Описание осуществленных действий в соответствии со специальной проектной документацией

по проекту Совместного Осуществления:

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

Период мониторинга: 01.07.2012 – 30.11.2012

Версия 1.1 (исходная для подачи на верификацию)

Дата подготовки отчета: 25 декабря 2012 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Раздел A.	Общая информация о проектной деятельности	Стр. 3
Раздел B.	Система мониторинга сокращения выбросов парниковых газов	Стр. 6
Раздел C.	Отклонения от плана мониторинга, заявленного в проектной документации	Стр. 21
Раздел D.	Расчет сокращения выбросов парниковых газов	Стр. 25
Приложение 1	Список сокращений	Стр. 40

Раздел А. Общая информация о проектной деятельности

А.1. Введение

Цель настоящего отчёта - представление результатов мониторинга и расчета объема сокращения выбросов парниковых газов, полученного в результате реализации проекта Совместного Осуществления «Утилизация попутного нефтяного газа на Приобском месторождении ОАО «НК «Роснефть» за период: с 01 июля 2012 года по 30 ноября 2012 года.

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

Таблица А.2.1. Статус реализации проекта на 30 ноября 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	Введена в эксплуатацию в сентябре 2012г.
ГТЭС, третий ПК (ГТУ №6)	ГТУ №6 введена в эксплуатацию в феврале 2012 г.
ГТЭС, четвертый ПК (ГТУ №5)	ГТУ №5 введена в эксплуатацию в феврале 2012 г.
ГТЭС, пятый ПК (ГТУ №4)	ГТУ №4 введена в эксплуатацию в сентябре 2012 г.
Компрессорные станции ПНГ низких ступеней сепарации	Введены в эксплуатацию на ЦППН-7, УПСВ куста 285, УПСВ куста 201. По состоянию на 30 ноября 2012 г. ввод на ЦППН-8 еще не производился.

А.3. Сокращение выбросов за период мониторинга

Фактический объем сокращения выбросов составил:

с 1 июля по 30 ноября 2012 года: 518 352 тонн $CO_{2экв}$

Согласно специальной проектной документации, версия 1.4 от 25 августа 2011 г. ожидаемый объем сокращения выбросов составляет:

с 1 января по 31 декабря 2012 года: 1 632 138 тонн $CO_{2экв}$

В пересчете на 5 месяцев данный ожидаемый объем составляет 680 057 тонн $CO_{2экв}$, таким образом, фактическое образование сокращения выбросов на 24% ниже запланированного, что объясняется задержкой ввода в эксплуатацию газотурбинной установки №4 (всего ГТЭС по проекту располагает семью ГТУ, из которых две находятся в резерве и на техобслуживании) и рядом других факторов, повлиявших на эксплуатацию оборудования и плановую выработку электроэнергии.

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 аккредитованная эко аналитическая лаборатория 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 Управление 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, размещение отходов.

В соответствии с федеральным законом об охране окружающей среды в ООО «РН-Юганскнефтегаз» разработаны, согласованы и утверждены нормативы допустимых выбросов 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 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 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 регулярный 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.

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.)

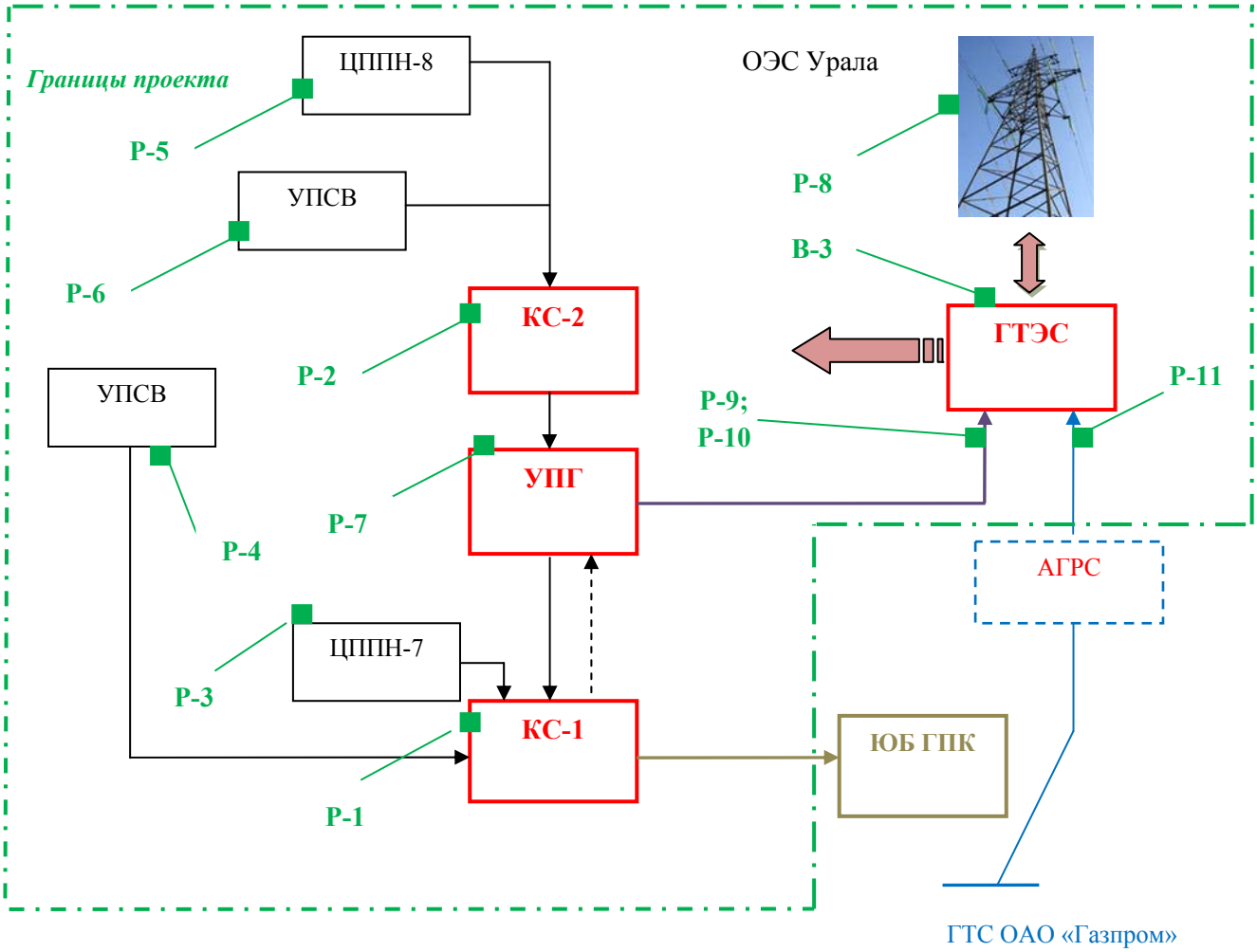
Мониторинг проектных выбросов и выбросов в исходных условиях был выполнен в соответствии с PDD версия 1.4 от 25 августа 2011 г. за исключением уточнений и отклонений, приведенных в разделе С.

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 при производстве электроэнергии;
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:

1. 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;
2. 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.

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»[1].
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,

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

				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.[2]
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.
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»[3].
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	EF_{grid_Ural}	2012 г. – 0,649	«Разработка факторов (коэффициентов) эмиссии углерода для энергосистем России»[4], 2010 г. Выполнено

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

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

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

	CO_2/МВтч			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.

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».

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

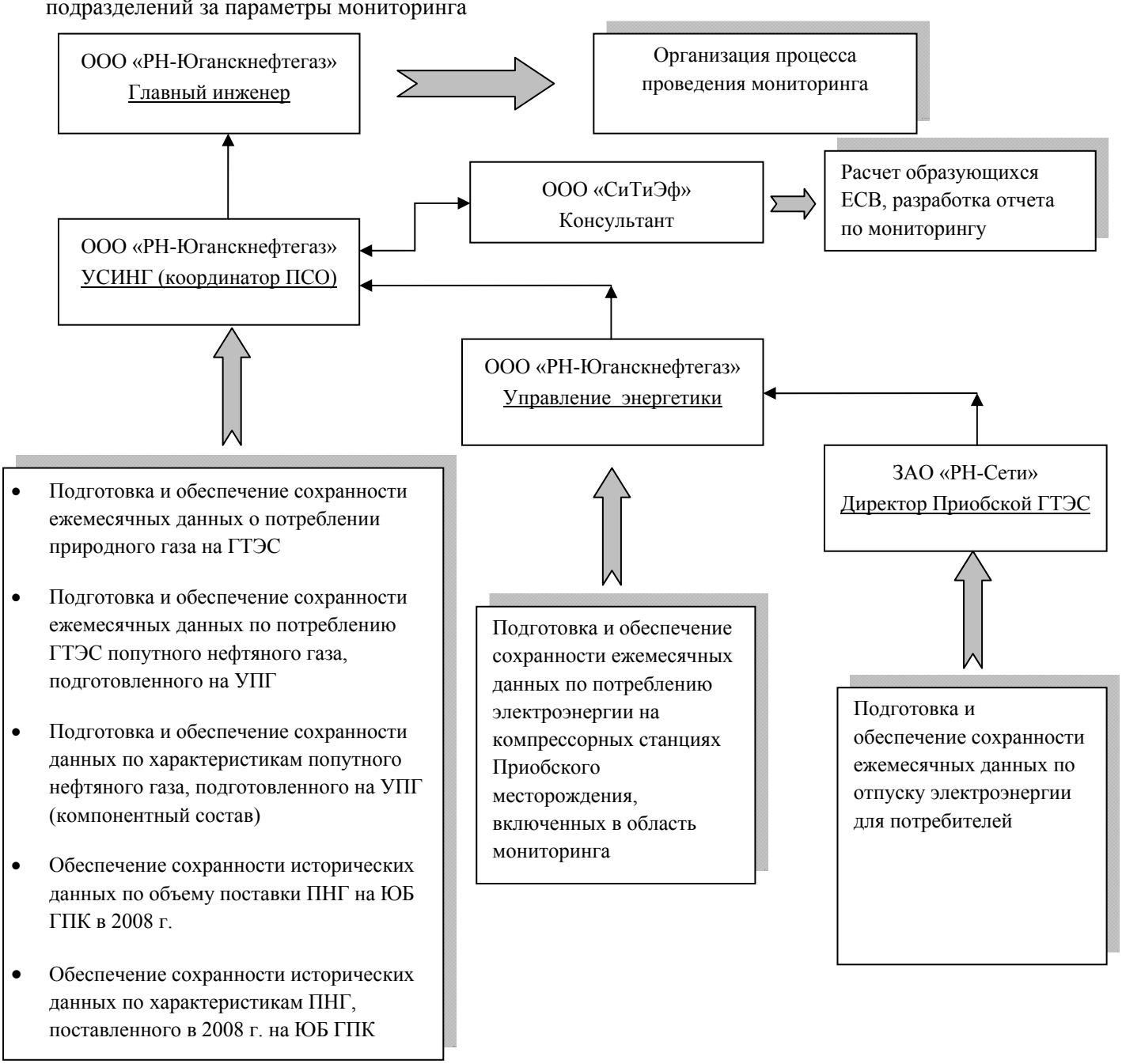


Таблица В.3.1. Ответственность за предоставление отчетной документации и ее формы

№№	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

В.4 Метрологическое обеспечение

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

Тип прибора, серийный №	Погрешность	Установленная периодичность поверки/калибровки	Дата калибровки/ поверки со сроком действия, попадающим на период мониторинга	Примечания
Подготовленный ПНГ для ГТЭС				
Блок коммерческого узла учета сухого отбензиненного газа на УПГ Приобского месторождения				
Ультразвуковой счетчик газа FLOWSIC 600 серийный номер 09338517	0,3%	4 года	07.09.2009	
Термопреобразователь сопротивления YTA 110 серийный номер C2J906470	0,2%	2 года	18.11.2010 15.11.2012	
Преобразователь давления YOKOGAWA EJX510A серийный номер 91J914236	0,025...0,6%	3 года	02.11.2010	
Измерительный контроллер FloBoss S600 серийный номер 17974270	0,01%	2 года	02.11.2010 25.10.2012	
Блок контроля качества подготовленного ПНГ				
Газовый хроматограф MicroSAM серийный номер HXANCS5019	1,0%	1 год	18.04.2012	
Подготовленный ПНГ для ГТЭС (резервная линия)				
Ультразвуковой счетчик газа FLOWSIC 600 серийный номер 09338516	0,3%	4 года	07.09.2009	
Термопреобразователь сопротивления YTA 110 серийный номер C2J906471	0,2%	2 года	02.11.2010 15.11.2012	В период с 02.11.2012 по 15.11.2012 резервная линия для ПНГ не использовалась
Преобразователь давления YOKOGAWA EJX510A серийный номер 91J914235	0,025...0,6%	3 года	02.11.2010	
Измерительный контроллер	0,01%	2 года	02.11.2010	

FloBoss S600 серийный номер 17974269			25.10.2012	
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	0,3%	4 года	14.04.2009	
Датчик температуры Emerson Process Manegment серийный номер 03211857-02226245	+0,2^{0}C	2 года	21.04.2011	
Преобразователь абсолютного давления 3051 S фирмы Emerson Process Manegment серийный номер 8679429	0,04%	3 года	21.04.2011	
Измерительный контроллер FloBoss S600 серийный номер 17973737	0,01%	2 года	15.06.2012	
Природный газ для ГТЭС (резервная линия)				
Ультразвуковой счетчик газа FLOWSIC 600 серийный номер 09068601	0,3%	4 года	14.04.2009	
Датчик температуры Emerson Process Manegment серийный номер 03211856-02225244	+0,2^{0}C	2 года	21.04.2011	
Преобразователь абсолютного давления 3051 S фирмы Emerson Process Manegment серийный номер 8679430	0,04%	3 года	21.04.2011	
Измерительный контроллер FloBoss S600 серийный номер 17973738	0,01%	2 года	22.06.2012	
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	0,2S	8 лет	Заводская 2009г	

Многофункциональный счетчик электроэнергии «Альфа» A1802 RAL-P4GB-DW-4 серийный номер 01197304	0,2S	8 лет	Заводская 2009г	
Многофункциональный счетчик электроэнергии «Альфа» A1802 RAL-P4GB-DW-4 серийный номер 01197303	0,2S	8 лет	Заводская 2009г	
Многофункциональный счетчик электроэнергии «Альфа» A1802 RAL-P4GB-DW-4 серийный номер 01197301	0,2S	8 лет	Заводская 2009г	
Многофункциональный счетчик электроэнергии «Альфа» A1802 RAL-P4GB-DW-4 серийный номер 01197300	0,2S	8 лет	Заводская 2009г	
Многофункциональный счетчик электроэнергии «Альфа» A1802 RAL-P4GB-DW-4 серийный номер 01197299	0,2S	8 лет	Заводская 2009г	
Многофункциональный счетчик электроэнергии «Альфа» A1802 RAL-P4GB-DW-4 серийный номер 01197298	0,2S	8 лет	Заводская 2009г	
Многофункциональный счетчик электроэнергии «Альфа» A1802 RAL-P4GB-DW-4 серийный номер 01197297	0,2S	8 лет	Заводская 2009г	
Многофункциональный счетчик электроэнергии «Альфа» A1802 RAL-P4GB-DW-4 серийный номер 01197307	0,2S	8 лет	Заводская 2009г	
Многофункциональный счетчик электроэнергии «Альфа» A1802 RAL-P4GB-DW-4 серийный номер 01197306	0,2S	8 лет	Заводская 2009г	

Расход электрической энергии КС-1				
Многофункциональный счетчик электроэнергии «МИКРОН» СЭТ-ТМ.03М.04 серийный номер 812090437	0,2S/0,5	12 лет	Заводская 2009г	
Многофункциональный счетчик электроэнергии «МИКРОН» СЭТ-ТМ.03М.04 серийный номер 812090465	0,2S/0,5	12 лет	Заводская 2009г	
Многофункциональный счетчик электроэнергии «МИКРОН» СЭТ-ТМ.03М.04 серийный номер 812090527	0,2S/0,5	12 лет	Заводская 2009г	
Многофункциональный счетчик электроэнергии «МИКРОН» СЭТ-ТМ.03М.04 серийный номер 812090486	0,2S/0,5	12 лет	Заводская 2009г	
Многофункциональный счетчик электроэнергии «МИКРОН» СЭТ-ТМ.03М.04 серийный номер 812090528	0,2S/0,5	12 лет	Заводская 2009г	
Многофункциональный счетчик электроэнергии «МИКРОН» СЭТ-ТМ.03М.04 серийный номер 812090541	0,2S/0,5	12 лет	Заводская 2009г	
Расход электрической энергии компрессорами низкого давления на ЦППН-7				
Многофункциональный счетчик электроэнергии «МИКРОН» СЭТ-ТМ.03М.04 серийный номер 808092302	0,2S/0,5	12 лет	Заводская 2009г	
Многофункциональный счетчик электроэнергии «МИКРОН» СЭТ-ТМ.03М.04 серийный номер 808092319	0,2S/0,5	12 лет	Заводская 2009г	
Многофункциональный счетчик электроэнергии «МИКРОН» СЭТ-	0,2S/0,5	12 лет	Заводская 2009г	

ТМ.03М.04 серийный номер 808092301				
Многофункциональный счетчик электроэнергии «МИКРОН» СЭТ-ТМ.03М.04 серийный номер 808092348	0,2S/0,5	12 лет	Заводская 2009г	
Многофункциональный счетчик электроэнергии «МИКРОН» СЭТ-ТМ.03М.04 серийный номер 812090542	0,2S/0,5	12 лет	Заводская 2009г	
Многофункциональный счетчик электроэнергии «МИКРОН» СЭТ-ТМ.03М.04 серийный номер 808092195	0,2S/0,5	12 лет	Заводская 2009г	
Многофункциональный счетчик электроэнергии «МИКРОН» СЭТ-ТМ.03М.04 серийный номер 808092363	0,2S/0,5	12 лет	Заводская 2009г	
Многофункциональный счетчик электроэнергии «МИКРОН» СЭТ-ТМ.03М.04 серийный номер 808092060	0,2S/0,5	12 лет	Заводская 2009г	
Расход электрической энергии компрессорами низкого давления на УПСВ к.201				
Многофункциональный счетчик электроэнергии «МИКРОН» СЭТ-ТМ.03М.04 серийный номер 808091856	0,2S/0,5	12 лет	Заводская 2009г	
Многофункциональный счетчик электроэнергии «МИКРОН» СЭТ-ТМ.03М.04 серийный номер 808091968	0,2S/0,5	12 лет	Заводская 2009г	
Многофункциональный счетчик электроэнергии «МИКРОН» СЭТ-ТМ.03М.04 серийный номер 808092337	0,2S/0,5	12 лет	Заводская 2009г	
Многофункциональный счетчик электроэнергии	0,2S/0,5	12 лет	Заводская 2009г	

«МИКРОН» СЭТ-ТМ.03М.04 серийный номер 808092249				
Расход электрической энергии компрессорами низкого давления на УПСВ к.285				
Многофункциональный счетчик электроэнергии «МИКРОН» СЭТ-ТМ.03М.04 серийный номер 808091245	0,2S/0,5	12 лет	Заводская 2009г	
Многофункциональный счетчик электроэнергии «МИКРОН» СЭТ-ТМ.03М.04 серийный номер 808092300	0,2S/0,5	12 лет	Заводская 2009г	
Многофункциональный счетчик электроэнергии «МИКРОН» СЭТ-ТМ.03М.04 серийный номер 808091259	0,2S/0,5	12 лет	Заводская 2009г	
Многофункциональный счетчик электроэнергии «МИКРОН» СЭТ-ТМ.03М.04 серийный номер 808091988	0,2S/0,5	12 лет	Заводская 2009г	

C. 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** **$TDL = TDL_{Urals}$ (D.1.1.2.-2)** 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 2010 г.» (http://www.e-apbe.ru/analytical/detail.php?ID=174784). Таким образом, в расчетах применены следующие величины: - январь-июнь 2012 – 9,5 % (также как и за 2010 г. в отсутствии опубликованного отчета за более	Примененный подход позволяет использовать официальные данные, подготовленные Министерством энергетики РФ и уменьшить степень неопределенности для значения технологических потерь при передаче и распределении сетевой электроэнергии.

$TDL_{Tyumen\ PES}$ – 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»[5] и ОАО «Тюменьэнерго»[6], публикуемые в сети Интернет.	поздние периоды).	
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,	**Проектные выбросы CO_2 от потребления электроэнергии КС-1, КС-2, УПГ, компрессорами низких ступеней сепарации на ЦППН-7, УПСВ к. 285, УПСВ к.201** $\mathbf{PE_{EC_CSs+GTI} = (EC_{KS-1} + EC_{COTP-7} + EC_{PWDU\ c.285} + EC_{PWDU\ c.201} + (\sum_{i-j}(T_{CS-2} * PW_{CS-2} * L) * N_{days} + \sum_{i-j}(T_{GTI} * PW_{GTI} * L) * N_{days}) * EF_{grid} * (1 + TDL)}$ **(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, УПСВ к. 201, т $CO_{2экв}$ EC_{KS-1} – потребление электроэнергии КС-1, МВтч EC_{COTP-7} – потребление электроэнергии компрессорной станцией низких ступеней	В ООО «РН-Юганскнефтегаз» имеется в наличии Автоматизированная система технического учета электроэнергии (АСТУЭ), которая позволяет дистанционно собирать и надежно архивировать соответствующую информацию по потреблению электроэнергии. Таким образом, в рассматриваемый период мониторинга с июля по ноябрь 2012 г. закрытие отчетного месяца для КС-1, компрессоров низких ступеней сепарации на ЦППН-7, УПСВ к. 285, УПСВ к. 201 происходило по данным электрических счетчиков. Объекты КС-2 и УПГ пока не подключены к АСТУЭ и закрываются расчетным методом.

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

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

МВтч EC_{KS-2} – потребление электроэнергии КС-2, МВтч EC_{GTI} – потребление электроэнергии УПГ, МВтч EC_{COTP-7} – потребление электроэнергии 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 TDL – технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии в ОЭС Урала, % Потребление электроэнергии измеряется электрическими счетчиками.	сепарации на ЦППН-7, МВтч $EC_{PWDU\ c.285}$ – потребление электроэнергии компрессорной станцией низких ступеней сепарации на УПСВ к. 285, МВтч $EC_{PWDU\ c.201}$ – потребление электроэнергии компрессорной станцией низких ступеней сепарации на УПСВ к. 201, МВтч $\sum_{i-j}(T_{CS-2} * PW_{CS-2}*L)$ – 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 местных линиях электропередач; EF_{grid} – коэффициент эмиссии CO_2 для электроэнергии, потребляемой из сетей ОЭС Урала TDL – технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии в ОЭС Урала, % На 30 ноября 2012 г. компрессорная станция низких ступеней сепарации на ЦППН-8 еще не была введена в эксплуатацию и поэтому исключена из расчетной формулы. Список оборудования, потребляющего электроэнергию, специфичен для каждого	

	объекта и включает в себя: - Электрические двигатели компрессоров; - 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.	

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, УПСВ к. 201

Расчетная формула* D.1.1.2.-1 *приведена в разделе С настоящего отчета

Технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии в ОЭС Урала

Расчетная формула* D.1.1.2.-2 *приведена в разделе С настоящего отчета

Компримирование ПНГ

Проектные выбросы от потребления э/э

2012						
	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	**ИТОГО**
Расход электроэнергии на КС-1, МВтч	400,4	443,0	373,2	665,4	758,6	**2 640,6**
Расход электроэнергии на КС-2, МВтч	393,3	434,9	727,5	1 061,6	1 460,0	**4 077,2**
Расход электроэнергии на КС низкого давления на ЦППН-7, МВтч	866,6	866,7	844,5	928,9	1 083,5	**4 590,2**
Расход электроэнергии на КС низкого давления на УПСВ к.285, МВтч	368,0	449,8	448,5	334,9	296,6	**1 897,8**
Расход электроэнергии на КС низкого давления на УПСВ к.201, МВтч	336,2	243,3	255,2	342,3	351,0	**1 527,9**
Фактор эмиссии для ОЭС Урала, т CO_2/МВтч	0,649					
Технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии в ОЭС Урала, %	9,50					
Проектные выбросы от работы компрессоров, тонн $CO_{2экв}$	**1 680**	**1 732**	**1 882**	**2 369**	**2 807**	**10 470**

Установка подготовки газа

Проектные выбросы от потребления э/э

2012						
	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	**ИТОГО**
Расход электроэнергии на УПГ, МВтч	99,3	196,3	852,6	1 331,8	1 509,6	**3 989,6**
Фактор эмиссии для ОЭС Урала, т CO_2/МВтч	0,649					
Технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии в ОЭС Урала, %	9,50					
Проектные выбросы от потребления электроэнергии на УПГ, тонн $CO_{2экв}$	**71**	**140**	**606**	**946**	**1 073**	**2 836**

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	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	т CO_2/тыс. $м^3$

	ГТЭС						ГТЭС	

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 ПНГ в ГТЭС	т CO_2/тыс. $м^3$	$y_{i\ APG\ treated}$	Объемная доля компонента подготовленного ПНГ	об. %	N_c	Количество молей углерода в компоненте подготовленного ПНГ	б/р
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						

Проектные выбросы от работы ГТЭС

2012						
	July	August	September	October	November	**Totally**
Consumption of APG treated for GTPP, ths. m3	30 607,000	32 480,000	42 467,000	41 112,000	40 367,000	**187 033,000**
CO2 emission factor for consumption of APG treated for GTPP, tCO_2/ths.m3	2,374	2,394	2,343	2,398	2,378	
Project emissions from APG treated for GTPP burning in gas turbines, t CO_{2eq}	72 661	77 757	99 500	98 587	95 993	**444 498**
Consumption of NG in GTPP, ths. m3	0,000	78,117	262,033	0,000	0,000	**340,150**
Net calorific value of NG (standard conditions), MJ/m3	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	
Emission factor for stationary combustion of NG, t CO_2/GJ	0,0561					
Project emissions from NG consumption in GTPP, t CO_{2eq}	0	147	492	0	0	**639**
Project emissions from GTPP operation, tonnes CO_{2eq}	**72 661**	**77 904**	**99 992**	**98 587**	**95 993**	**445 137**

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 2012 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	1,995%	1	1,839	0,98	1	0,036	0,037
метан, CH4	78,978%	1	1,839	0,98	1	1,423	1,452
этан, C2H6	8,887%	2	1,839	0,98	1	0,320	0,327
пропан, C3H8	7,957%	3	1,839	0,98	1	0,430	0,439
изо-бутан, C4H10	0,496%	4	1,839	0,98	1	0,036	0,037
н-бутан, C4H10	0,989%	4	1,839	0,98	1	0,071	0,073
изо-пентан, C5H12	0,072%	5	1,839	0,98	1	0,006	0,007
н-пентан, C5H12	0,036%	5	1,839	0,98	1	0,003	0,003
сумма гексанов, C6Hx	0,000%	6	1,839	0,98	1	0,000	0,000
						2,327	**2,374**

Расчет фактора эмиссии CH4 при неполном сжигании на факеле июль 2012 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	78,98%	0,667	0,02	21	0,221

Расчет факторов эмиссии CO2 для факела и ГТЭС август 2012 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	1,895%	1	1,839	0,98	1	0,034	0,035
метан, CH4	78,862%	1	1,839	0,98	1	1,421	1,450
этан, C2H6	8,518%	2	1,839	0,98	1	0,307	0,313
пропан, C3H8	8,032%	3	1,839	0,98	1	0,434	0,443
изо-бутан, C4H10	0,533%	4	1,839	0,98	1	0,038	0,039
н-бутан, C4H10	1,304%	4	1,839	0,98	1	0,094	0,096
изо-пентан, C5H12	0,094%	5	1,839	0,98	1	0,009	0,009
н-пентан, C5H12	0,090%	5	1,839	0,98	1	0,008	0,008
сумма гексанов, C6Hx	0,004%	6	1,839	0,98	1	0,000	0,000
						2,346	**2,394**

Расчет фактора эмиссии CH4 при неполном сжигании на факеле август 2012 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	78,86%	0,667	0,02	21	0,221

Расчет факторов эмиссии CO2 для факела и ГТЭС сентябрь 2012 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	1,999%	1	1,839	0,98	1	0,036	0,037
метан, CH4	79,924%	1	1,839	0,98	1	1,440	1,470
этан, C2H6	8,440%	2	1,839	0,98	1	0,304	0,310
пропан, C3H8	7,466%	3	1,839	0,98	1	0,404	0,412
изо-бутан, C4H10	0,477%	4	1,839	0,98	1	0,034	0,035
н-бутан, C4H10	0,967%	4	1,839	0,98	1	0,070	0,071
изо-пентан, C5H12	0,047%	5	1,839	0,98	1	0,004	0,004
н-пентан, C5H12	0,042%	5	1,839	0,98	1	0,004	0,004
сумма гексанов, C6Hx	0,001%	6	1,839	0,98	1	0,000	0,000
						2,297	**2,343**

Расчет фактора эмиссии CH4 при неполном сжигании на факеле сентябрь 2012 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	79,92%	0,667	0,02	21	0,224

Расчет факторов эмиссии CO2 для факела и ГТЭС октябрь 2012 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	2,035%	1	1,839	0,98	1	0,037	0,037
метан, CH4	78,794%	1	1,839	0,98	1	1,420	1,449
этан, C2H6	8,711%	2	1,839	0,98	1	0,314	0,320
пропан, C3H8	8,126%	3	1,839	0,98	1	0,439	0,448
изо-бутан, C4H10	0,565%	4	1,839	0,98	1	0,041	0,042
н-бутан, C4H10	1,203%	4	1,839	0,98	1	0,087	0,088
изо-пентан, C5H12	0,069%	5	1,839	0,98	1	0,006	0,006
н-пентан, C5H12	0,064%	5	1,839	0,98	1	0,006	0,006
сумма гексанов, C6Hx	0,002%	6	1,839	0,98	1	0,000	0,000
						2,350	**2,398**

Расчет фактора эмиссии CH4 при неполном сжигании на факеле октябрь 2012 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	78,79%	0,667	0,02	21	0,221

Расчет факторов эмиссии CO2 для факела и ГТЭС ноябрь 2012 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	2,127%	1	1,839	0,98	1	0,038	0,039
метан, CH4	78,979%	1	1,839	0,98	1	1,423	1,452
этан, C2H6	8,822%	2	1,839	0,98	1	0,318	0,324
пропан, C3H8	8,053%	3	1,839	0,98	1	0,435	0,444
изо-бутан, C4H10	0,506%	4	1,839	0,98	1	0,036	0,037
н-бутан, C4H10	0,985%	4	1,839	0,98	1	0,071	0,072
изо-пентан, C5H12	0,049%	5	1,839	0,98	1	0,004	0,004
н-пентан, C5H12	0,041%	5	1,839	0,98	1	0,004	0,004
сумма гексанов, C6Hx	0,001%	6	1,839	0,98	1	0,000	0,000
						2,331	**2,378**

Расчет фактора эмиссии CH4 при неполном сжигании на факеле ноябрь 2012 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	78,98%	0,667	0,02	21	0,221

D.3 Выбросы CO_2 в исходных условиях

Выбросы от сжигания подготовленного ПНГ на факеле в исходных условиях

$$BE_{F\ 2010\text{-}2012} = BE_{CO2,\ F\ 2010\text{-}2012} + BE_{CH4,\ F\ 2010\text{-}2012}$$ **(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 подготовленного ПНГ на факеле в исходных условиях

$$BE_{CO2,\ F\ 2010\text{-}2012} = FC_{APG\ treated} * EF_{CO2,\ APG\ treated\ F}$$ **(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

	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			

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	%						

Приобская ГТЭС

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

2012						
	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	**ИТОГО**
Отпуск электроэнергии, МВтч	119 230,7	125 835,1	148 303,0	154 855,5	154 871,4	**703 095,7**
Фактор эмиссии для ОЭС Урала, т CO_2/МВтч	0,649					
Технологические потери при передаче и распределении сетевой электроэнергии в ОЭС Урала, %	9,50					
Выбросы CO_2 в исходных условиях от потребления сетевой э/э, т $CO_{2экв}$	84 732	89 425	105 392	110 049	110 060	**499 658**
Объем подготовленного ПНГ для ГТЭС сжигаемого на факеле, тыс. м3	30 607,000	32 480,000	42 467,000	41 112,000	40 367,000	**187 033,000**
Фактор эмиссии CO_2 при сжигании подготовленного ПНГ для ГТЭС на факеле, т $CO_{2экв}$/тыс.м3	2,327	2,346	2,297	2,350	2,331	
Выбросы CO_2 в исходных условиях от сжигания подготовленного ПНГ для ГТЭС на факеле, т $CO_{2экв}$	71 222	76 198	97 547	96 613	94 095	**435 675**
Фактор эмиссии CH_4 в исходных условиях от сжигания подготовленного ПНГ на факеле, т$CO_{2экв}$/тыс.м3	0,221	0,221	0,224	0,221	0,221	
Выбросы метана (в пересчете на CO_2) в исходных условиях от сжигания ПНГ на факеле, т $CO_{2экв}$	6 764	7 178	9 513	9 086	8 921	**41 462**
Суммарные выбросы в исходных условиях, тонн $CO_{2экв}$	**162 718**	**172 801**	**212 452**	**215 748**	**213 076**	**976 795**

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 у	тонн $CO_{2экв}$	**PE_y**	Выбросы по проекту за период у	тонн $CO_{2экв}$
BE_y	Выбросы в исходных условиях за период у	тонн $CO_{2экв}$			

Проектные выбросы, выбросы в исходных условиях и объем образовавшегося сокращения выбросов

2012						
	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	**ИТОГО**
Суммарные проектные выбросы, т$CO_{2экв}$	**74 412**	**79 776**	**102 480**	**101 902**	**99 873**	**458 443**
Суммарные выбросы в исходных условиях, т$CO_{2экв}$	**162 718**	**172 801**	**212 452**	**215 748**	**213 076**	**976 795**
Сокращения выбросов, т$CO_{2экв}$	**88 306**	**93 025**	**109 972**	**113 846**	**113 203**	**518 352**

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