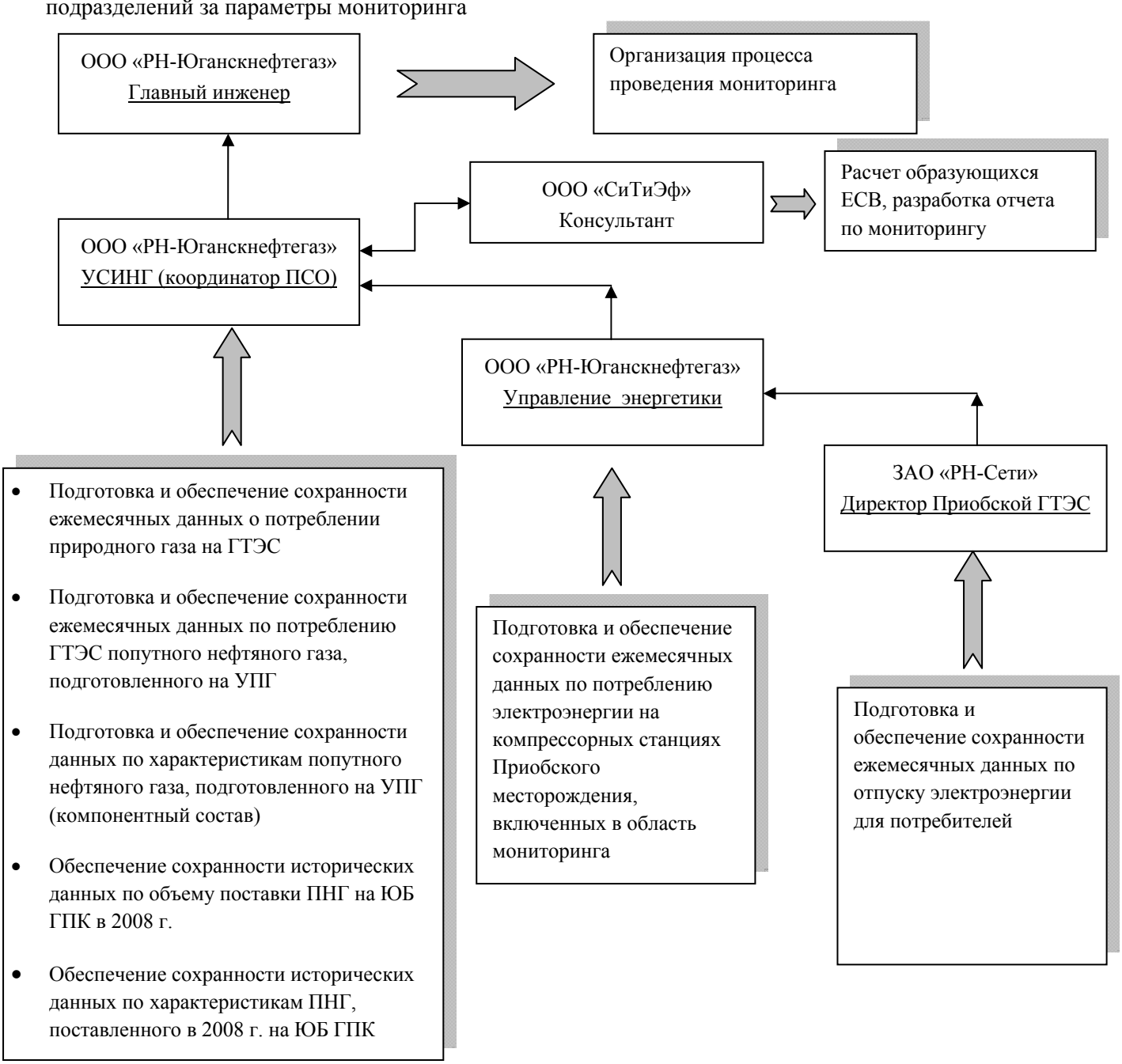


Таблица В.3.1. Ответственность за предоставление отчетной документации и ее формы

№№	Компания	Должность/департамент	Отчетная документация	Форма предоставления Консультанту
1.	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	Главный инженер	Утвержденный отчет по мониторингу	Сканирование первой страницы в PDF
2.	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	Управление энергетики	Отчет по расходу электрической энергии на КС-1, КС-2, УПГ, компрессоры низкого давления на ЦППН-7, ЦППН-8, УПСВ к.201, УПСВ к.285 и отпуску электроэнергии для потребителей от Приобской ГТЭС	Таблица Excel
3.	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	Управление сбора и использования нефтяного газа (УСИНГ)	Акт приема-передачи природного газа на ГТЭС	Сканирование в PDF
4.	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	Управление сбора и использования нефтяного газа	Акт приема-передачи попутного газа с УПГ на ГТЭС	Сканирование в PDF
5.	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	Управление сбора и использования нефтяного газа	Средний компонентный состав ПНГ, подаваемого на Приобскую ГТЭС с УПГ	Таблица Excel

B.4 Метрологическое обеспечение

Таблица B.4.1. Измерительные приборы, используемые в мониторинге, и статус их поверки/калибровки

Тип прибора, серийный №[6]	Год ввода в эксплуатацию	Периодичность поверки/калибровки	Дата последней поверки/калибровки	Погрешность
Подготовленный ПНГ для ГТЭС				
Блок коммерческого узла учета сухого отбензиненного газа на УПГ Приобского месторождения				
Ультразвуковой счетчик газа FLOWSIC 600 серийный номер 09338517	2010	4 года	07.09.2009	0,3%
Термопреобразователь сопротивления YTA 110 серийный номер C2J906470	2010	2 года	18.11.2010	0,2%
Преобразователь давления YOKOGAWA EJX510A серийный номер 91J914236	2010	3 года	02.11.2010	0,025...0,6%
Термометр биметаллический Wika серийный номер 014378985	2010	2 года	18.08.2011	Класс точности 1,0
Манометр для точных измерений МПТИ серийный номер 081481С	2010	1 год	1 квартал 2011	0,6
Измерительный контроллер FloBoss S600 серийный номер 17974270	2010	2 года	02.11.2010	0,01%
Блок контроля качества подготовленного ПНГ				
Газовый хроматограф MicroSAM серийный номер HXANCS5019	2010	1 год	03.03.2011	1,0%
Анализатор точки росы интерференционный КОНГ-Прима-10 серийный номер ИБ 08060266; ПТР 195	2010	1 год	25.08.2011	1,0%
Подготовленный ПНГ для ГТЭС (резервная линия)				
Ультразвуковой счетчик газа FLOWSIC 600 серийный номер 09338516	2010	4 года	07.09.2009	0,3%

[6] В случае замены прибора указывается название и серийный номер установленного и замененного прибора, дата замены

Термопреобразователь сопротивления YTA 110 серийный номер C2J906471	2010	2 года	02.11.2010	0,2%
Преобразователь давления YOKOGAWA EJX510A серийный номер 91J914235	2010	3 года	02.11.2010	0,025...0,6%
Термометр биметаллический Wika серийный номер 014378985	2010	2 года	18.08.2011	Класс точности 1,0
Манометр для точных измерений МПТИ серийный номер 0814793	2010	1 год	1 квартал 2011	0,6
Измерительный контроллер FloBoss S600 серийный номер 17974269	2010	2 года	02.11.2010	0,01%
Природный газ для ГТЭС				
Система измерений количества газа на газопроводе «км 127МГ газоснабжения г. Ханты-Мансийска – ГТЭС Приобского месторождения»				
Ультразвуковой счетчик газа FLOWSIC 600 серийный номер 09068602	2009	4 года	14.04.2009	0,3%
Датчик температуры Emerson Process Manegment серийный номер 03211857-02226245	2009	2 года	21.04.2011	+0,2^{0}C
Преобразователь абсолютного давления 3051 S фирмы Emerson Process Manegment серийный номер 8679429	2009	3 года	21.04.2011	0,04%
Термометр биметаллический Wika серийный номер 014190390	2009	2 года	18.08.2011	Класс точности 1,0
Манометр для точных измерений Манотомь серийный номер 0816931	2009	1 год	1 квартал 2011	Класс точности 0,6
Измерительный контроллер FloBoss S600 серийный номер 17973737	2009	2 года	13.05.2010	0,01%
Природный газ для ГТЭС (резервная линия)				
Ультразвуковой счетчик газа FLOWSIC 600 серийный номер 09068601	2009	4 года	14.04.2009	0,3%
Датчик температуры Emerson Process Manegment серийный	2009	2 года	21.04.2011	+0,2^{0}C

номер 03211856-02225244				
Преобразователь абсолютного давления 3051 S фирмы Emerson Process Manegment серийный номер 8679430	2009	3 года	21.04.2011	0,04%
Термометр биметаллический Wika серийный номер 014190390	2009	2 года	18.08.2011	Класс точности 1,0
Манометр для точных измерений Манотомь серийный номер 0816067	2009	1 год	1 квартал 2011	Класс точности 0,6
Измерительный контроллер FloBoss S600 серийный номер 17973738	2009	2 года	18.05.2010	0,01%

ПНГ, поставленный на ЮБ ГПК в 2008 г. (историческая информация)

Акт технической готовности коммерческого узла учета газа КС-1 «Приобского месторождения» к сдаче в опытно-промышленную и промышленную эксплуатацию. Подписан представителями ООО «Рн-Юганскнефтегаз» и компании СИБУР 29.10.2007 г.

Экспертное заключение на рабочую документацию проекта «Система утилизации попутного нефтяного газа Приобского и Приразломного месторождений ОАО «ЮНГ. Компрессорная станция на Приобском месторождении. Узел учета нефтяного газа на ГПЗ (УУГ2)». Подписано 31.10.2007 г. зам. директора по научной работе ГНМЦ ФГУП ВНИИР.

Методика выполнения измерений узлом учета нефтяного газа на ГПЗ (УУГ2). Разработана и утверждена 07.12.2007 ФГУП ВНИИР.

Акт проверки состояния и применения средств измерений «Системы измерений количества и показателей качества ПНГ ОАО «Южно-Балыкский ГПК», пункт 4.2:

Соответствия характеристик средств измерений установленным требованиям

Наименование средств измерений	**Тип**	**Заводской номер**	**Дата поверки**
1-я измерительная линия			
Счетчик газа ультразвуковой	FLOWSIC 600	163608158530	23/04/2008
Контроллер измерительный	FloBoss 407	16980057	31/07/2008
Преобразователь измерительный 3144P в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65	Rosemoutn 3144R, Emerson Process Management Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65	03180904/0600209	11/08/2008
Преобразователь абсолютного давления измерительный	Rosemount 3051TA	1912966	12/08/2008
Термометр биметаллический	Wika R55.02	-	2 квартал 2008
Манометр для точных измерений	МТИ-1246	4153	Апрель 2008
Манометр для точных измерений	МТИ-1246	4158	Апрель 2008

2-я измерительная линия			
Счетчик газа ультразвуковой	FLOWSIC 600	163608158531	22/04/2008
Контроллер измерительный	FloBoss 407	16980058	31/07/2008
Преобразователь измерительный 3144P в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65	Rosemoutn 3144R, Emerson Process Management Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65	03180905/0600210	11/08/2008
Преобразователь абсолютного давления измерительный	Rosemount 3051TA	1912967	12/08/2008
Термометр биметаллический	Wika R55.02	-	2 квартал 2008
Манометр для точных измерений	МТИ-1246	4160	Апрель 2008
Манометр для точных измерений	МТИ-1246	4161	Апрель 2008

Чистый отпуск электроэнергии от Приобской ГТЭС				
ВЛ 110 кВ ГТЭС – Росляковская-1,2,3,4; ГТЭС – Шубинская-1,2; ГТЭС – Монастырская-1,2; ГТЭС – Зенково-1,2				
Многофункциональный счетчик электроэнергии «Альфа» A1802 RAL-P4GB-DW-4 серийный номер 01197305	2009	8 лет	Заводская 2009г	0,2S
Многофункциональный счетчик электроэнергии «Альфа» A1802 RAL-P4GB-DW-4 серийный номер 01197304	2009	8 лет	Заводская 2009г	0,2S
Многофункциональный счетчик электроэнергии «Альфа» A1802 RAL-P4GB-DW-4 серийный номер 01197303	2009	8 лет	Заводская 2009г	0,2S
Многофункциональный счетчик электроэнергии «Альфа» A1802 RAL-P4GB-DW-4 серийный номер 01197301	2009	8 лет	Заводская 2009г	0,2S
Многофункциональный счетчик электроэнергии «Альфа» A1802 RAL-P4GB-DW-4 серийный номер	2009	8 лет	Заводская 2009г	0,2S

01197300				
Многофункциональный счетчик электроэнергии «Альфа» A1802 RAL-P4GB-DW-4 серийный номер 01197299	2009	8 лет	Заводская 2009г	0,2S
Многофункциональный счетчик электроэнергии «Альфа» A1802 RAL-P4GB-DW-4 серийный номер 01197298	2009	8 лет	Заводская 2009г	0,2S
Многофункциональный счетчик электроэнергии «Альфа» A1802 RAL-P4GB-DW-4 серийный номер 01197297	2009	8 лет	Заводская 2009г	0,2S
Многофункциональный счетчик электроэнергии «Альфа» A1802 RAL-P4GB-DW-4 серийный номер 01197307	2009	8 лет	Заводская 2009г	0,2S
Многофункциональный счетчик электроэнергии «Альфа» A1802 RAL-P4GB-DW-4 серийный номер 01197306	2009	8 лет	Заводская 2009г	0,2S

C. Уточнения и отклонения от плана мониторинга, заявленного в проектной документации

В настоящем отчете по мониторингу имеются отклонения от плана мониторинга, представленного в разделе D проектной документации, версия 1.4 от 25 августа 2011 г. (на данную версию PDD получено положительное заключение независимой экспертной организации Bureau Veritas Certification Holding SAS № Russia-DET/0153/2011 версия 2 от 2 сентября 2011 г.). Изменения были сделаны с целью адаптации плана мониторинга и отображения фактически существующей ситуации в соответствии с Руководством по критериям для установления исходных условий и мониторинга, версия 03. Все остальные разделы плана мониторинга соответствуют PDD.

Как изложено в PDD	Применено на практике	Пояснение
Технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии в ОЭС Урала **$TDL = (TDL_{Perm\ PES} + TDL_{Sverdlovsk\ PES} + TDL_{Chelyabinsk\ PES} + TDL_{Tyumen\ PES}) / 4$** **(D.1.1.2.-2)** Где: TDL – технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии в ОЭС Урала, % $TDL_{Perm\ PES}$ – технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии в Пермской энергосистеме, % $TDL_{Sverdlovsk\ PES}$ – технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии в Свердловской энергосистеме, % $TDL_{Chelyabinsk\ PES}$ – технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии в Челябинской энергосистеме,	**Технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии в ОЭС Урала** **$TDL = TDL_{Urals}$** Объединенная энергосистема Урала включает в себя 9 региональных энергосистем значение технологических потерь при передаче и распределении сетевой электроэнергии в которых значительно отличается. Для того, чтобы улучшить надежность метода определения потерь использовано единое значения для энергетической зоны Урала, взятое из официального ежегодного Отчета «Функционирование и развитие электроэнергетики РФ в 2009 г.» (http://www.e-apbe.ru/actions/detail.php?ID=44411&sphrase_id=3573) и «Функционирование и развитие электроэнергетики РФ в 2010 г.» (http://www.e-apbe.ru/analytical/detail.php?ID=174784). Таким образом, в расчетах применены следующие	Примененный подход позволяет использовать официальные данные, подготовленные Министерством энергетики РФ и уменьшить степень неопределенности для значения технологических потерь при передаче и распределении сетевой электроэнергии.

<table>
<tr>
<td>%
TDL $_{Tyumen\ PES}$ – технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии в Тюменской энергосистеме, %

Значение технологических потерь при передаче и распределении электроэнергии будет браться из Ежегодных годовых отчетов ОАО «Межрегиональной распределительной сетевой компании Урала»[7] и ОАО «Тюменьэнерго»[8], публикуемые в сети Интернет.</td>
<td>величины:
2008 - 9,17 % (Таблица 2.5.4.1 в Отчете за 2009 г.)
2010 – 9,5 % (Таблица 2.5.11 в Отчете за 2010 г.)
2011 – 9,5 % (также как и за 2010 г. в отсутствии опубликованного отчета за 2011 г.).</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Выбросы CO_2 от сжигания ПНГ на факеле в исходных условиях в 2008 г.

Фактор эмиссии CO_2 при сжигании ПНГ на факеле

$EF_{CO2,F} = \sum_i y_{i,APG} * N_{c\ APG} * \rho_{CO2} * FE_F$

(D.1.1.4.-3)

Где:
$EF_{CO2,F}$ – фактор эмиссии CO_2 при сжигании ПНГ на факеле, т CO_2/ тыс. м^3
$y_{i,APG}$ – объемная доля компонента ПНГ, об. %
$N_{c\ APG}$ – количество молей углерода в</td>
<td>В отсутствии среднемесячных значений объемной доли компонента ПНГ за июнь 2008 г., в этом месяце принято значение объемной доли компонентов ПНГ аналогичное июлю 2008 г.:
<table>
<tr><th>Единица</th><th>%</th></tr>
<tr><td>диоксид углерода, CO2</td><td>1,35%</td></tr>
<tr><td>метан, CH4</td><td>74,62%</td></tr>
<tr><td>этан, C2H6</td><td>7,69%</td></tr>
<tr><td>пропан, C3H8</td><td>9,69%</td></tr>
<tr><td>изо-бутан, C4H10</td><td>1,26%</td></tr>
<tr><td>н-бутан, C4H10</td><td>2,93%</td></tr>
<tr><td>изо-пентан, C5H12</td><td>0,46%</td></tr>
<tr><td>н-пентан, C5H12</td><td>0,55%</td></tr>
<tr><td>сумма гексанов, C6Hx</td><td>0,06%</td></tr>
</table></td>
<td>Состав ПНГ Приобского месторождения является достаточно стабильным, содержание метана изменяется от 72,66 об. % (ноябрь) до 76,33 об. % (декабрь). Поставка ПНГ на ЮБ ГПК во II квартале 2008 г. в апреле и мае не осуществлялась, в связи с этим при проведении расчетов в качестве среднемесячных значений объемной доли компонента ПНГ за июнь 2008 г. были взяты среднемесячные значения за ближайший месяц июль 2008 г.
Данный подход был одобрен в процессе детерминации проектной документации, версия 1.4 от 25 августа 2011 г.</td>
</tr>
</table>

[7] http://www.mrsk-ural.ru/ru/460

[8] http://www.te.ru/

компоненте ПНГ, б/р ρ_{CO2} – плотность CO_2 при стандартных условиях, кг/м^3 FE_F – эффективность сжигания ПНГ на факеле, б/р Используется среднемесячное значение объемная доля компонентов ПНГ.		
Проектные выбросы CO_2 от потребления электроэнергии КС-1, КС-2, УПГ, компрессорами низких ступеней сепарации на ЦППН-7, УПСВ к. 285, ЦППН-8, УПСВ к. 201 $\mathbf{PE_{EC_KSs+GTI} = (EC_{KS-1} + EC_{KS-2} + EC_{GTI} + EC_{COTP-7} + EC_{PWDU\ c.285} + EC_{COTP-8} + EC_{PWDU\ c.201}) * EF_{grid} * (1 + TDL)}$ **(D.1.1.2.-1)** Где: $PE_{EC_KSs+GTI}$ – проектные выбросы от потребления электроэнергии КС-1, КС-2, УПГ, компрессорами низких ступеней сепарации на ЦППН-7, УПСВ к. 285, ЦППН-8, УПСВ к. 201, т CO_2 - экв EC_{KS-1} – потребление электроэнергии КС-1, МВтч EC_{KS-2} – потребление электроэнергии КС-2, МВтч EC_{GTI} – потребление электроэнергии УПГ, МВтч EC_{COTP-7} – потребление электроэнергии	**Проектные выбросы CO_2 от потребления электроэнергии КС-1, КС-2, УПГ, компрессорами низких ступеней сепарации на ЦППН-7, УПСВ к. 285** $\mathbf{PE_{EC_CSs+GTI} = (\sum_{i-j}(T_{CS-1}*PW_{CS-1}*L) + \sum_{i-j}(T_{CS-2} * PW_{CS-2}*L) + \sum_{i-j}(T_{GTI}*PW_{GTI}*L) + \sum_{i-j}(T_{OTTW-7}* PW_{OTTW-7}*L) + \sum_{i-j}(T_{PWDU\ c.285}*PW_{PWDU\ c.285}*L) * N_{days} * EF_{grid} * (1 + TDL)}$ Где: $\sum_{i-j}(T_{CS-1}*PW_{CS-1}*L)$ – сумма установленной мощности каждого типа оборудования – потребителя электроэнергии на КС-1, умноженной на часы его работы и потери в местных линиях электропередач; $\sum_{i-j}(T_{CS-2} * PW_{CS-2}*L)$ – сумма установленной мощности каждого типа оборудования – потребителя электроэнергии на КС-2, умноженной на часы его работы и потери в местных линиях электропередач; $\sum_{i-j}(T_{GTI}*PW_{GTI}*L)$ – сумма установленной мощности каждого типа оборудования – потребителя электроэнергии на УПГ, умноженной на часы его работы и потери в	Электрические счетчики к 2010 г. были установлены и функционировали на объектах проекта кроме УПГ. Однако из-за удаленности объектов существуют сложности со своевременным снятием показаний, поэтому из-за отсутствия необходимости вести коммерческий учет потребления электроэнергии Общество определило для себя приемлемым ведение указанной системы учета для данных объектов. Следует отметить, что с 15 декабря 2010 г. на КС-1, компрессорных станциях низких ступеней сепарации на ЦППН-7 и УПСВ к. 285 запущена в опытно-промышленную эксплуатацию Автоматизированная система технического учета электроэнергии (АСТУЭ), которая позволяет дистанционно собирать и архивировать соответствующую информацию. В 2012 г. АСТУЭ была дополнена КС-2. С середины 2012 г. планируется начать промышленную эксплуатацию АСТУЭ и включить в нее также и УПГ. ООО «РН-Юганскнефтегаз» внедрил систему премирования персонала за экономию электроэнергии, поэтому нормирование и расчет ее

компрессорной станцией низких ступеней сепарации на ЦППН-7, МВтч $EC_{PWDU\ c.285}$ – потребление электроэнергии компрессорной станцией низких ступеней сепарации на УПСВ к. 285, МВтч EC_{COTP-8} – потребление электроэнергии компрессорной станцией низких ступеней сепарации на ЦППН-8, МВтч $EC_{PWDU\ c.201}$ – потребление электроэнергии компрессорной станцией низких ступеней сепарации на УПСВ к. 201, МВтч EF_{grid} – коэффициент эмиссии CO_2 для электроэнергии, потребляемой из сетей ОЭС Урала (EF_{grid} = 0,541 т CO_2/МВтч) TDL – технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии в ОЭС Урала, % Потребление электроэнергии измеряется электрическими счетчиками.	местных линиях электропередач; $\sum_{i-j}(T_{OTTW-7} * PW_{OTTW-7} * L)$ – сумма установленной мощности каждого типа оборудования – потребителя электроэнергии на компрессорной станции низких ступеней сепарации на ЦППН-7, умноженной на часы его работы и потери в местных линиях электропередач; $\sum_{i-j}(T_{PWDU\ c.285} * PW_{PWDU\ c.285} * L)$ – сумма установленной мощности каждого типа оборудования – потребителя электроэнергии на компрессорной станции низких ступеней сепарации на УПСВ к. 285, умноженной на часы его работы и потери в местных линиях электропередач; EF_{grid} – коэффициент эмиссии CO_2 для электроэнергии, потребляемой из сетей ОЭС Урала (EF_{grid} = 0,541 т CO_2/МВтч) TDL – технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии в ОЭС Урала, % В 2008, 2010-2011 компрессорные станции низких ступеней сепарации на ЦППН-8, УПСВ к. 201 были еще не введены в эксплуатацию и поэтому исключены из расчетной формулы. Список оборудования, потребляющего электроэнергию, специфичен для каждого объекта и включает в себя: - Электрические двигатели компрессоров;	фактического потребления тщательно организован, что обеспечивает необходимую точность определения значения параметра.

	- Промышленные нагреватели и охладители; - Оборудование ремонтного цеха; - Осветительные лампы; - Бытовую технику и т.д. Часы работы оборудования в сутки структурированы для зимнего сезона (8 месяцев в году) и летного сезона (4 месяца в году) и различаются в зависимости от типа оборудования. Кроме того, часы работы электродвигателей компрессоров ТАКАТ на компрессорных станциях низких ступеней сепарации на ЦППН-7, УПСВ к. 285 берутся из отчета «Таблица учета наработки компрессорного оборудования», который ведется отделом главного механика. Таким образом, часы работы компрессоров ТАКАТ отражают факт за каждый месяц.	

D. Расчёт сокращения выбросов парниковых газов

D.1 Проектные выбросы CO_2 от потребления электроэнергии

Проектные выбросы CO_2 от потребления электроэнергии КС-1, КС-2, УПГ, компрессорами низких ступеней сепарации на ЦППН-7, УПСВ к. 285, ЦППН-8, УПСВ к. 201

$$PE_{EC_KSs+GTI} = (EC_{KS-1} + EC_{KS-2} + EC_{GTI} + EC_{COTP-7} + EC_{PWDU\ c.285} + EC_{COTP-8} + EC_{PWDU\ c.201}) * EF_{grid} * (1 + TDL)$$

(формула в PDD D.1.1.2.-1)

Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.
$PE_{EC_KSs+GTI}$	Проектные выбросы от потребления электроэнергии КС-1, КС-2, УПГ, компрессорами низких ступеней сепарации на ЦППН-7, УПСВ к. 285, ЦППН-8, УПСВ к. 201	т CO_2 - экв	EC_{COTP-7}	Потребление электроэнергии компрессорной станцией низких ступеней сепарации на ЦППН-7	МВтч	EF_{grid}	Коэффициент эмиссии CO_2 для электроэнергии, потребляемой из сетей ОЭС Урала	т CO_2/МВтч
EC_{KS-1}	Потребление электроэнергии КС-1	МВтч	$EC_{PWDU\ c.285}$	Потребление электроэнергии компрессорной станцией низких ступеней сепарации на УПСВ к. 285	МВтч	TDL	Технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии в ОЭС Урала	%
EC_{KS-2}	Потребление электроэнергии КС-2	МВтч	EC_{COTP-8}	Потребление электроэнергии компрессорной станцией низких ступеней сепарации	МВтч			

Проектные выбросы CO_2 от потребления электроэнергии

				на ЦППН-8				
EC_{GTI}	Потребление электроэнергии УПГ	МВтч	$EC_{PWDU\ c.201}$	Потребление электроэнергии компрессорной станцией низких ступеней сепарации на УПСВ к. 201	МВтч			

Технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии в ОЭС Урала

$$TDL = (TDL_{Perm\ PES} + TDL_{Sverdlovsk\ PES} + TDL_{Chelyabinsk\ PES} + TDL_{Tyumen\ PES}) / 4$$ **(формула в PDD D.1.1.2.-2)**

Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.
TDL	Технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии в ОЭС Урала	%	$TDL_{Sverdlovsk\ PES}$	Технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии в Свердловской энергосистеме	%	$TDL_{Tyumen\ PES}$	Технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии в Тюменской энергосистеме	%
$TDL_{Perm\ PES}$	Технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии в Пермской энергосистеме	%	$TDL_{Chelyabinsk\ PES}$	Технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии в Челябинской энергосистеме	%			

12 месяцев 2008 г.

Проектные выбросы от потребления э/э компрессорами

2008													
	Янв	Февр	Март	Апр	Май	Июнь	Июль	Авг	Сент	Окт	Ноябрь	Дек	**Итого за год**
Расход электроэнергии на КС-1, МВтч	110,5	130,8	133,1	34,4	10,8	17,2	288,5	130,0	280,9	313,6	327,9	453,6	**2 231,4**
Расход электроэнергии на КС низкого давления на ЦППН-7, МВтч	1 406,4	988,0	1 053,6	1 132,8	873,2	1 283,6	719,2	913,2	841,6	1 186,4	1 256,4	821,2	**12 475,6**
Фактор эмиссии для ОЭС Урала, тСО2/МВтч	0,576												
Технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии в ОЭС Урала, %	9,17												
Проектные выбросы СО2 от работы компрессоров, 2008 г., тСО2 экв/год	**954**	**704**	**746**	**734**	**556**	**818**	**634**	**656**	**706**	**943**	**996**	**802**	**9 248**

12 месяцев 2010 г.

Проектные выбросы от потребления э/э компрессорами

2010													
	Янв	Февр	Март	Апр	Май	Июнь	Июль	Авг	Сент	Окт	Ноябрь	Дек	**Итого за год**
Расход электроэнергии на КС-1, МВтч	907,2	730,3	228,8	195,5	174,1	91,8	129,9	123,8	135,7	866,0	821,0	905,9	**5 310,0**
Расход электроэнергии на КС низкого давления на ЦППН-7, МВтч	744,0	826,8	1 568,8	1 727,6	1 786,8	1 539,2	1 666,4	1 529,2	1 436,8	1 438,8	1 206,0	1 470,8	**16 941,2**
Расход электроэнергии на КС низкого давления на УПСВ к.285, МВтч	578,4	552,0	857,2	861,2	865,6	621,2	716,4	534,4	183,2	583,2	570,8	906,4	**7 830,0**
Фактор эмиссии для ОЭС Урала, тСО2/МВтч	0,582												
Технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии в ОЭС Урала, %	9,50												
Проектные выбросы СО2 от работы компрессоров, 2010 г., тСО2 экв/год	**1 421**	**1 344**	**1 692**	**1 774**	**1 801**	**1 435**	**1 601**	**1 394**	**1 119**	**1 840**	**1 656**	**2 092**	**19 170**

Проектные выбросы от потребления э/э УПГ

2010													
	Янв	Февр	Март	Апр	Май	Июнь	Июль	Авг	Сент	Окт	Ноябрь	Дек	**Итого за год**
Расход электроэнергии на УПГ, МВтч										480,0	300,0	209,0	**989,0**
Фактор эмиссии для ОЭС Урала, тСО2/МВтч	0,582												
Технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии в ОЭС Урала, %	9,50												
Проектные выбросы СО2, потребление электроэнергии на УПГ, 2010, т СО2 экв/год										**306**	**191**	**133**	**630**

12 месяцев 2011 г.

Проектные выбросы от потребления э/э компрессорами

2011													
	Янв	Февр	Март	Апр	Май	Июнь	Июль	Авг	Сент	Окт	Ноябрь	Дек	**Итого за год**
Расход электроэнергии на КС-1, МВтч	711,0	541,3	620,2	582,2	530,5	415,5	352,0	411,5	260,4	525,0	754,0	840,4	**6 544,0**
Расход электроэнергии на КС-2, МВтч												332,3	**332,3**
Расход электроэнергии на КС низкого давления на ЦППН-7, МВтч	1 220,2	941,1	1 190,4	1 152,0	952,3	1 152,0	1 190,4	1 190,4	715,9	763,7	824,9	860,3	**12 153,5**
Расход электроэнергии на КС низкого давления на УПСВ к.285, МВтч	758,9	685,4	892,8	900,6	952,3	979,2	1 011,8	892,8	798,0	811,9	689,9	692,3	**10 066,0**
Фактор эмиссии для ОЭС Урала, тСО2/МВтч	0,609												
Технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии в ОЭС Урала, %	9,50												
Проектные выбросы СО2 от работы компрессоров, 2011 г., тСО2 экв/год	**1 794**	**1 446**	**1 803**	**1 757**	**1 624**	**1 698**	**1 703**	**1 664**	**1 183**	**1 401**	**1 513**	**1 817**	**19 403**

Проектные выбросы от потребления э/э УПГ

Проектные выбросы CO_2 от потребления электроэнергии

2011													
	Янв	Февр	Март	Апр	Май	Июнь	Июль	Авг	Сент	Окт	Ноябрь	Дек	**Итого за год**
Расход электроэнергии на УПГ, МВтч	632,4	534,4	632,4	180,0	60,0	115,2	115,2	117,6	115,2	133,9	156,2	156,2	**2 948,7**
Фактор эмиссии для ОЭС Урала, тCO2/МВтч	0,609												
Технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии в ОЭС Урала, %	9,50												
Проектные выбросы CO2, потребление электроэнергии на УПГ, 2011, т CO2 экв/год	**422**	**356**	**422**	**120**	**40**	**77**	**77**	**78**	**77**	**89**	**104**	**104**	**1 966**

Проектные выбросы CO_2 от потребления электроэнергии

D.2 Проектные выбросы CO_2 от работы ГТЭС

Проектные выбросы CO_2 от работы ГТЭС

$PE_{GTPP} = PE_{APG\ treated} + PE_{NG}$ **(формула в PDD D.1.1.2.-3)**

Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.
PE_{GTPP}	Проектные выбросы от работы ГТЭС	т CO_2 – экв	$PE_{APG\ treated}$	Проектные выбросы от сжигания ПНГ на ГТЭС	т CO_2 – экв	PE_{NG}	проектные выбросы от сжигания ПГ на ГТЭС	т CO_2 – экв

Проектные выбросы от сжигания ПНГ на ГТЭС

$PE_{APG\ treated} = FC_{APG\ treated} * EF_{CO2,\ APG\ treated,\ GTPP}$ **(формула в PDD D.1.1.2.-4)**

Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.
$PE_{APG\ treated}$	Проектные выбросы от сжигания ПНГ на ГТЭС	т CO_2 – экв	$FC_{APG\ treated}$	Потребление подготовленного ПНГ на ГТЭС	тыс. $м^3$	$EF_{CO2,\ APG\ treated,\ GTPP}$	Фактор эмиссии CO_2 при сжигании подготовленного ПНГ в ГТЭС	т CO_2/тыс. $м^3$

Фактор эмиссии CO_2 при сжигании подготовленного ПНГ в ГТЭС

$EF_{CO2,\ APG\ treated,\ GTPP} = \sum_i y_{i\ APG\ treated} * N_c * \rho_{CO2} * FE_{GTPP}$ **(формула в PDD D.1.1.2.-5)**

Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.
$EF_{CO2,\ APG\ treated,\ GTPP}$	Фактор эмиссии CO_2 при сжигании подготовленного	т CO_2/тыс. $м^3$	$y_{i\ APG\ treated}$	Объемная доля компонента подготовленного	об. %	N_c	Количество молей углерода в компоненте подготовленного ПНГ	б/р

	ПНГ в ГТЭС			ПНГ				
ρ_{CO2}	Плотность CO_2	кг/м^3	FE_{GTPP}	Эффективность сжигания подготовленного ПНГ на ГТЭС	б/р			

Проектные выбросы от сжигания ПГ на ГТЭС

$PE_{NG} = FC_{NG} * NCV_{NG} * EF_{NG}$ **(формула в PDD D.1.1.2.-6)**

Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.
PE_{NG}	Проектные выбросы от сжигания ПГ на ГТЭС	т CO_2 – экв	FC_{NG}	Потребление ПГ на ГТЭС	тыс. м^3	NCV_{NG}	Теплотворная способность ПГ	МДж/м^3
EF_{NG}	Фактор эмиссии ПГ	т CO_2/ГДж						

12 месяцев 2010 г.

Проектные выбросы от работы ГТЭС

2010													
	Янв	Февр	Март	Апр	Май	Июнь	Июль	Авг	Сент	Окт	Ноябрь	Дек	**Итого за год**
Потребление подготовленного ПНГ на ГТЭС, тыс. м3						999	25 353	29 543		1 600	360		**55 895**
Фактор эмиссии CO2 при сжигании ПНГ в ГТЭС, тCO2/тыс.м3						2,237	2,311	2,358		2,467	2,484		
Проектные выбросы CO2 от сжигания ПНГ на ГТЭС, т CO2 экв/год						2 235	58 592	69 660		3 948	894		**130 487**
Потребление ПГ на ГТЭС, тыс. м3	2 178	8 830	14 770	14 473	26 577	25 015	3 003	1 810	32 697	34 705	38 858	40 907	**243 823**

Проектные выбросы CO_2 от работы ГТЭС

Теплота сгорания ПГ при ст. усл., МДж/м3	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	
Коэффициент выбросов для ПГ, тСО2/ГДж	0,0561												
Проектные выбросы СО2 от сжигания ПГ на ГТЭС, т СО2 экв/год	4 093	16 594	27 758	27 200	49 948	47 012	5 644	3 402	61 450	65 222	73 027	76 878	**458 228**
Суммарные проектные выбросы, 2010 г., тСО2 экв/год	**4 093**	**16 594**	**27 758**	**27 200**	**49 948**	**49 247**	**64 236**	**73 062**	**61 450**	**69 170**	**73 922**	**76 878**	**593 557**

12 месяцев 2011 г.

Проектные выбросы от работы ГТЭС

2011													
	Янв	Февр	Март	Апр	Май	Июнь	Июль	Авг	Сент	Окт	Ноябрь	Дек	**Итого за год**
Потребление подготовленного ПНГ на ГТЭС, тыс. м3				16 621	17 271	14 107	15 779	19 061	17 332	16 364	23 623	31 770	**171 928**
Фактор эмиссии СО2 при сжигании ПНГ в ГТЭС, тСО2/тыс.м3				2,298	2,266	2,420	2,439	2,349	2,443	2,469	2,484	2,573	
Проектные выбросы СО2 от сжигания ПНГ на ГТЭС, т СО2 экв/год	0	0	0	38 196	39 137	34 143	38 493	44 782	42 337	40 400	58 688	81 751	**417 928**
Потребление ПГ на ГТЭС, тыс. м3	42 304	37 199	39 743	15 139	17 602	12 547	14 726	16 726	17 817	17 921	9 352	4 250	**245 326**
Теплота сгорания ПГ при ст. усл., МДж/м3	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	
Коэффициент выбросов для ПГ, тСО2/ГДж	0,0561												
Проектные выбросы СО2 от сжигания ПГ на ГТЭС, т СО2 экв/год	79 504	69 910	74 691	28 451	33 080	23 581	27 675	31 434	33 485	33 681	17 575	7 988	**461 054**
Суммарные проектные выбросы, 2011 г., тСО2 экв/год	**79 504**	**69 910**	**74 691**	**66 647**	**72 217**	**57 724**	**66 167**	**76 216**	**75 822**	**74 081**	**76 263**	**89 739**	**878 981**

Коэффициенты выбросов CO2 и CH4 при сжигании подготовленного ПНГ на факеле и в ГТЭС

2010 г.

Расчет факторов эмиссии CO2 для факела и ГТЭС июнь 2010 г

№ колонки	1	2	3	4	5	6 = 1*2*3*4	7 = 1*2*3*5
Показатель	Объемная доля компонента,	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода	Эффективность сжигания подготовленного ПНГ на факеле	Эффективность сжигания подготовленного ПНГ в ГТУ	Фактор эмиссии CO2 при сжигании подготовленного ПНГ на факеле	Фактор эмиссии CO2 при сжигании подготовленного ПНГ в ГТЭС
Индекс	y_i	Nc	ρ_{CO2}	FE_F	FE_{GT}	$EF_{CO2,F}$	$EF_{CO2,GT}$
Единица	%		кг/м3	-	-	тCO2/тыс. м3	тCO2/тыс. м3
диоксид углерода, CO2	1,75%	1	1,839	0,98	1	0,031	0,032
метан, CH4	81,99%	1	1,839	0,98	1	1,478	1,508
этан, C2H6	8,01%	2	1,839	0,98	1	0,289	0,295
пропан, C3H8	5,87%	3	1,839	0,98	1	0,317	0,324
изо-бутан, C4H10	0,36%	4	1,839	0,98	1	0,026	0,026
н-бутан, C4H10	0,62%	4	1,839	0,98	1	0,045	0,046
изо-пентан, C5H12	0,03%	5	1,839	0,98	1	0,003	0,003
н-пентан, C5H12	0,03%	5	1,839	0,98	1	0,003	0,003
сумма гексанов, C6Hx	0,00%	6	1,839	0,98	1	0,000	0,000
						2,192	**2,237**

Расчет фактора эмиссии CH4 при неполном сжигании на факеле июнь 2010 г

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
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	y_{CH4}	ρ_{CH4}	(1-FE)	GWP_{CH4}	$EF_{CH4,f}$
Единица	%	кг/м3	-	тCO2/тCH4	тCO2/тыс. м3
За год	81,99%	0,667	0,02	21	0,230

Расчет факторов эмиссии CO2 для факела и ГТЭС июль 2010 г

№ колонки	1	2	3	4	5	6 = 1*2*3*4	7 = 1*2*3*5
Показатель	Объемная доля компонента,	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода	Эффективность сжигания подготовленного ПНГ на факеле	Эффективность сжигания подготовленного ПНГ в ГТУ	Фактор эмиссии CO2 при сжигании подготовленного ПНГ на факеле	Фактор эмиссии CO2 при сжигании подготовленного ПНГ в ГТЭС
Индекс	y_i	Nc	ρ_{CO2}	FE_F	FE_{GT}	$EF_{CO2,F}$	$EF_{CO2,GT}$
Единица	%		кг/м3	-	-	тCO2/тыс. м3	тCO2/тыс. м3
диоксид углерода, CO2	1,64%	1	1,839	0,98	1	0,030	0,030
метан, CH4	80,20%	1	1,839	0,98	1	1,445	1,475
этан, C2H6	8,02%	2	1,839	0,98	1	0,289	0,295
пропан, C3H8	7,02%	3	1,839	0,98	1	0,379	0,387
изо-бутан, C4H10	0,52%	4	1,839	0,98	1	0,037	0,038
н-бутан, C4H10	1,01%	4	1,839	0,98	1	0,073	0,074
изо-пентан, C5H12	0,06%	5	1,839	0,98	1	0,006	0,006
н-пентан, C5H12	0,06%	5	1,839	0,98	1	0,005	0,006
сумма гексанов, C6Hx	0,01%	6	1,839	0,98	1	0,001	0,001
						2,265	**2,311**

Расчет фактора эмиссии CH4 при неполном сжигании на факеле июль 2010 г

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
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	y_{CH4}	ρ_{CH4}	(1-FE)	GWP_{CH4}	$EF_{CH4,f}$
Единица	%	кг/м3	-	тCO2/тCH4	тCO2/тыс. м3
За год	80,20%	0,667	0,02	21	0,225

Коэффициенты выбросов CO_2 и CH_4 при сжигании подготовленного ПНГ на факеле и в ГТЭС

Расчет факторов эмиссии CO2 для факела и ГТЭС август 2010 г

№ колонки	1	2	3	4	5	6 = 1*2*3*4	7 = 1*2*3*5
Показатель	Объемная доля компонента,	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода	Эффективность сжигания подготовленного ПНГ на факеле	Эффективность сжигания подготовленного ПНГ в ГТУ	Фактор эмиссии CO2 при сжигании подготовленного ПНГ на факеле	Фактор эмиссии CO2 при сжигании подготовленного ПНГ в ГТЭС
Индекс	y_i	Nc	ρ_{CO2}	FE_F	FE_{GT}	$EF_{CO2,F}$	$EF_{CO2,GT}$
Единица	%		кг/м3	-	-	тCO2/тыс. м3	тCO2/тыс. м3
диоксид углерода, CO2	1,69%	1	1,839	0,98	1	0,030	0,031
метан, CH4	79,35%	1	1,839	0,98	1	1,430	1,459
этан, C2H6	8,14%	2	1,839	0,98	1	0,293	0,299
пропан, C3H8	7,62%	3	1,839	0,98	1	0,412	0,421
изо-бутан, C4H10	0,63%	4	1,839	0,98	1	0,045	0,046
н-бутан, C4H10	1,18%	4	1,839	0,98	1	0,085	0,087
изо-пентан, C5H12	0,08%	5	1,839	0,98	1	0,007	0,007
н-пентан, C5H12	0,07%	5	1,839	0,98	1	0,007	0,007
сумма гексанов, C6Hx	0,01%	6	1,839	0,98	1	0,001	0,001
						2,311	**2,358**

Расчет фактора эмиссии CH4 при неполном сжигании на факеле август 2010 г

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
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	y_{CH4}	ρ_{CH4}	(1-FE)	GWP_{CH4}	$EF_{CH4,f}$
Единица	%	кг/м3	-	тCO2/тCH4	тCO2/тыс. м3
За год	79,35%	0,667	0,02	21	0,222

Коэффициенты выбросов CO_2 и CH_4 при сжигании подготовленного ПНГ на факеле и в ГТЭС

Расчет факторов эмиссии CO2 для факела и ГТЭС октябрь 2010 г

№ колонки	1	2	3	4	5	6 = 1*2*3*4	7 = 1*2*3*5
Показатель	Объемная доля компонента,	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода	Эффективность сжигания подготовленного ПНГ на факеле	Эффективность сжигания подготовленного ПНГ в ГТУ	Фактор эмиссии CO2 при сжигании подготовленного ПНГ на факеле	Фактор эмиссии CO2 при сжигании подготовленного ПНГ в ГТЭС
Индекс	y_i	Nc	ρ_{CO2}	FE_F	FE_{GT}	$EF_{CO2,F}$	$EF_{CO2,GT}$
Единица	%		кг/м3	-	-	тCO2/тыс. м3	тCO2/тыс. м3
диоксид углерода, CO2	1,92%	1	1,839	0,98	1	0,035	0,035
метан, CH4	76,90%	1	1,839	0,98	1	1,386	1,414
этан, C2H6	9,02%	2	1,839	0,98	1	0,325	0,332
пропан, C3H8	9,03%	3	1,839	0,98	1	0,488	0,498
изо-бутан, C4H10	0,72%	4	1,839	0,98	1	0,052	0,053
н-бутан, C4H10	1,51%	4	1,839	0,98	1	0,109	0,111
изо-пентан, C5H12	0,13%	5	1,839	0,98	1	0,011	0,012
н-пентан, C5H12	0,13%	5	1,839	0,98	1	0,012	0,012
сумма гексанов, C6Hx	0,00%	6	1,839	0,98	1	0,000	0,000
						2,418	**2,467**

Расчет фактора эмиссии CH4 при неполном сжигании на факеле октябрь 2010 г

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
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	y_{CH4}	ρ_{CH4}	(1-FE)	GWP_{CH4}	$EF_{CH4,f}$
Единица	%	кг/м3	-	тCO2/тCH4	тCO2/тыс. м3
За год	76,90%	0,667	0,02	21	0,215

Коэффициенты выбросов CO_2 и CH_4 при сжигании подготовленного ПНГ на факеле и в ГТЭС

Расчет факторов эмиссии CO2 для факела и ГТЭС ноябрь 2010 г

№ колонки	1	2	3	4	5	6 = 1*2*3*4	7 = 1*2*3*5
Показатель	Объемная доля компонента,	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода	Эффективность сжигания подготовленного ПНГ на факеле	Эффективность сжигания подготовленного ПНГ в ГТУ	Фактор эмиссии CO2 при сжигании подготовленного ПНГ на факеле	Фактор эмиссии CO2 при сжигании подготовленного ПНГ в ГТЭС
Индекс	y_i	Nc	ρ_{CO2}	FE_F	FE_{GT}	$EF_{CO2,F}$	$EF_{CO2,GT}$
Единица	%		кг/м3	-	-	тCO2/тыс. м3	тCO2/тыс. м3
диоксид углерода, CO2	2,03%	1	1,839	0,98	1	0,037	0,037
метан, CH4	75,56%	1	1,839	0,98	1	1,362	1,389
этан, C2H6	9,19%	2	1,839	0,98	1	0,331	0,338
пропан, C3H8	9,36%	3	1,839	0,98	1	0,506	0,516
изо-бутан, C4H10	0,80%	4	1,839	0,98	1	0,058	0,059
н-бутан, C4H10	1,68%	4	1,839	0,98	1	0,121	0,123
изо-пентан, C5H12	0,12%	5	1,839	0,98	1	0,010	0,011
н-пентан, C5H12	0,11%	5	1,839	0,98	1	0,010	0,010
сумма гексанов, C6Hx	0,00%	6	1,839	0,98	1	0,000	0,000
						2,435	**2,484**

Расчет фактора эмиссии CH4 при неполном сжигании на факеле ноябрь 2010 г

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
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	y_{CH4}	ρ_{CH4}	(1-FE)	GWP_{CH4}	$EF_{CH4,f}$
Единица	%	кг/м3	-	тCO2/тCH4	тCO2/тыс. м3
За год	75,56%	0,667	0,02	21	0,212

Коэффициенты выбросов CO_2 и CH_4 при сжигании подготовленного ПНГ на факеле и в ГТЭС

Коэффициенты выбросов CO2 и CH4 при сжигании подготовленного ПНГ на факеле и в ГТЭС

2011 г

Расчет факторов эмиссии CO2 для факела и ГТЭС апрель 2011 г

№ колонки	1	2	3	4	5	6 = 1*2*3*4	7 = 1*2*3*5
Показатель	Объемная доля компонента,	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода	Эффективность сжигания подготовленного ПНГ на факеле	Эффективность сжигания подготовленного ПНГ в ГТУ	Фактор эмиссии CO2 при сжигании подготовленного ПНГ на факеле	Фактор эмиссии CO2 при сжигании подготовленного ПНГ в ГТЭС
Индекс	y_i	Nc	ρ_{CO2}	FE_F	FE_{GT}	$EF_{CO2,F}$	$EF_{CO2,GT}$
Единица	%		кг/м3	-	-	тCO2/тыс. м3	тCO2/тыс. м3
диоксид углерода, CO2	1,79%	1	1,839	0,98	1	0,032	0,033
метан, CH4	80,76%	1	1,839	0,98	1	1,455	1,485
этан, C2H6	8,17%	2	1,839	0,98	1	0,294	0,300
пропан, C3H8	6,74%	3	1,839	0,98	1	0,364	0,372
изо-бутан, C4H10	0,44%	4	1,839	0,98	1	0,032	0,033
н-бутан, C4H10	0,88%	4	1,839	0,98	1	0,064	0,065
изо-пентан, C5H12	0,05%	5	1,839	0,98	1	0,005	0,005
н-пентан, C5H12	0,05%	5	1,839	0,98	1	0,005	0,005
сумма гексанов, C6Hx	0,01%	6	1,839	0,98	1	0,001	0,001
						2,252	**2,298**

Расчет фактора эмиссии CH4 при неполном сжигании на факеле апрель 2011 г

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
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	y_{CH4}	ρ_{CH4}	(1-FE)	GWP_{CH4}	$EF_{CH4,f}$
Единица	%	кг/м3	-	тCO2/тCH4	тCO2/тыс. м3
За год	80,76%	0,667	0,02	21	0,226

Расчет факторов эмиссии CO2 для факела и ГТЭС май 2011 г

№ колонки	1	2	3	4	5	6 = 1*2*3*4	7 = 1*2*3*5
Показатель	Объемная доля компонента,	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода	Эффективность сжигания подготовленного ПНГ на факеле	Эффективность сжигания подготовленного ПНГ в ГТУ	Фактор эмиссии CO2 при сжигании подготовленного ПНГ на факеле	Фактор эмиссии CO2 при сжигании подготовленного ПНГ в ГТЭС
Индекс	y_i	Nc	ρ_{CO2}	FE_F	FE_{GT}	$EF_{CO2,F}$	$EF_{CO2,GT}$
Единица	%		кг/м3	-	-	тCO2/тыс. м3	тCO2/тыс. м3
диоксид углерода, CO2	1,80%	1	1,839	0,98	1	0,032	0,033
метан, CH4	81,06%	1	1,839	0,98	1	1,461	1,491
этан, C2H6	7,97%	2	1,839	0,98	1	0,287	0,293
пропан, C3H8	6,38%	3	1,839	0,98	1	0,345	0,352
изо-бутан, C4H10	0,44%	4	1,839	0,98	1	0,032	0,032
н-бутан, C4H10	0,77%	4	1,839	0,98	1	0,056	0,057
изо-пентан, C5H12	0,04%	5	1,839	0,98	1	0,004	0,004
н-пентан, C5H12	0,04%	5	1,839	0,98	1	0,004	0,004
сумма гексанов, C6Hx	0,00%	6	1,839	0,98	1	0,000	0,000
						2,221	**2,266**

Расчет фактора эмиссии CH4 при неполном сжигании на факеле май 2011 г

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
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	y_{CH4}	ρ_{CH4}	(1-FE)	GWP_{CH4}	$EF_{CH4,f}$
Единица	%	кг/м3	-	тCO2/тCH4	тCO2/тыс. м3
За год	81,06%	0,667	0,02	21	0,227

Расчет факторов эмиссии CO2 для факела и ГТЭС июнь 2011 г

№ колонки	1	2	3	4	5	6 = 1*2*3*4	7 = 1*2*3*5
Показатель	Объемная доля компонента,	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода	Эффективность сжигания подготовленного ПНГ на факеле	Эффективность сжигания подготовленного ПНГ в ГТУ	Фактор эмиссии CO2 при сжигании подготовленного ПНГ на факеле	Фактор эмиссии CO2 при сжигании подготовленного ПНГ в ГТЭС
Индекс	y_i	Nc	ρ_{CO2}	FE_F	FE_{GT}	$EF_{CO2,F}$	$EF_{CO2,GT}$
Единица	%		кг/м3	-	-	тCO2/тыс. м3	тCO2/тыс. м3
диоксид углерода, CO2	1,86%	1	1,839	0,98	1	0,033	0,034
метан, CH4	77,38%	1	1,839	0,98	1	1,395	1,423
этан, C2H6	8,51%	2	1,839	0,98	1	0,307	0,313
пропан, C3H8	8,49%	3	1,839	0,98	1	0,459	0,469
изо-бутан, C4H10	0,74%	4	1,839	0,98	1	0,053	0,054
н-бутан, C4H10	1,48%	4	1,839	0,98	1	0,106	0,109
изо-пентан, C5H12	0,10%	5	1,839	0,98	1	0,009	0,009
н-пентан, C5H12	0,10%	5	1,839	0,98	1	0,009	0,009
сумма гексанов, C6Hx	0,00%	6	1,839	0,98	1	0,000	0,000
						2,372	**2,420**

Расчет фактора эмиссии CH4 при неполном сжигании на факеле июнь 2011 г

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
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	y_{CH4}	ρ_{CH4}	(1-FE)	GWP_{CH4}	$EF_{CH4,f}$
Единица	%	кг/м3	-	тCO2/тCH4	тCO2/тыс. м3
За год	77,38%	0,667	0,02	21	0,217

Коэффициенты выбросов CO_2 и CH_4 при сжигании подготовленного ПНГ на факеле и в ГТЭС

Расчет факторов эмиссии CO2 для факела и ГТЭС июль 2011 г

№ колонки	1	2	3	4	5	6 = 1*2*3*4	7 = 1*2*3*5
Показатель	Объемная доля компонента,	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода	Эффективность сжигания подготовленного ПНГ на факеле	Эффективность сжигания подготовленного ПНГ в ГТУ	Фактор эмиссии CO2 при сжигании подготовленного ПНГ на факеле	Фактор эмиссии CO2 при сжигании подготовленного ПНГ в ГТЭС
Индекс	y_i	Nc	ρ_{CO2}	FE_F	FE_{GT}	$EF_{CO2,F}$	$EF_{CO2,GT}$
Единица	%		кг/м3	-	-	тCO2/тыс. м3	тCO2/тыс. м3
диоксид углерода, CO2	1,82%	1	1,839	0,98	1	0,033	0,033
метан, CH4	77,01%	1	1,839	0,98	1	1,388	1,416
этан, C2H6	8,55%	2	1,839	0,98	1	0,308	0,315
пропан, C3H8	8,76%	3	1,839	0,98	1	0,474	0,483
изо-бутан, C4H10	0,76%	4	1,839	0,98	1	0,055	0,056
н-бутан, C4H10	1,56%	4	1,839	0,98	1	0,112	0,114
изо-пентан, C5H12	0,11%	5	1,839	0,98	1	0,010	0,010
н-пентан, C5H12	0,11%	5	1,839	0,98	1	0,010	0,010
сумма гексанов, C6Hx	0,01%	6	1,839	0,98	1	0,001	0,001
						2,391	**2,439**

Расчет фактора эмиссии CH4 при неполном сжигании на факеле июль 2011 г

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
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	y_{CH4}	ρ_{CH4}	(1-FE)	GWP_{CH4}	$EF_{CH4,f}$
Единица	%	кг/м3	-	тCO2/тCH4	тCO2/тыс. м3
За год	77,01%	0,667	0,02	21	0,216

Коэффициенты выбросов CO_2 и CH_4 при сжигании подготовленного ПНГ на факеле и в ГТЭС

Расчет факторов эмиссии CO2 для факела и ГТЭС август 2011 г

№ колонки	1	2	3	4	5	6 = 1*2*3*4	7 = 1*2*3*5
Показатель	Объемная доля компонента,	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода	Эффективность сжигания подготовленного ПНГ на факеле	Эффективность сжигания подготовленного ПНГ в ГТУ	Фактор эмиссии CO2 при сжигании подготовленного ПНГ на факеле	Фактор эмиссии CO2 при сжигании подготовленного ПНГ в ГТЭС
Индекс	y_i	Nc	ρ_{CO2}	FE_F	FE_{GT}	$EF_{CO2,F}$	$EF_{CO2,GT}$
Единица	%		кг/м3	-	-	тCO2/тыс. м3	тCO2/тыс. м3
диоксид углерода, CO2	1,76%	1	1,839	0,98	1	0,032	0,032
метан, CH4	74,90%	1	1,839	0,98	1	1,350	1,377
этан, C2H6	8,17%	2	1,839	0,98	1	0,295	0,301
пропан, C3H8	8,34%	3	1,839	0,98	1	0,451	0,460
изо-бутан, C4H10	0,68%	4	1,839	0,98	1	0,049	0,050
н-бутан, C4H10	1,47%	4	1,839	0,98	1	0,106	0,108
изо-пентан, C5H12	0,11%	5	1,839	0,98	1	0,010	0,010
н-пентан, C5H12	0,11%	5	1,839	0,98	1	0,010	0,010
сумма гексанов, C6Hx	0,01%	6	1,839	0,98	1	0,001	0,001
						2,302	**2,349**

Расчет фактора эмиссии CH4 при неполном сжигании на факеле август 2011 г

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
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	y_{CH4}	ρ_{CH4}	(1-FE)	GWP_{CH4}	$EF_{CH4,f}$
Единица	%	кг/м3	-	тCO2/тCH4	тCO2/тыс. м3
За год	74,90%	0,667	0,02	21	0,210

Коэффициенты выбросов CO_2 и CH_4 при сжигании подготовленного ПНГ на факеле и в ГТЭС

Расчет факторов эмиссии CO2 для факела и ГТЭС сентябрь 2011 г

№ колонки	1	2	3	4	5	6 = 1*2*3*4	7 = 1*2*3*5
Показатель	Объемная доля компонента,	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода	Эффективность сжигания подготовленного ПНГ на факеле	Эффективность сжигания подготовленного ПНГ в ГТУ	Фактор эмиссии CO2 при сжигании подготовленного ПНГ на факеле	Фактор эмиссии CO2 при сжигании подготовленного ПНГ в ГТЭС
Индекс	y_i	Nc	ρ_{CO2}	FE_F	FE_{GT}	$EF_{CO2,F}$	$EF_{CO2,GT}$
Единица	%		кг/м3	-	-	тCO2/тыс. м3	тCO2/тыс. м3
диоксид углерода, CO2	1,83%	1	1,839	0,98	1	0,033	0,034
метан, CH4	76,89%	1	1,839	0,98	1	1,386	1,414
этан, C2H6	8,63%	2	1,839	0,98	1	0,311	0,317
пропан, C3H8	8,85%	3	1,839	0,98	1	0,478	0,488
изо-бутан, C4H10	0,73%	4	1,839	0,98	1	0,053	0,054
н-бутан, C4H10	1,56%	4	1,839	0,98	1	0,113	0,115
изо-пентан, C5H12	0,11%	5	1,839	0,98	1	0,010	0,010
н-пентан, C5H12	0,11%	5	1,839	0,98	1	0,010	0,010
сумма гексанов, C6Hx	0,00%	6	1,839	0,98	1	0,000	0,000
						2,394	**2,443**

Расчет фактора эмиссии CH4 при неполном сжигании на факеле сентябрь 2011 г

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
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	y_{CH4}	ρ_{CH4}	(1-FE)	GWP_{CH4}	$EF_{CH4,f}$
Единица	%	кг/м3	-	тCO2/тCH4	тCO2/тыс. м3
За год	76,89%	0,667	0,02	21	0,215

Коэффициенты выбросов CO_2 и CH_4 при сжигании подготовленного ПНГ на факеле и в ГТЭС

Расчет факторов эмиссии CO2 для факела и ГТЭС октябрь 2011 г

№ колонки	1	2	3	4	5	6 = 1*2*3*4	7 = 1*2*3*5
Показатель	Объемная доля компонента,	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода	Эффективность сжигания подготовленного ПНГ на факеле	Эффективность сжигания подготовленного ПНГ в ГТУ	Фактор эмиссии CO2 при сжигании подготовленного ПНГ на факеле	Фактор эмиссии CO2 при сжигании подготовленного ПНГ в ГТЭС
Индекс	y_i	Nc	ρ_{CO2}	FE_F	FE_{GT}	$EF_{CO2,F}$	$EF_{CO2,GT}$
Единица	%		кг/м3	-	-	тCO2/тыс. м3	тCO2/тыс. м3
диоксид углерода, CO2	1,92%	1	1,839	0,98	1	0,035	0,035
метан, CH4	76,88%	1	1,839	0,98	1	1,386	1,414
этан, C2H6	9,04%	2	1,839	0,98	1	0,326	0,332
пропан, C3H8	9,05%	3	1,839	0,98	1	0,489	0,499
изо-бутан, C4H10	0,72%	4	1,839	0,98	1	0,052	0,053
н-бутан, C4H10	1,52%	4	1,839	0,98	1	0,109	0,112
изо-пентан, C5H12	0,13%	5	1,839	0,98	1	0,011	0,012
н-пентан, C5H12	0,13%	5	1,839	0,98	1	0,012	0,012
сумма гексанов, C6Hx	0,00%	6	1,839	0,98	1	0,000	0,000
						2,419	**2,469**

Расчет фактора эмиссии CH4 при неполном сжигании на факеле октябрь 2011 г

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
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	y_{CH4}	ρ_{CH4}	(1-FE)	GWP_{CH4}	$EF_{CH4,f}$
Единица	%	кг/м3	-	тCO2/тCH4	тCO2/тыс. м3
За год	76,88%	0,667	0,02	21	0,215

Коэффициенты выбросов CO_2 и CH_4 при сжигании подготовленного ПНГ на факеле и в ГТЭС

Расчет факторов эмиссии CO2 для факела и ГТЭС ноябрь 2011 г

№ колонки	1	2	3	4	5	6 = 1*2*3*4	7 = 1*2*3*5
Показатель	Объемная доля компонента,	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода	Эффективность сжигания подготовленного ПНГ на факеле	Эффективность сжигания подготовленного ПНГ в ГТУ	Фактор эмиссии CO2 при сжигании подготовленного ПНГ на факеле	Фактор эмиссии CO2 при сжигании подготовленного ПНГ в ГТЭС
Индекс	y_i	Nc	ρ_{CO2}	FE_F	FE_{GT}	$EF_{CO2,F}$	$EF_{CO2,GT}$
Единица	%		кг/м3	-	-	тCO2/тыс. м3	тCO2/тыс. м3
диоксид углерода, CO2	2,03%	1	1,839	0,98	1	0,037	0,037
метан, CH4	75,57%	1	1,839	0,98	1	1,362	1,390
этан, C2H6	9,20%	2	1,839	0,98	1	0,332	0,338
пропан, C3H8	9,35%	3	1,839	0,98	1	0,506	0,516
изо-бутан, C4H10	0,80%	4	1,839	0,98	1	0,058	0,059
н-бутан, C4H10	1,67%	4	1,839	0,98	1	0,121	0,123
изо-пентан, C5H12	0,12%	5	1,839	0,98	1	0,010	0,011
н-пентан, C5H12	0,11%	5	1,839	0,98	1	0,010	0,010
сумма гексанов, C6Hx	0,00%	6	1,839	0,98	1	0,000	0,000
						2,435	**2,484**

Расчет фактора эмиссии CH4 при неполном сжигании на факеле ноябрь 2011 г

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
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	y_{CH4}	ρ_{CH4}	(1-FE)	GWP_{CH4}	$EF_{CH4,f}$
Единица	%	кг/м3	-	тCO2/тCH4	тCO2/тыс. м3
За год	75,57%	0,667	0,02	21	0,212

Коэффициенты выбросов CO_2 и CH_4 при сжигании подготовленного ПНГ на факеле и в ГТЭС

Расчет факторов эмиссии CO2 для факела и ГТЭС декабрь 2011 г

№ колонки	1	2	3	4	5	6 = 1*2*3*4	7 = 1*2*3*5
Показатель	Объемная доля компонента,	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода	Эффективность сжигания подготовленного ПНГ на факеле	Эффективность сжигания подготовленного ПНГ в ГТУ	Фактор эмиссии CO2 при сжигании подготовленного ПНГ на факеле	Фактор эмиссии CO2 при сжигании подготовленного ПНГ в ГТЭС
Индекс	y_i	Nc	ρ_{CO2}	FE_F	FE_{GT}	$EF_{CO2,F}$	$EF_{CO2,GT}$
Единица	%		кг/м3	-	-	тCO2/тыс. м3	тCO2/тыс. м3
диоксид углерода, CO2	2,22%	1	1,839	0,98	1	0,040	0,041
метан, CH4	72,98%	1	1,839	0,98	1	1,315	1,342
этан, C2H6	9,75%	2	1,839	0,98	1	0,351	0,358
пропан, C3H8	10,49%	3	1,839	0,98	1	0,567	0,579
изо-бутан, C4H10	0,94%	4	1,839	0,98	1	0,068	0,069
н-бутан, C4H10	2,11%	4	1,839	0,98	1	0,152	0,155
изо-пентан, C5H12	0,16%	5	1,839	0,98	1	0,014	0,014
н-пентан, C5H12	0,15%	5	1,839	0,98	1	0,014	0,014
сумма гексанов, C6Hx	0,00%	6	1,839	0,98	1	0,000	0,000
						2,522	**2,573**

Расчет фактора эмиссии CH4 при неполном сжигании на факеле декабрь 2011 г

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
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	y_{CH4}	ρ_{CH4}	(1-FE)	GWP_{CH4}	$EF_{CH4,f}$
Единица	%	кг/м3	-	тCO2/тCH4	тCO2/тыс. м3
За год	72,98%	0,667	0,02	21	0,204

Коэффициенты выбросов CO_2 и CH_4 при сжигании подготовленного ПНГ на факеле и в ГТЭС

D.3 Выбросы CO_2 в исходных условиях в 2008 г.

Выбросы от сжигания ПНГ на факеле в исходных условиях в 2008 г.

$$BE_{F\ 2008} = BE_{CO2,\ F\ 2008} + BE_{CH4,\ F\ 2008}$$ **(формула в PDD D.1.1.4.-1)**

Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.
$BE_{F\ 2008}$	Выбросы от сжигания ПНГ на факеле в исходных условиях в 2008 г.	т CO_2 - экв	$BE_{CO2,\ F\ 2008}$	Выбросы CO_2 от сжигания ПНГ на факеле в исходных условиях в 2008 г.	т CO_2 - экв	$BE_{CH4,\ F\ 2008}$	Выбросы CH_4 от сжигания ПНГ на факеле в исходных условиях в 2008 г.	т CO_2 - экв

Выбросы CO_2 от сжигания ПНГ на факеле в исходных условиях в 2008 г.

$$BE_{CO2,\ F\ 2008} = FC_{APG,\ YUBGPK} * EF_{CO2,\ F}$$ **(формула в PDD D.1.1.4.-2)**

Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.
$BE_{CO2,\ F\ 2008}$	Выбросы CO_2 от сжигания ПНГ на факеле в исходных условиях в 2008 г.	т CO_2 - экв	$FC_{APG,\ YUBGPK}$	Объем ПНГ, отправленного на ЮБ ГПК в 2008 г.	тыс. $м^3$	$EF_{CO2,\ F}$	Фактор эмиссии CO_2 при сжигании ПНГ на факеле	т CO_2/ тыс. $м^3$

Фактор эмиссии CO_2 при сжигании ПНГ на факеле

$$EF_{CO2,F} = \sum_i y_{i,\ APG} * N_{c\ APG} * \rho_{CO2} * FE_F$$ **(формула в PDD D.1.1.4.-3)**

Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.
$EF_{CO2,\ F}$	Фактор эмиссии CO_2 при сжигании ПНГ на факеле	т CO_2/ тыс. $м^3$	$y_{i,\ APG}$	Объемная доля компонента ПНГ	об. %	$N_{c\ APG}$	Количество молей углерода в компоненте ПНГ	б/р
ρ_{CO2}	Плотность CO_2	кг/$м^3$	FE_F	эффективность	б/р			

Выбросы CO_2 в исходных условиях

	при стандартных условиях			сжигания ПНГ на факеле				

Выбросы CH_4 от сжигания ПНГ на факеле в исходных условиях

$BE_{CH4, F\ 2008} = FC_{APG, YUBGPK} * EF_{CH4, F}$ **(формула в PDD D.1.1.4.-4)**

Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.
$BE_{CH4, F\ 2008}$	Выбросы CH_4 от сжигания ПНГ на факеле в исходных условиях	т CO_2 - экв	$FC_{APG, YUBGPK}$	Объем ПНГ, отправленного на ЮБ ГПК в 2008 г.	тыс. $м^3$	$EF_{CH4, F}$	Фактор эмиссии для метана (в пересчете на CO_2) при сжигании ПНГ на факеле	т CO_2/тыс. $м^3$

Фактор эмиссии для метана (в пересчете на CO_2) при сжигании ПНГ на факеле

$EF_{CH4, F} = y_{CH4\ APG} * \rho_{CH4}*(1-FE_F)* GWP_{CH4}$ **(формула в PDD D.1.1.4.-5)**

Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.
$EF_{CH4, F}$	Фактор эмиссии для метана (в пересчете на CO_2) при сжигании ПНГ на факеле	т CO_2/тыс. $м^3$	y_{CH4}	Объемная доля метана в ПНГ	об. %	$\rho_{CH4\ APG}$	Плотность метана при стандартных условиях	кг/$м^3$
FE_F	Эффективность сжигания ПНГ на факеле	б/р	GWP_{CH4}	Показатель глобального потепления	т CO_2/т CH_4			

Выбросы CO_2 в исходных условиях

12 месяцев 2008 г.

Проектные выбросы от потребления э/э компрессорами

2008													
	Янв	Февр	Март	Апр	Май	Июнь	Июль	Авг	Сент	Окт	Ноябрь	Дек	**Итого за год**
Объем ПНГ, отправленного на ЮБ ГПК, тыс. м3	9 720	11 550	13 096	0	0	7 268	37 866	20 170	49 191	57 200	63 110	91 346	**360 517**
Фактор эмиссии CO2 при сжигании ПНГ на факеле, тCO2/тыс.м3	2,530	2,527	2,569	0,000	0,000	2,570	2,570	2,616	2,544	2,496	2,676	2,476	
Выбросы CO2 в исходных условиях от сжигания ПНГ на факеле, тCO2 экв	24 587	29 188	33 640	0	0	18 681	97 325	52 760	125159	142773	168873	226205	**919 192**
Фактор эмиссии для метана (в пересчете на CO2), тCO2/тыс.м3	0,208	0,210	0,207	0,000	0,000	0,209	0,209	0,203	0,210	0,212	0,204	0,214	
Выбросы CH4 в исходных условиях от сжигания ПНГ на факеле, тCO2 экв	2 026	2 424	2 714	0	0	1 519	7 916	4 096	10 308	12 110	12 846	19 532	**75 490**
Выбросы CO2 в исходных условиях в 2008 г., тCO2 экв	**26 613**	**31 612**	**36 354**	**0**	**0**	**20 200**	**105241**	**56 856**	**135467**	**154883**	**181719**	**245737**	**994 682**

Выбросы CO_2 в исходных условиях

Коэффициенты выбросов CO2 и CH4 при сжигании ПНГ на факеле

2008 г.

Расчет факторов эмиссии CO2 для факела и ГТЭС январь 2008 г

№ колонки	1	2	3	4	6 = 1*2*3*4
Показатель	Объемная доля компонента,	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода (фиксированный параметр)	Эффективность сжигания ПНГ на факеле	Фактор эмиссии CO2 при сжигании ПНГ на факеле
Индекс	y_i	Nc	ρ_{CO2}	FE_F	$EF_{CO2,F}$
Единица	%		кг/м3	-	тCO2/тыс. м3
диоксид углерода, CO2	1,44%	1	1,839	0,98	0,026
метан, CH4	74,41%	1	1,839	0,98	1,341
этан, C2H6	8,65%	2	1,839	0,98	0,312
пропан, C3H8	10,15%	3	1,839	0,98	0,549
изо-бутан, C4H10	0,92%	4	1,839	0,98	0,066
н-бутан, C4H10	2,49%	4	1,839	0,98	0,179
изо-пентан, C5H12	0,30%	5	1,839	0,98	0,027
н-пентан, C5H12	0,30%	5	1,839	0,98	0,027
сумма гексанов, C6Hx	0,03%	6	1,839	0,98	0,003
					2,530

Расчет фактора эмиссии CH4 при неполном сжигании на факеле январь 2008 г

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
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	y_{CH4}	ρ_{CH4}	(1-FE)	GWP_{CH4}	$EF_{CH4,f}$
Единица	%	кг/м3	-	тCO2/тCH4	тCO2/тыс. м3
За год	74,41%	0,667	0,02	21	**0,208**

Расчет факторов эмиссии CO2 для факела и ГТЭС февраль 2008 г

№ колонки	1	2	3	4	6 = 1*2*3*4
Показатель	Объемная доля компонента,	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода (фиксированный параметр)	Эффективность сжигания ПНГ на факеле	Фактор эмиссии CO2 при сжигании ПНГ на факеле
Индекс	y_i	Nc	ρ_{CO2}	FE_F	$EF_{CO2,F}$
Единица	%		кг/м3	-	тCO2/тыс. м3
диоксид углерода, CO2	1,46%	1	1,839	0,98	0,026
метан, CH4	74,92%	1	1,839	0,98	1,350
этан, C2H6	8,48%	2	1,839	0,98	0,306
пропан, C3H8	9,70%	3	1,839	0,98	0,524
изо-бутан, C4H10	0,91%	4	1,839	0,98	0,065
н-бутан, C4H10	2,63%	4	1,839	0,98	0,190
изо-пентан, C5H12	0,30%	5	1,839	0,98	0,027
н-пентан, C5H12	0,38%	5	1,839	0,98	0,034
сумма гексанов, C6Hx	0,05%	6	1,839	0,98	0,005
					2,527

Расчет фактора эмиссии CH4 при неполном сжигании на факеле февраль 2008 г

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
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	y_{CH4}	ρ_{CH4}	(1-FE)	GWP_{CH4}	$EF_{CH4,f}$
Единица	%	кг/м3	-	тCO2/тCH4	тCO2/тыс. м3
За год	74,92%	0,667	0,02	21	**0,210**

Расчет факторов эмиссии CO2 для факела и ГТЭС март 2008 г

№ колонки	1	2	3	4	6 = 1*2*3*4
Показатель	Объемная доля компонента,	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода (фиксированный параметр)	Эффективность сжигания ПНГ на факеле	Фактор эмиссии CO2 при сжигании ПНГ на факеле
Индекс	y_i	Nc	ρ_{CO2}	FE_F	$EF_{CO2,F}$
Единица	%		кг/м3	-	тCO2/тыс. м3
диоксид углерода, CO2	1,44%	1	1,839	0,98	0,026
метан, CH4	73,96%	1	1,839	0,98	1,333
этан, C2H6	8,50%	2	1,839	0,98	0,306
пропан, C3H8	9,96%	3	1,839	0,98	0,539
изо-бутан, C4H10	0,98%	4	1,839	0,98	0,070
н-бутан, C4H10	2,78%	4	1,839	0,98	0,201
изо-пентан, C5H12	0,42%	5	1,839	0,98	0,038
н-пентан, C5H12	0,53%	5	1,839	0,98	0,048
сумма гексанов, C6Hx	0,08%	6	1,839	0,98	0,008
					2,569

Расчет фактора эмиссии CH4 при неполном сжигании на факеле март 2008 г

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
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	y_{CH4}	ρ_{CH4}	(1-FE)	GWP_{CH4}	$EF_{CH4,f}$
Единица	%	кг/м3	-	тCO2/тCH4	тCO2/тыс. м3
За год	73,96%	0,667	0,02	21	**0,207**

Расчет факторов эмиссии CO2 для факела и ГТЭС июнь 2008 г

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
Показатель	Объемная доля компонента,	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода (фиксированный параметр)	Эффективность сжигания ПНГ на факеле	Фактор эмиссии CO2 при сжигании ПНГ на факеле
Индекс	y_i	Nc	ρ_{CO2}	FE_F	$EF_{CO2,F}$
Единица	%		кг/м3	-	тCO2/тыс. м3
диоксид углерода, CO2	1,35%	1	1,839	0,98	0,024
метан, CH4	74,62%	1	1,839	0,98	1,345
этан, C2H6	7,69%	2	1,839	0,98	0,277
пропан, C3H8	9,69%	3	1,839	0,98	0,524
изо-бутан, C4H10	1,26%	4	1,839	0,98	0,091
н-бутан, C4H10	2,93%	4	1,839	0,98	0,211
изо-пентан, C5H12	0,46%	5	1,839	0,98	0,042
н-пентан, C5H12	0,55%	5	1,839	0,98	0,050
сумма гексанов, C6Hx	0,06%	6	1,839	0,98	0,007
					2,570

Расчет фактора эмиссии CH4 при неполном сжигании на факеле июнь 2008 г

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
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	y_{CH4}	ρ_{CH4}	(1-FE)	GWP_{CH4}	$EF_{CH4,f}$
Единица	%	кг/м3	-	тCO2/тCH4	тCO2/тыс. м3
За год	74,62%	0,667	0,02	21	**0,209**

** в условиях отсутствия усредненных данных за июнь, принимаем июльские значения объемных долей компонента*

Расчет факторов эмиссии CO2 для факела и ГТЭС июль 2008 г

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
Показатель	Объемная доля компонента,	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода (фиксированный параметр)	Эффективность сжигания ПНГ на факеле	Фактор эмиссии CO2 при сжигании ПНГ на факеле
Индекс	y_i	Nc	ρ_{CO2}	FE_F	$EF_{CO2,F}$
Единица	%		кг/м3	-	тCO2/тыс. м3
диоксид углерода, CO2	1,35%	1	1,839	0,98	0,024
метан, CH4	74,62%	1	1,839	0,98	1,345
этан, C2H6	7,69%	2	1,839	0,98	0,277
пропан, C3H8	9,69%	3	1,839	0,98	0,524
изо-бутан, C4H10	1,26%	4	1,839	0,98	0,091
н-бутан, C4H10	2,93%	4	1,839	0,98	0,211
изо-пентан, C5H12	0,46%	5	1,839	0,98	0,042
н-пентан, C5H12	0,55%	5	1,839	0,98	0,050
сумма гексанов, C6Hx	0,06%	6	1,839	0,98	0,007
					2,570

Расчет фактора эмиссии CH4 при неполном сжигании на факеле июль 2008 г

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
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	y_{CH4}	ρ_{CH4}	(1-FE)	GWP_{CH4}	$EF_{CH4,f}$
Единица	%	кг/м3	-	тCO2/тCH4	тCO2/тыс. м3
За год	74,62%	0,667	0,02	21	**0,209**

Расчет факторов эмиссии CO2 для факела и ГТЭС август 2008 г

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
Показатель	Объемная доля компонента,	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода (фиксированный параметр)	Эффективность сжигания ПНГ на факеле	Фактор эмиссии CO2 при сжигании ПНГ на факеле
Индекс	y_i	Nc	ρ_{CO2}	FE_F	$EF_{CO2,F}$
Единица	%		кг/м3	-	тCO2/тыс. м3
диоксид углерода, CO2	1,56%	1	1,839	0,98	0,028
метан, CH4	72,48%	1	1,839	0,98	1,306
этан, C2H6	8,76%	2	1,839	0,98	0,316
пропан, C3H8	10,62%	3	1,839	0,98	0,574
изо-бутан, C4H10	1,28%	4	1,839	0,98	0,093
н-бутан, C4H10	2,88%	4	1,839	0,98	0,208
изо-пентан, C5H12	0,41%	5	1,839	0,98	0,037
н-пентан, C5H12	0,53%	5	1,839	0,98	0,048
сумма гексанов, C6Hx	0,06%	6	1,839	0,98	0,006
					2,616

Расчет фактора эмиссии CH4 при неполном сжигании на факеле август 2008 г

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
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	y_{CH4}	ρ_{CH4}	(1-FE)	GWP_{CH4}	$EF_{CH4,f}$
Единица	%	кг/м3	-	тCO2/тCH4	тCO2/тыс. м3
За год	72,48%	0,667	0,02	21	**0,203**

Расчет факторов эмиссии CO2 для факела и ГТЭС сентябрь 2008 г

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
Показатель	Объемная доля компонента,	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода (фиксированный параметр)	Эффективность сжигания ПНГ на факеле	Фактор эмиссии CO2 при сжигании ПНГ на факеле
Индекс	y_i	Nc	ρ_{CO2}	FE_F	$EF_{CO2,F}$
Единица	%		кг/м3	-	тCO2/тыс. м3
диоксид углерода, CO2	1,49%	1	1,839	0,98	0,027
метан, CH4	74,80%	1	1,839	0,98	1,348
этан, C2H6	7,73%	2	1,839	0,98	0,279
пропан, C3H8	9,55%	3	1,839	0,98	0,516
изо-бутан, C4H10	1,31%	4	1,839	0,98	0,094
н-бутан, C4H10	2,69%	4	1,839	0,98	0,194
изо-пентан, C5H12	0,40%	5	1,839	0,98	0,036
н-пентан, C5H12	0,50%	5	1,839	0,98	0,045
сумма гексанов, C6Hx	0,05%	6	1,839	0,98	0,006
					2,544

Расчет фактора эмиссии CH4 при неполном сжигании на факеле сентябрь 2008 г

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
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	y_{CH4}	ρ_{CH4}	(1-FE)	GWP_{CH4}	$EF_{CH4,f}$
Единица	%	кг/м3	-	тCO2/тCH4	тCO2/тыс. м3
За год	74,80%	0,667	0,02	21	**0,210**

Расчет факторов эмиссии CO2 для факела и ГТЭС октябрь 2008 г

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
Показатель	Объемная доля компонента,	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода (фиксированный параметр)	Эффективность сжигания ПНГ на факеле	Фактор эмиссии CO2 при сжигании ПНГ на факеле
Индекс	y_i	Nc	ρ_{CO2}	FE_F	$EF_{CO2,F}$
Единица	%		кг/м3	-	тCO2/тыс. м3
диоксид углерода, CO2	1,51%	1	1,839	0,98	0,027
метан, CH4	75,57%	1	1,839	0,98	1,362
этан, C2H6	8,11%	2	1,839	0,98	0,292
пропан, C3H8	9,35%	3	1,839	0,98	0,506
изо-бутан, C4H10	0,95%	4	1,839	0,98	0,068
н-бутан, C4H10	2,20%	4	1,839	0,98	0,158
изо-пентан, C5H12	0,38%	5	1,839	0,98	0,034
н-пентан, C5H12	0,43%	5	1,839	0,98	0,039
сумма гексанов, C6Hx	0,08%	6	1,839	0,98	0,009
					2,496

Расчет фактора эмиссии CH4 при неполном сжигании на факеле октябрь 2008 г

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
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	y_{CH4}	ρ_{CH4}	(1-FE)	GWP_{CH4}	$EF_{CH4,f}$
Единица	%	кг/м3	-	тCO2/тCH4	тCO2/тыс. м3
За год	75,57%	0,667	0,02	21	**0,212**

Расчет факторов эмиссии CO2 для факела и ГТЭС ноябрь 2008 г

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
Показатель	Объемная доля компонента,	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода (фиксированный параметр)	Эффективность сжигания ПНГ на факеле	Фактор эмиссии CO2 при сжигании ПНГ на факеле
Индекс	y_i	Nc	ρ_{CO2}	FE_F	$EF_{CO2,F}$
Единица	%		кг/м3	-	тCO2/тыс. м3
диоксид углерода, CO2	1,49%	1	1,839	0,98	0,027
метан, CH4	72,66%	1	1,839	0,98	1,309
этан, C2H6	7,88%	2	1,839	0,98	0,284
пропан, C3H8	10,43%	3	1,839	0,98	0,564
изо-бутан, C4H10	1,22%	4	1,839	0,98	0,088
н-бутан, C4H10	3,33%	4	1,839	0,98	0,240
изо-пентан, C5H12	0,66%	5	1,839	0,98	0,060
н-пентан, C5H12	0,86%	5	1,839	0,98	0,077
сумма гексанов, C6Hx	0,25%	6	1,839	0,98	0,027
					2,676

Расчет фактора эмиссии CH4 при неполном сжигании на факеле ноябрь 2008 г

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
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	y_{CH4}	ρ_{CH4}	(1-FE)	GWP_{CH4}	$EF_{CH4,f}$
Единица	%	кг/м3	-	тCO2/тCH4	тCO2/тыс. м3
За год	72,66%	0,667	0,02	21	**0,204**

Расчет факторов эмиссии CO2 для факела и ГТЭС декабрь 2008 г

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
Показатель	Объемная доля компонента,	Количество молей углерода в компоненте	Плотность углерода (фиксированный параметр)	Эффективность сжигания ПНГ на факеле	Фактор эмиссии CO2 при сжигании ПНГ на факеле
Индекс	y_i	Nc	ρ_{CO2}	FE_F	$EF_{CO2,F}$
Единица	%		кг/м3	-	тCO2/тыс. м3
диоксид углерода, CO2	1,53%	1	1,839	0,98	0,028
метан, CH4	76,33%	1	1,839	0,98	1,376
этан, C2H6	7,94%	2	1,839	0,98	0,286
пропан, C3H8	8,73%	3	1,839	0,98	0,472
изо-бутан, C4H10	0,94%	4	1,839	0,98	0,068
н-бутан, C4H10	2,32%	4	1,839	0,98	0,167
изо-пентан, C5H12	0,33%	5	1,839	0,98	0,029
н-пентан, C5H12	0,41%	5	1,839	0,98	0,036
сумма гексанов, C6Hx	0,13%	6	1,839	0,98	0,014
					2,476

Расчет фактора эмиссии CH4 при неполном сжигании на факеле декабрь 2008 г

№ колонки	1	2	3	4	5 = 1*2*3*4
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	y_{CH4}	ρ_{CH4}	(1-FE)	GWP_{CH4}	$EF_{CH4,f}$
Единица	%	кг/м3	-	тCO2/тCH4	тCO2/тыс. м3
За год	76,33%	0,667	0,02	21	**0,214**

D.4 Выбросы CO_2 в исходных условиях в 2010-2012 гг.

Выбросы от сжигания ПНГ на факеле в исходных условиях в 2010-2012 гг.

$$BE_{F\ 2010\text{-}2012} = BE_{CO2,\ F\ 2010\text{-}2012} + BE_{CH4,\ F\ 2010\text{-}2012}$$ **(формула в PDD D.1.1.4.-6)**

Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.
$BE_{F\ 2010\text{-}2012}$	Выбросы от сжигания ПНГ на факеле в исходных условиях в 2010-2012 гг.	т CO_2 - экв	$BE_{CO2,\ F\ 2010\text{-}2012}$	Выбросы CO_2 от сжигания ПНГ на факеле в исходных условиях в 2010-2012 гг.	т CO_2 - экв	$BE_{CH4,\ F\ 2010\text{-}2012}$	Выбросы CH_4 от сжигания ПНГ на факеле в исходных условиях в 2010-2012 гг.	т CO_2 - экв

Выбросы CO_2 от сжигания ПНГ на факеле в исходных условиях в 2010-2012 гг.

$$BE_{CO2,\ F\ 2010\text{-}2012} = FC_{APG\ treated} * EF_{CO2,\ APG\ treated\ F}$$ **(формула в PDD D.1.1.4.-7)**

Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.
$BE_{CO2,\ F\ 2010\text{-}2012}$	Выбросы CO_2 от сжигания ПНГ на факеле в исходных условиях в 2010-2012 гг.	т CO_2 - экв	$FC_{APG\ treated}$	Потребление подготовленного ПНГ на ГТЭС	тыс. $м^3$	$EF_{CO2,\ APG\ treated\ F}$	Фактор эмиссии CO_2 при сжигании ПНГ на факеле	т CO_2/ тыс. $м^3$

Фактор эмиссии CO_2 при сжигании подготовленного ПНГ на факеле

$$EF_{CO2,\ APG\ treated\ F} = \sum_i y_{i,\ APG\ treated} * N_{c\ APG\ treated} * \rho_{CO2} * FE_F$$ **(формула в PDD D.1.1.4.-8)**

Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.
$EF_{CO2,\ APG\ treated\ F}$	Фактор эмиссии CO_2 при сжигании	т CO_2/ тыс. $м^3$	$y_{i,\ APG\ treated}$	Объемная доля компонента подготовленного	об. %	$N_{c\ APG\ treated}$	Количество молей углерода в компоненте	б/р

Выбросы CO_2 в исходных условиях

	ПНГ на факеле			ПНГ			подготовленного ПНГ	
ρ_{CO2}	Плотность CO_2	кг/м^3	FE_F	Эффективность сжигания ПНГ на факеле	б/р			

Выбросы CH_4 от сжигания подготовленного ПНГ на факеле

$BE_{CH4,\ F\ 2010\text{-}2012} = FC_{APG\ treated} * EF_{CH4,\ APG\ treated\ F}$ **(формула в PDD D.1.1.4.-9)**

Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.
$BE_{CH4,\ F\ 2010\text{-}2012}$	Выбросы CH_4 от сжигания подготовленного ПНГ на факеле в исходных условиях в 2010-2012 гг.	т CO_2 - экв	$FC_{APG\ treated}$	Потребление подготовленного ПНГ на ГТЭС	тыс. м^3	$EF_{CH4,\ APG\ treated\ F}$	Фактор эмиссии для метана (в пересчете на CO_2) при сжигании подготовленного ПНГ на факеле	т CO_2/тыс. м^3

Фактор эмиссии для метана (в пересчете на CO_2) при сжигании подготовленного ПНГ на факеле

$EF_{CH4,\ APG\ treated\ F} = y_{CH4\ APG\ treated} * \rho_{CH4}*(1\text{-}FE_F)* GWP_{CH4}$ **(формула в PDD D.1.1.4.-10)**

Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.
$EF_{CH4,\ APG\ treated\ F}$	Фактор эмиссии для метана (в пересчете на CO_2) при сжигании подготовленного ПНГ на факеле	т CO_2/тыс. м^3	$y_{CH4\ APG\ treated}$	Объемная доля метана в подготовленном ПНГ	об. %	ρ_{CH4}	Плотность метана	кг/м^3
FE_F	Эффективность сжигания ПНГ на факеле	б/р	GWP_{CH4}	Показатель глобального потепления	т CO_2/т CH_4			

Выбросы CO_2 в исходных условиях

D.5 Выбросы CO_2 от потребления сетевой электроэнергии в исходных условиях

Выбросы от потребления сетевой электроэнергии в исходных условиях

$BE_{EC} = EG_{GTPP} * EF_{grid} * (1+ TDL)$ **(формула в PDD D.1.1.4.-11)**

Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.
BE_{EC}	выбросы от потребления сетевой электроэнергии в исходных условиях	т CO_2-экв	EG_{GTPP}	чистый отпуск электроэнергии в сеть от Приобской ГТЭС	МВтч	EF_{grid}	коэффициент эмиссии CO_2 для электроэнергии, потребляемой из сетей ОЭС Урала	т CO_2/МВтч
TDL	Технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии в ОЭС Урала	%						

12 месяцев 2010 г.

Выбросы в исходных условиях от сжигания ПНГ на факеле и потребления сетевой э/э

2010													
	Янв	Февр	Март	Апр	Май	Июнь	Июль	Авг	Сент	Окт	Ноябрь	Дек	**Итого за год**
Отпуск электроэнергии, МВтч	4 223,6	26735	48277	45 745	89495	90831	110878	124005	109895	119807	130100	135961	**1035954**
Фактор эмиссии для ОЭС Урала, т CO2/МВтч	0,582												
Технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии в ОЭС Урала, %	9,50												
Выбросы CO2 в исходных условиях от потребления сетевой э/э, т CO2 экв/год	2 692	17 038	30 767	29 153	57 035	57 886	70 661	79 027	70 035	76 352	82 912	86 647	**660 203**
Объем подготовленного ПНГ для ГТЭС сжигаемого на факеле, тыс. м3						999	25 353	29 543		1 600	360		**57 855,0**
Фактор эмиссии CO2 при сжигании подготовленного ПНГ для ГТЭС на факеле, тCO2/тыс.м3						2,192	2,265	2,311		2,418	2,435		
Выбросы CO2 в исходных условиях от сжигания подготовленного ПНГ для ГТЭС на факеле, т CO2 экв/год						2 190	57 420	68 267		3 869	876		**132 623**
Фактор эмиссии для метана (в пересчете на CO2), тCO2/тыс.м3						0,230	0,225	0,222		0,215	0,212		
Выбросы CH4 в исходных условиях от сжигания ПНГ на факеле, тCO2 экв						229	5 696	6 567		345	76		**12 913**
Суммарные выбросы CO2 в исходных условиях в 2010 г., тCO2 экв/год	**2 692**	**17 038**	**30 767**	**29 153**	**57 035**	**60 305**	**133 778**	**153 861**	**70 035**	**80 565**	**83 864**	**86 647**	**805 739**

Выбросы CO_2 в исходных условиях

12 месяцев 2011 г.

Выбросы в исходных условиях от сжигания ПНГ на факеле и потребления сетевой э/э

2011													
	Янв	Февр	Март	Апр	Май	Июнь	Июль	Авг	Сент	Окт	Ноябрь	Дек	**Итого за год**
Отпуск электроэнергии, МВтч	136204	123056	135079	116772	129776	101112	115929	125394	130112	128365	125730	141760	**1509291**
Фактор эмиссии для ОЭС Урала, т CO2/МВтч	0,609												
Технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии в ОЭС Урала, %	9,50												
Выбросы CO2 в исходных условиях от потребления сетевой э/э, т CO2 экв/год	90 829	82 061	90 079	77 870	86 542	67 427	77 308	83 620	86 766	85 601	83 844	94 534	**1 006 478**
Объем подготовленного ПНГ для ГТЭС сжигаемого на факеле, тыс. м3				16 621	17 271	14 107	15 779	19 061	17 332	16 364	23 623	31 770	**171 928,0**
Фактор эмиссии CO2 при сжигании подготовленного ПНГ для ГТЭС на факеле, тCO2/тыс.м3				2,252	2,221	2,372	2,391	2,302	2,394	2,419	2,435	2,522	
Выбросы CO2 в исходных условиях от сжигания подготовленного ПНГ для ГТЭС на факеле, т CO2 экв/год				37 432	38 354	33 460	37 723	43 887	41 491	39 592	57 514	80 116	**409 569**
Фактор эмиссии для метана (в пересчете на CO2), тCO2/тыс.м3				0,226	0,227	0,217	0,216	0,210	0,215	0,215	0,212	0,204	
Выбросы CH4 в исходных условиях от сжигания ПНГ на факеле, тCO2 экв				3 760	3 922	3 058	3 404	3 999	3 733	3 524	5 001	6 495	**36 897**
Суммарные выбросы CO2 в исходных условиях в 2011 г., тCO2 экв/год	**90 829**	**82 061**	**90 079**	**119 062**	**128 818**	**103 945**	**118 435**	**131 506**	**131 990**	**128 718**	**146 359**	**181 145**	**1 452 945**

Выбросы CO_2 в исходных условиях

D.6 Расчет Единиц Сокращения Выбросов от проектной деятельности

Суммарные проектные выбросы CO_2

$PE = PE_{EC_KSs+GTI} + PE_{GTPP}$ **(формула в PDD D.1.1.2.-7)**

Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.
PE	Суммарные проектные выбросы CO_2 от объектов Приобского месторождения	т CO_2 - экв	PE_{EC_KSs}	Проектные выбросы от потребления электроэнергии КС-1, КС-2, УПГ, компрессорами низких ступеней сепарации на ЦППН-7, УПСВ к. 285, ЦППН-8, УПСВ к. 201	т CO_2 - экв	PE_{GTPP}	Проектные выбросы от работы ГТЭС	т CO_2 – экв

Суммарные выбросы CO_2 в исходных условиях

$BE = BE_{F\ 2008} + BE_{F\ 2010\text{-}2012} + BE_{EC}$ **(формула в PDD D.1.1.4.-12)**

Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.
BE	Суммарные выбросы CO_2 в исходных условиях	т CO_2 – экв	$BE_{F\ 2008}$	Выбросы от сжигания ПНГ на факеле в исходных условиях в 2008 г.	т CO_2 - экв	$BE_{F\ 2010\text{-}2012}$	Выбросы от сжигания ПНГ на факеле в исходных условиях в 2010-2012 гг.	т CO_2 - экв
BE_{EC}	выбросы от потребления сетевой электроэнергии в	т CO_2-экв						

	исходных условиях							

Сокращение выбросов парниковых газов от проектной деятельности

$ER_y = BE_y - PE_y$ **(формула в PDD D.1.4.-1)**

Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение показателя	Наименование показателя	Ед. изм.
ER_y	Сокращение выбросов за период y	тонн $CO_{2экв}$	**PE_y**	Выбросы по проекту за период y	тонн $CO_{2экв}$
BE_y	Выбросы в исходных условиях за период y	тонн $CO_{2экв}$			

12 месяцев 2008 г.

Образование ЕСВ в 2008 г. в соответствии с результатами мониторинга

№	Наименование	Единицы	Янв.	Февр.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сент.	Окт.	Ноя.	Дек.	Итог по году
1	**Суммарные проектные выбросы CO2**	**тонн CO2экв**	954	704	746	734	556	818	634	656	706	943	996	802	9 248
2	**Суммарные выбросы CO2 в исходных условиях**	**тонн CO2экв**	26 613	31 612	36 354	0	0	20 200	105 241	56 856	135 467	154 883	181 719	245 737	994 682
3	**Единицы Сокращения Выбросов от проектной деятельности в 2008 г.**	**тонн CO2экв**	**25 660**	**30 908**	**35 608**	**-734**	**-556**	**19 382**	**104 607**	**56 200**	**134 762**	**153 940**	**180 722**	**244 936**	**985 434**

12 месяцев 2010 г.

Образование ЕСВ в 2010 г. в соответствии с результатами мониторинга

№	Наименование	Единицы	Янв.	Февр.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сент.	Окт.	Ноя.	Дек.	Итог по году
1	**Суммарные проектные выбросы CO2**	**тонн CO2экв**	5 514	17 938	29 450	28 974	51 749	50 682	65 838	74 456	62 569	71 317	75 768	79 103	613 358
2	**Суммарные выбросы CO2 в исходных условиях**	**тонн CO2экв**	2 692	17 038	30 767	29 153	57 035	60 305	133 778	153 861	70 035	80 565	83 864	86 647	805 739
3	**Единицы Сокращения Выбросов от проектной деятельности в 2010 г.**	**тонн CO2экв**	**-2 822**	**-900**	**1 316**	**179**	**5 286**	**9 623**	**67 940**	**79 405**	**7 467**	**9 249**	**8 096**	**7 543**	**192 381**

12 месяцев 2011 г.

Образование ЕСВ в 2011 г. в соответствии с результатами мониторинга

№	Наименование	Единицы	Янв.	Февр.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сент.	Окт.	Ноя.	Дек.	Итог по году
1	**Суммарные проектные выбросы CO2**	**тонн CO2экв**	81 719	71 712	76 916	68 524	73 880	59 499	67 948	77 958	77 082	75 571	77 880	91 661	900 351
2	**Суммарные выбросы CO2 в исходных условиях**	**тонн CO2экв**	90 829	82 061	90 079	119 062	128 818	103 945	118 435	131 506	131 990	128 718	146 359	181 145	1 452 945
3	**Единицы Сокращения Выбросов от проектной деятельности в 2011 г.**	**тонн CO2экв**	**9 109**	**10 348**	**13 163**	**50 538**	**54 938**	**44 446**	**50 487**	**53 548**	**54 907**	**53 147**	**68 479**	**89 484**	**552 594**

Приложение 1

Список сокращений

АГРС	Автоматическая газораспределительная станция
ВЛ	Высоковольтная линия
ГОСТ	Государственный стандарт
ГТС	Газотранспортная система
ГТУ	Газотурбинная установка
ГТЭС	Газотурбинная электростанция
ЕСВ	Единица Сокращения Выбросов
КС	Компрессорная станция
МЧР/CDM	Механизм чистого развития
МГЭИК	Межправительственная группа экспертов по изменению климата
НК	Нефтяная компания
ОАО	Открытое акционерное общество
ООО	Общество с ограниченной ответственностью
ОЭС	Объединенная энергетическая система
ПГ	Природный газ
ПДВ	Предельно-допустимые выбросы
ПДС	Предельно-допустимые сбросы
ПНГ	Попутный нефтяной газ
ПНООЛР	Проект нормативов образования отходов и лимитов на их размещение
ПТД/PDD	Проектно-техническая документация
СО	Совместное Осуществление
УПСВ	Установка предварительного сброса воды
УПГ	Установка подготовки газа
УСИНГ	Управление сбора и использования нефтяного газа
ФЭ	Фактор эмиссии
ЦППН	Цех подготовки и перекачки нефти
ЮБ ГПК	Южно-Балыкский газоперерабатывающий комплекс