

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник Отдела
добычи нефти и газа
ОАО «РИТЭК»


/А.О. Кулаков/

“ 29 ” 01 2013

ПРОЕКТ СОВМЕСТНОГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ

ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ ОТЧЁТ

О ходе реализации проекта

**«Утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ) на
Восточно-Перевальном м/р, Западная Сибирь, Россия»**

**Утверждённого приказом Минэкономразвития России
№ 326 от 23.07.2010г.**

За период: с 01 Ноября 2012 по 31 Декабря 2012

29 Января, 2013

Москва, 2013

ОГЛАВЛЕНИЕ:

Вступление		2
1. Описание применяемых методов для мониторинга единиц сокращения выбросов		3
1.1.	Описание выбранного плана мониторинга	3
1.2.	Мониторинг воздействия на окружающую среду	3
1.3.	Отличие от плана мониторинга	4
1.4.	Сбор данных	6
1.4.1.	Фиксированные значения	6
1.4.2.	Данные для расчёта	7
1.4.3.	Использования IT-технологий для сбора и расчёта ЕСВ	7
1.4.4.	Описание формул для расчёта количества тепловой энергии, выработанной на котельной ТКУ-1890	9
1.4.5.	Описание формул для расчёта проектных эмиссий	10
1.4.6.	Описание формул для расчёта эмиссий по базовой линии	11
1.4.7.	Описание формул для расчёта сокращения эмиссий	16
2. Сведения о разности между планируемым объемом и фактической величиной выбросов парниковых газов из источника и (или) между планируемым и фактическим уровнем их абсорбции поглотителем		17
3. Экспертное заключение		18
4. Сведения об осуществлении деятельности в соответствии с инвестиционной декларацией		21
5. Сведения об осуществлении деятельности в соответствии с инвестиционной декларацией		23

Вступление

Целью данного Отчёта по мониторингу (Отчёта) является расчёт единиц сокращения выбросов (ЕСВ), полученных в результате реализации Проекта совместного осуществления (ПСО) «Утилизация попутного нефтяного газа на Восточно-Перевальном нефтяном месторождении», расположенным в Западной Сибири (Россия) в течение периода с 01.11.2012 г. по 31.12.2012г.

Отчёт по мониторингу разработан специалистами Рабочей группы, утверждённой внутренним Приказом ОАО «РИТЭК» № 73 от 05 июня 2009 года. Все функции и ответственность специалистов Рабочей группы распределены в «Плане действий Рабочей группы ОАО «РИТЭК» по реализации ст. 6 Киотского протокола».

1. Описание применяемых методов для мониторинга единиц сокращения выбросов

1.1. Описание выбранного плана мониторинга.

Проект потребует соответствия нормам устойчивого развития и контроля со стороны принимающего государства за производственным процессом, в результате чего будут достигнуты две следующие цели:

- Снижение CH₄ выбросов в результате более полного сгорания газа в отличие от сжигания на факеле;
- Замещение электроэнергии генерируемой в соответствии с базовой линией на энергопоездах на электроэнергию, производимую ГПЭС, с более высоким КПД, за счет чего снижается потребление ископаемых видов топлива.

Снижение выбросов метана при сжигании ПНГ на факеле оценивается на основе существующей “Методологии расчетов вредных выбросов в атмосферу при сжигании попутного нефтяного газа на факеле”, разработанной Санкт-Петербургским Исследовательским Институтом Охраны Атмосферы, определенной Госкомэкологией в качестве базовой для практического применения при оценке выбросов на факельном сжигании. Эта методология широко применяется в России (в нефтяном и газовом секторе) для расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу. Поэтому, имеющиеся модели оценок выбросов CH₄, содержащиеся в методологии, приняты для настоящего плана мониторинга.

Оценка сокращения выбросов благодаря замещению производства электрической энергии для местных сетей использует элементы Approved CDM Methodology AM0009 для оценки параметров эмиссионного фактора на базе эксплуатационных и инвестиционных факторов в рамках, приведенных в информации по базовой линии.

1.2. Мониторинг воздействия на окружающую среду

В соответствии с приказом Государственного Комитета Природы (Природоохраны) Российской Федерации от 15.05.2000 № 372 “Об утверждении требований по экспертной оценке воздействия от планируемой экономической и иных видов деятельности на окружающую среду в Российской Федерации” сторона, осуществляющая проект, включает в проектную документацию предложения и комментарии по воздействию, оказываемому проектом на окружающую природу. В соглашении ОАО «РИТЭК», и проектного института «НИПИГазпереработка» были тщательно описаны все виды возможного воздействия на окружающую среду (EIA) в рамках Проекта. EIA состоит из следующих частей:

- общая часть;
- физико-географические данные по месту осуществления Проекта;
- характеристики Проекта ГПЭС как загрязняющего источника;

ПСО «Утилизация попутного нефтяного газа на Восточно-Перевальном м/р ОАО «РИТЭК»
V промежуточный Отчёт по мониторингу

- водопользование и наличие водных ресурсов;
- управление отходами;
- выбросы в атмосферу;
- шумовое воздействие ГПЭС;
- обзор мероприятий направленных на предотвращение вредного воздействия;

Проект получил официальное заключение на ОВОС местным отделением Росэкспертизы (выдан 28.04.2008, №157 -08/ХМЭ-0165/2).

Четырехуровневая система мониторинга воздействия Проекта на окружающую среду была установлена на ГПЭС. Данные по ТКУ также отражаются на мониторах ГПЭС. Эта система позволяет контролировать и информировать о предельно допустимых концентрациях вредных веществ, таких как CH₄, NO_x, и CO:

1. Первая, сенсоры показывающие превышение концентрации CH₄ сверх предельно допустимых концентраций (ПДК) установлены на установке подготовки топливного газа и танках-сборниках конденсата.
2. Вторая, генерирующие установки в машинном зале (ГТЭС) оборудованы *LENOX* контрольной системой, которые автоматически показывают уровень концентраций метана в двигателях.
3. Третья, мобильная механизированная установка, *TESTO*, показывает концентрацию ПДВ в выхлопных газах на всех возможных к учету узлах (двигатель, машинный зал, выхлопные трубы ГТЭС). Данные о выбросах могут быть взяты на любой точке технологической схемы. При необходимости оператор может поместить необходимые к инспектированию параметры в свой журнал.
4. Четвертая, оператор смены периодически изучает ситуацию с выбросами ПДК в отходящих газах. В случае превышения ПДК, сигнал сенсора направляется на автоматическую систему управления, которая в автоматическом режиме осуществляет перенастройку работающего оборудования на безопасный режим. Оператор смены делает отметки о факте превышения в журнал (в случае превышения ПДК, ПДВ). Журналы операторов пронумерованы, хранятся вместе и подлежат архивированию на 5 лет.

1.3. Отклонение от плана мониторинга

1.3.1. Коэффициент, учитывающий собственные нужды ПЭ-6М.

План мониторинга, приведённый в части D PDD «Утилизация ПНГ на Восточно-Перевальном м/р», не содержит коэффициент учитывающий потребление части вырабатываемой электроэнергии на собственные нужды ПЭ-6М.

ПСО «Утилизация попутного нефтяного газа на Восточно-Перевальном м/р ОАО «РИТЭК»
V промежуточный Отчёт по мониторингу

Собственные нужды ПЭ-6М, которые включают в себя потребление энергии на нагрев и подготовку нефти, а также для поддержания постоянной требуемой положительной температуры дизельных двигателей для «горячего резерва», составляет 11,22%.

Таким образом, для поставки определённого количества электроэнергии потребителям на Восточно-Перевальном м/р, необходимо выработать на 11,22% энергии больше. Это значение будет использоваться в расчётах выбросов от энергопоездов в таблице 8.

1.3.2. План мониторинга, приведённый в части D PDD «Утилизация ПНГ на Восточно-Перевальном м/р», определяет частоту отбора проб газа на анализ – 12 раз в год (ежемесячно).

В 2008 году ОАО «РИТЭК» планировало покупку собственного хроматограда для проведения компонентного анализа состава ПНГ в лаборатории Восточно-Перевального м/р. Во второй половине 2008 года в связи с мировым экономическим кризисом ОАО «РИТЭК» приняло решение отложить покупку. Анализ состава ПНГ выполнялся ГУП «ИПТЭР» в рамках действующего договора по определению рабочего газового фактора 2 раза в год (летний и зимний замеры). Для доказательства стабильности состава ПНГ в отчёте будут использованы составы газа за 2010, 2011 и 2012 гг. Расчёт сокращения выбросов выполнен с 6 составами ПНГ. Итоговым результатом принято наименьшее значение из 6 полученных результатов.

1.3.3. Потребление котельной станцией попутного нефтяного газа определяется как разница между замером количества газа общего счётчика на нагревательные устройства (точка М3) и суммой показаний счётчиков газа на каждой из печей (точка М5).

1.3.4. Параметр σ_{CH_4} (суммарное содержание углеводорода в CH_4 эквиваленте) использовался для расчёта ЕСВ в PDD таблица 4, формула BE3. Этот параметр рассчитывался исходя из состава попутного нефтяного газа с учётом всех углеводородов (от метана до октана+). Использование суммарного значения состава газа является некорректным, так как только метан относится к парниковым газам. Уравнение BE3 было исправлено, в формуле используется только объёмная доля метана. Конечные расчёты ЕСВ базируются на скорректированном уравнении.

1.3.5. В соответствии с методологией “2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories” (часть 1, раздел 7, параграф 7.2 страница 76) расчёт выбросов CO_2 в атмосферу от эмиссий, содержащих углерод, в частности монооксид углерода, будут в дальнейшем окисляться до CO_2 . Таким образом, эти эмиссии можно включить в расчёт ЕСВ. Это замечание нашло отражение в корректировке уравнения BE4 позиция 6 и 10, которые были обнулены. Конечные расчёты ЕСВ базируются на скорректированном уравнении BE4.

1.4. Сбор данных

1.4.1. Фиксированные значения

Таблица 1.

Параметр	Значение	Описание
E_{fcm}	596,4 т.у.т./кВт*ч	Расход топлива ПЭ-6М на выработку 1 кВт*ч электроэнергии (грамм условного топлива/1 кВт*ч)
E_{fns}	0,155 т.у.т./Гкал	Расход топлива КС на выработку 1 Гкал тепловой энергии (1 т.у.т./1 Гкал)

Единицы удельного расхода топлива (т.у.т./МВт*ч) принятые для расчета, как постоянные, основаны на 5-летнем опыте эксплуатации энергопоездов. В качестве средства мониторинга предполагается использовать данные, полученные в результате аудита проведенного в 2006 году компанией «Энергоперспектива», с Куста №1 НГДУ «РИТЭКефть», эксплуатирующего энергопоезд, ввиду нецелесообразности его включения в общую сеть нефтепромысла. Среднее потребление топлива составило тогда 0,596 кг.у.т./кВт*ч.

Изменение (теоретическое) качества топлива, может привести к снижению выбросов, компенсируются постепенным падением КПД машин потребляющих электроэнергию в связи с физическим износом, и соответственно ростом энергопотребления (соответственно замещения топлива в рамках проектной линии).

1.4.2. Данные для расчёта

Все замеры выполнены в автоматическом режиме с использованием контрольных приборов в соответствии с Планом мониторинга, изложенным в секции D PDD «Утилизация ПНГ на Восточно-Перевальном м/р».

Сбор и архивирование замеров выполнено квалифицированным ТПП «РИТЭККогалымнефть» в соответствии с внутренним приказом по распределению обязанностей.

Все данные сохранены в электронном виде и на бумажном носителе непосредственно на объекте ГПЭС и КС, а также в офисном здании ТПП «РИТЭККогалымнефть» в г. Когалым.

1.4.3. Использование ИТ-технологий при сборе данных

На объекте ГПЭС и КС ответственным лицом за ежесуточный сбор данных является оператор. В его обязанности входит запись данных с приборов учёта выработанной энергии и потреблённого ПНГ. Мониторинг и передача собранных данных является отработанной стандартной процедурой, выполняемой ежедневно в ТПП «РИТЭККогалымнефть».

Собранные данные заносятся в электронные таблицы в формате Microsoft Excel и направляются по средствам электронной почты в Отдел главного энергетика ТПП «РИТЭККогалымнефть».

ПСО «Утилизация попутного нефтяного газа на Восточно-Перевальном м/р ОАО «РИТЭК»
V промежуточный Отчёт по мониторингу

В ТПП «РИТЭККогалымнефть» Главный энергетик контролирует поступающие данные, а также формирует ежемесячные сводные таблицы, которые:

- Хранятся на компьютере в ОГЭ ТПП «РИТЭККогалымнефть»;
- Распечатываются и подшиваются в бумажном виде в ОГЭ ТПП «РКН», а также на ГПЭС и КС Восточно-Перевального м/р.
- Отправляются при помощи электронной почты по защищённому каналу в Аппарат управления ОАО «РИТЭК» в ОГЭ.

В Аппарате управления ОАО «РИТЭК» все полученные отчёты размещаются на сетевом диске с ограниченным доступом. Все заинтересованные лица имеют пароль для доступа к данным отчётам для их проверки и согласования. Согласованные отчёты хранятся на сервере ОАО «РИТЭК» до 2015г.

По факту согласования представленных данных, данные за год заносятся в программу для расчёта единиц сокращения выбросов. Данная программа разработана на базе Плана мониторинга, все необходимые формулы введены в расчётный файл Microsoft Excel.

Таблица 1. Данные по количеству электроэнергии, поставленной потребителям Восточно-Перевального м/р в 2012г.:

Месяц	Электричество, поставленная потребителям Восточно-Перевального м/р
Ноябрь	3 042,280
Декабрь	3 331,950
Итого	6 374,230

Таблица 2. Компонентный состав ПНГ:

Компонент	№12-3 19.03.10	№ 12-7 17.06.10	№ 382 18.12.2011	№ 7 23.06.11	№ 718 12.12.12	Состав для расчёта
N ₂	2,62	2,40	1,67	0,64	1,041	1,041
CO ₂	1,25	1,48	1,24	1,15	2,743	2,743
CH ₄	78,37	78,19	81,11	79,08	76,72	76,72
C ₂ H ₆	4,93	5,18	5,56	6,09	7,589	7,589
C ₃ H ₈	6,96	7,10	6,55	7,79	8,108	8,108
nC ₄ H ₁₀	2,23	2,34	1,97	2,29	2,130	2,130
iC ₄ H ₁₀	0,96	0,96	0,87	0,97	0,7424	0,7424
nC ₅ H ₁₂	0,57	0,61	0,41	0,56	0,3786	0,3786

ПСО «Утилизация попутного нефтяного газа на Восточно-Перевальном м/р ОАО «РИТЭК»
V промежуточный Отчёт по мониторингу

iC_5H_{12}	0,49	0,52	0,35	0,49	0,2919	0,2919
C_6H_{14}	0,82	0,69	0,20	0,58	0,1875	0,1875
C_7H_{16}	0,59	0,37	0,06	0,27	0,04866	0,04866
C_8H_{18}	0,21	0,16	0,01	0,09	0,009973	0,009973
Кол-во ЕСВ	11 271	11 258	11 213	11 294	11 210	11 210

* - расчёт с составом ПНГ № 718 позволяет получить расчётное значение сокращения эмиссий в количестве 11 210 тонн CO₂-экв.

Расчёты с другими составами позволяют получить большее расчётное значение сокращений эмиссий.

Разница между расчётами составляет 47 тонны, или 0,42%. Для данного отчёта мы используем наиболее консервативное значение.

Таблица 3. Объём ПНГ для нужд ГПЭС за период мониторинга

Месяц	Объём ПНГ, млн.нм ³
Ноябрь	0,7627
Декабрь	0,9570
Итого	1,7197

Таблица 4. Объём ПНГ для нужд КС за период мониторинга

Месяц	Объём ПНГ, млн.нм ³
Ноябрь	0,0356
Декабрь	0,0541
Итого	0,0897

1.4.4. Описание формул, использованных для определения выработки тепловой энергии на КС.

Расчёт тепловой энергии выработанной на КС ТКУ-1890, состоящей из трёх котлов марки КВГ 0,63 МВт, общей установленной мощностью 1,89 МВт будет произведён с использованием следующих параметров:

- объём ПНГ, израсходованного на выработку энергии: 0,0897 млн.нм³;
- компонентный состав ПНГ;
- потребление ПНГ на выработку 1 Гкал тепловой энергии (при нагреве от 70 до 90С) – 129,5 нм³/Гкал природного газа (0,155 т.у.т./Гкал, КПД – 92%). Данные взяты из технического паспорта котельной.

1. Уравнение для расчёта низшей теплотворной способности ПНГ:

$$H = \sum (H_1 \cdot V_1 + H_2 \cdot V_2 + \dots + H_i \cdot V_i) = 10\,441,67 \text{ Ккал/кг}$$

где H_i и V_i – НТСП (Ккал/кг) и объёмная доля i -го компонента в ПНГ;

2. Плотность ПНГ:

$$\rho = \sum (\rho_1 \cdot V_1 + \rho_2 \cdot V_2 + \dots + \rho_i \cdot V_i) = 0,9899 \text{ кг/м}^3,$$

где ρ_i и V_i – плотность (кг/м³) и объём (%) i -го компонента в ПНГ.

3. Масса сожженного на КС ПНГ (M_t , тонны):

$$M = \rho \cdot V = 83,8 \text{ тонн.}$$

4. Тепловая энергия, выработанная ТКУ-1890:

$$\text{Heat_gen2} = M \cdot H \cdot \text{eff} = 853,0 \text{ Гкал (или } 992,0 \text{ МВт} \cdot \text{ч)}$$

1.4.5. Описание формул для расчёта проектных эмиссий

Уравнения, используемые для расчета Проектных выбросов, приведены в Таблице 7 ниже.

Проект использует подход с ранее утвержденной методологией CDM AM0009 версия 2 и предполагает полное окисление.

$$PE_{y,u} = (V_u \cdot P_u) \cdot W_{\text{carbon},A,u} \cdot 44/12, \text{ где:}$$

$PE_{y,u}$ – эмиссии по базовой линии за период u в тоннах CO₂ эквивалента;

V_u – объём сжигаемого ПНГ, норм.м³

P_u – плотность ПНГ, кг/норм. м³

$W_{\text{carbon},A,u}$ – ср. содержание углерода в используемом ПНГ в течении периода u .

Содержание метана $W_{\text{carbon},A,u}$ определяется в соответствии с Таблицей 8.1.

Таблица 7:

1. Масса сожженного ПНГ, тонн:

PE1	1	2 from 2, BE1	3=1*2
	Объём сжигаемого ПНГ	Плотность ПНГ	Масса сжигаемого ПНГ
	V_{APG}	ρ_{APG}	M_{APG}
	нсм (1000)	kg/nCM	t
ГПЭС	1 719,70	0,98	1 692,17
КС	89,70	0,98	88,26
	1 809,40		1 780,43

2. Уравнение для расчёта проектных эмиссий

PE2	1	2 from 9, BE1	3	4	5	6=1*2*3*4/5
	Объём сжигаемого ПНГ	Содержание углерода в ПНГ		Молекулярная масса CO ₂	Молекулярная масса C	Общий объём выбросов CO ₂ проекта
	M_{APG}	σ_{c_APG}	scalar	μ_{CO_2}	μ_C	$ECO_2_combustion\ project$
	t	% mass		kgCO ₂ /mole	Kg C/kg mole	tCO ₂ e
ГПЭС	1 692,17	73,767	0,01	44,011	12,011	4 574
КС	88,26	73,767	0,01	44,011	12,011	239
	1 780,43					4 812

Таким образом, суммарные проектные эмиссии составляют 4 812 tCO₂e/11-12.2012.

Как поясняется в Разделе В.2 Проектной документации, эмиссии, образующиеся от утечек и/или аварий гораздо выше в случае сжигания ПНГ на факеле, чем при сжигании его на эксплуатируемой ГПЭС. Поэтому, потенциальные утечки и аварии, влекущие выбросы в Проектном сценарии, игнорированы для того, чтобы не оставалось сомнений – осуществляемые расчеты основаны на консервативном подходе.

1.4.6. Описание формул использованных для расчёта эмиссий базовой линии

Эмиссии базовой линии на Восточно-Перевальном м/р от сожжения ПНГ на факеле рассчитываются с использованием уравнения VE2, VE6, VE1.

Колонка (6) в уравнении 8.4 и колонка (1) в уравнении 8.3 – параметры, взятые из Методологии для расчетов эмиссий при сжигании ПНГ в России. Рассмотренные факторы показывают, что факел месторождения эксплуатировался в так называемом режиме неполного сжигания метана. План мониторинга предполагает использовать фото- подтверждение факела. Ключевым параметром на будущие годы будет объем ПНГ используемого ГПЭС (колонка (1) в уравнении 8.5), плотность ПНГ и состав ПНГ.

Таблица 8: Уравнение для расчёта выбросов от сжигания ПНГ на факеле

1. Расчет массовой доли компонентов ПНГ

Компонент	1	2	3	4	5	6	7	8=1*5/10	9=6*7	10=7*3/ miCn4	11	12=11*7
	Vi	ρi	mi	μi	ki	σс-i	σi	kAPG	σс_APG	σ Cn4	σн-i	σн_APG
	Объемная доля, в среднем по месячным данным	Плотность углеводородов и пр. компонентов	Молекулярная масса компонентов	Молекулярная масса компонента ПНГ	Адиабатический индекс компонента ПНГ	Массовое содержание углевода компонента в ПНГ	Молярная доля	Адиабатический индекс ПНГ	Массовая доля углевода в ПНГ	Углеводороды в Cn4 эквиваленте	Массовая доля углевода компонента в ПНГ	Массовая фракция водорода в ПНГ
	%	ρi	Mi	kg/mole	μi	% масс	%				% масс	
CH ₄	76,720	0,716	16,043	12,308	1,31	74,87	0,5583	1,0050	41,7964	0,558253	25,13	14,0289
C ₂ H ₆	7,589	1,342	30,07	2,282	1,21	79,98	0,1035	0,0918	8,2781	0,193997	20,02	2,0721
C ₃ H ₈	8,108	1,969	44,097	3,575	1,13	81,71	0,1622	0,0916	13,2570	0,445957	18,29	2,9574
nC ₄ H ₁₀	2,130	2,595	58,124	1,238	1,1	82,66	0,0562	0,0234	4,6433	0,203515	17,34	0,9740
iC ₄ H ₁₀	0,742	2,595	58,124	0,432	1,1	82,66	0,0196	0,0082	1,6184	0,070934	17,34	0,3395
nC ₅ H ₁₂	0,379	3,221	72,151	0,273	1,08	83,24	0,0124	0,0041	1,0316	0,055736	16,76	0,2077
iC ₅ H ₁₂	0,292	3,221	72,151	0,211	1,08	83,24	0,0096	0,0032	0,7954	0,042973	16,76	0,1601
C ₆ H ₁₄	0,188	3,842	86,066	0,161	1,07	83,73	0,0073	0,0020	0,6130	0,039275	16,27	0,1191
C ₇ H ₁₆	0,049	4,468	100,08	0,049	1,06	84,01	0,0022	0,0005	0,1856	0,013783	15,99	0,0353
C ₈ H ₁₈	0,010	6,230	114,23	0,011	1,05	84,21	0,0006	0,0001	0,0532	0,004496	15,79	0,0100
CO ₂	2,743	1,965	44,011	1,207	1,3	27,29	0,0548	0,0357	1,4949	1,628919	0	0,0000
N ₂	1,051	1,251	28,016	0,294	1,4			0,0147			0	0,0000
Итого	100,000			22,042			0,9866	1,2803	73,7667			20,9143
		0,984										

2. Количество атомов углерода в молекулярной формуле ПНГ

1 from 9, BE1	2 from 4, BE1	3	4	5=(1*3/4)*2
Массовая Доля углерода в ПНГ	Молекулярная масса ПНГ		Молекулярная масса углерода	Кол-во. Атомов углерода в молекуле ПНГ
σ_{C_APG}	μ_{APG}		μ_C	Kc
% mass	kg/mole	Scalar	kg/mole	carbon atoms
73,7667	22,042	0,01	12,0110	1,354

3. CH4 эмиссионный фактор при сжигании ПНГ на факеле:

1	2 from L17, BE1	3=1*2	4 from L6, BE1	5=1*4
Кэффициент недожога	Всего углеводородов в CH ₄ эквивалентс	CH ₄ эмиссионный фактор базовой линии	Всего углеводородов в ПНГ CH ₄	CH ₄ эмиссионный фактор базовой линии в ПНГ
scalar	% mass	Kg CH ₄ /kg APG	% mass	Kg CH ₄ /kg APG
0,035	1,629	0,0570	0,558	0,0195

4. CO2 эмиссионный фактор при сжигании ПНГ на факеле:

1	2 from 5, BE2	3 from 4, BE1	4 from 3, BE3	5	6	7	8=2/3	9=4/5	10=6/7	11=1*(8-9-10)
Молекулярная масса CO ₂	Кол-во углерода в формуле ПНГ	Молекулярная масса ПНГ	CH ₄ эмиссионный фактор базовой линии	Молекулярная масса CH ₄	CO эмиссионный фактор базовой линия (недожог)	Молекулярная масса CO	CO эмиссионный фактор базовой линия	Молекулярная масса CH ₄	Молекулярная масса CO в ПНГ	CO ₂ эмиссионный фактор
μ_{CO2}	Kc	μ_{APG}	$e_{CH_4_baseline}$	μ_{CH_4}	$e_{CO_baseline}$	μ_{CO}	$e_{C_baseline}$	Kg CH ₄ /mole APG	Kg CH ₄ /mole APG	e_{CO2}
kgCO ₂ /mole	Carbon atoms	kg APG/mole	Kg CH ₄ /kg APG	Kg CH ₄ /kg mole	Kg CO/kg APG	kgCO ₂ /mole	kgCO ₂ /mole	0,0012	0,0000	Kg CO ₂ /kg APG
44,011	1,354	22,042	0,0195	16,043	0	28	0,0614	0,0012	0,0000	2,6494

5. Всего выбросы от сжигания ПНГ на факеле:

1 from 3, BE5	2 from 11, BE4	3 from 3, BE3	4	5=1*2	6=1*3*4	7=5+6
Объем сжигаемого ПНГ в тоннах	CO ₂ эмиссионный фактор базовой линия	CH ₄ эмиссионный фактор базовой линия	CH ₄ глобальный потенциал потепления	CO ₂ эмиссии при полном сжигании	Всего CH ₄ эмиссии пересчитанные в tCO ₂ e	Всего CO ₂ выбросы при сжигании ПНГ на факеле
M APG	$e_{CO2_baseline}$	$e_{CH_4_baseline}$	GWP CH ₄	$E_{CO2_complete_baseline}$	$E_{CH_4_baseline}$	$E_{CO2_flaring_baseline}$
t	Kg CO ₂ /kg APG	Kg CH ₄ /kg APG	scalar	tCO ₂ e	tCO ₂	tCO ₂
1780,429	2,6494	0,0195	21	4717	730,5	5448

ПСО «Утилизация попутного нефтяного газа на Восточно-Перевальном м/р ОАО «РИТЭК»
У промежуточный Отчёт по мониторингу

Второй важной составляющей выбросов парникового газа по базовой линии является замещение выбросов осуществляемых энергопоездами, что коррелируется с замещаемой электроэнергией и производимым теплом. Таблица 8 показывает в уравнении $PE3, PE4$ модель расчета эмиссий от замещаемой электроэнергии.

Фактический учет выдаваемой электроэнергии осуществляется по данным АСУ, телеметрии объективно отражающей фактические нагрузки, определяющие работы электростанции. Алгоритм принятия решений АСУ следующий:

Рост нагрузок (потребления) → Падение напряжения → Увеличение загрузки ГПУ (включение дополнительных) → возрастание потребления газа.

Таким образом, в отличие от станции, работающей на внешнюю сеть, в локальной сети фактический спрос и фактическая выработка являются более объективными данными применимыми для целей мониторинга. Все потери исчисляются по разнице фактической выработки э/э ГПЭС с одной стороны и производной рабочих часов и установленной мощности принимающих электрических устройств.

Единицы удельного расхода топлива (т.у.т./МВтч) приняты к расчету, как постоянные по опыту 5-летней эксплуатации энергопоездов. В качестве средства мониторинга предполагается использовать данные полученные в результате аудита проведенного в 2006 году компанией «Энергоперспектива», с Куста №1 Восточно-Перевального м/р ТПП «РИТЭККогалымнефть», эксплуатирующего энергопоезд, ввиду нецелесообразности его включения в общую сеть нефтепромысла. Среднее потребление топлива составило тогда 0,596 кг.ул/кВтч.

Изменение (теоретическое) качества топлива, что может привести к снижению выбросов, компенсируются постепенным падением КПД машин потребляющих электроэнергию в связи с физическим износом, и соответственно ростом энергопотребления (соответственно замещения топлива в рамках проектной линии).

Таблица 9 объединяет выбросы, связанные с замещением электроэнергии и тепла ранее производившимися энергопоездами.

Таблица 8: Уравнение для расчёта эмиссий базовой линии

1. Выработка электрической и тепловой энергии:

PE3	1	2	3	5 = 2 / (3*4)	6 = 1 + 5
Выработка электроэнергии на ГПЭС за период		Выработка тепловой энергии на КС	Потери в сетях	Потребление электроэнергии от ПЭ-6 по базовой линии	Суммарная выработка энергии ГПЭС и КС
<i>Elec_gen1</i>		<i>Heat_gen2</i>	<i>Net_losses</i>	<i>Heat_gen3</i>	<i>Total_gen</i>
MWh		MWh		MWh	MWh
6 374,2		951,0	0,91	1045,1	7 419,3

2. Выработка электрической и тепловой энергии при помощи ПЭ-6М:

PE4	1 (from 6, PE2)	2	3	4	5=3*4
Суммарная выработка энергии ГПЭС и КС		Коэффициент на собственные нужды ПЭ-6М	Выработка энергии на ПЭ-6 с учётом коэф.с.н.	Потребление т.у.т. на выработку 1 МВт*ч	Общее потребление топлива
<i>Total_gen</i>		<i>Own_needs_coef</i>	<i>Elec_gen2</i>	<i>EF_CM</i>	<i>t_ufuel</i>
MWh			MWh	tuf/MWh	t
7 419,3		0,1122	8 251,8	0,5964	4 921,4

3. Эмиссии от работы энергопозлов ПЭ-6М:

PE5	1 (from 3, PE3)	2	3=1*2	4	5=3*4	6=5*44/12
Общее потребление топлива		Выработка энергии с 1 ТУТ	Итого выработка энергии	Углеродный фактор принимаемый по умолчанию	Итого масса углекислого диоксида	Выбросы ПЭ-6
<i>t_ufuel</i>		<i>Energy_coef</i>	<i>total_energy</i>	<i>carbon_factor</i>	<i>total_carbon</i>	<i>trains_CO2</i>
t		MJ/tuf	MJ	kg/GJ	kg	tCO2
4921		29300	144195663	20	2883913	10574

6. Итого эмиссии по базовой линии

	1.	2	3=1+2
PE6	Всего CO2 выбросов от сжигания ПНГ на факелах	CO2 выбросы от энергопоездов	Всего выбросы по базовой линии
	<i>E CO2e flaring baseline</i>	<i>trains_CO2</i>	<i>ECO2e_total_baseline</i>
	tCO2	t	t
	5448	10574	16022

1.4.7. Описание формул, использованных для расчёта общего уровня сокращения эмиссий:

Ниже дается объем общих годовых сокращений выбросов Проекта, что приведено в уравнении PE7, и являет собой разницу между общими выбросами базовой линии PE6 и эмиссиями проекта, приведенными в уравнении PE1 в таблице 6.

Таблица 9: Общей уровень сокращения эмиссий:

	1 from 3, PE6	2 from 6, PE1	3=1-2
PE7	Общие выбросы по базовой линии	Общие выбросы по проектной линии	Сокращения выбросов
	<i>ECO2e_total_baseline</i>	<i>ECO2_combustion project</i>	<i>ER CO2e_total</i>
	t	tCO2e	tCO2e
	16022	4812	11210

Таким образом, отказ от сжигания нефти на энергопоездах типа ПЭ-6М для выработки электроэнергии, и строительство ГПЭС, позволяет получить сокращение эмиссий в количестве 11 210 тонн CO2-экв. за рассматриваемый период 2012 г.