

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
Средне-Хулымском 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		3
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	5
1.4.1.	Фиксированные значения	5
1.4.2.	Данные для расчёта	6
1.4.3.	Использования IT-технологий для сбора и расчёта ЕСВ	6
1.4.4.	Описание формул для расчёта проектных эмиссий	10
1.4.5.	Описание формул для расчёта эмиссий по базовой линии	11
1.4.6.	Описание формул для расчёта сокращения эмиссий	14
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		15
3. Экспертное заключение		16
4. Сведения об осуществлении деятельности в соответствии с инвестиционной декларацией		19

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 Средне-Хулымском нефтяном месторождении», расположенным в Западной Сибири (Россия) в течение периода с 01.11.2012г. 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 СН₄ 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 СН₄, 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

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

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;
- 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 CH_4 , NO_x , и CO :

1. Первая, сенсоры показывающие превышение концентрации CH_4 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 Средне-Хулымском м/р», не содержит коэффициент учитывающий потребление части вырабатываемой электроэнергии на собственные нужды ПЭ-6М.

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 7,4% за 2012 год.

Таким образом, для поставки определённого количества электроэнергии потребителям на Средне-Хулымском м/р, необходимо выработать на 7,4% энергии больше. Это значение будет использоваться в расчётах выбросов от энергопоездов в таблице 6.

1.3.2. 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.

1.3.3. 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
EF _{cm}	596,4 г.у.т./кВт*ч	Расход топлива ПЭ-6М на выработку 1 кВт*ч электроэнергии (грамм условного топлива/1 кВт*ч)

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 ТПП «РИТЭКНадымнефть», 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 Средне-Хулымском м/р».

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

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

1.4.3. Использование ИТ-технологий при сборе данных

На объекте ГПЭС ответственным лицом за ежедневный 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 «РИТЭКНадымнефть».

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

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

- Хранятся на компьютере в ОГЭ ТПП «РИТЭКНадымнефть»;
- Распечатываются и подшиваются в бумажном виде в ОГЭ ТПП «РКН», а также на ГПЭС Средне-Хулымского 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

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

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 Средне-Хулымского м/р в 2012г.:

Месяц	Электроэнергия, поставленная потребителям Средне-Хулымского м/р
Ноябрь	4 398,550
Декабрь	4 672,050
Итого	9 070,600

Таблица 2. Компонентный состав ПНГ:

Компонент	№ 135 от 07.04.12	№ 331 от 15.08.12	б/н	Состав для расчёта:
CH ₄	80,353	75,695	82,217	75,695
C ₂ H ₆	4,092	4,596	3,258	4,596
C ₃ H ₈	6,929	8,557	6,958	8,557
nC ₄ H ₁₀	2,565	3,715	2,668	3,715
iC ₄ H ₁₀	1,666	2,270	1,700	2,270
nC ₅ H ₁₂	0,501	0,960	0,535	0,960
iC ₅ H ₁₂	0,525	0,926	0,541	0,926
C ₆ H ₁₄	0,271	0,589	0,269	0,589
C ₇ H ₁₆	0,162	0,148	0,063	0,148
C ₈ H ₁₈	0,013	0,025	0,025	0,025
N ₂	1,810	1,115	0,965	1,115
CO ₂	1,113	1,404	0,531	1,404
Кол-во ECB	13 142	13 365	13 169	13 365

Расчёт с составом ПНГ № 331 позволяет получить расчётное значение сокращения эмиссий в количестве 13 365 тонн CO₂-экв.

Разница между расчётами составляет 192 тонны или 1,47%. Для данного отчёта мы используем наиболее консервативное значение.

В соответствии с PDD определение компонентного состава ПНГ должно выполняться 2 раза в год (осенне-зимний и весенне-летний сезоны) с привлечением уполномоченной на данный вид деятельности организации. В 2012 году работы выполнялись силами «КогалымНИПИнефть».

Таблица 3. Объём ПНГ для нужд ГПЭС за период мониторинга

Месяц	Объём ПНГ, млн.м ³
Ноябрь	1,190
Декабрь	1,352
Итого	2,542

1.4.4. Описание формул для расчёта проектных эмиссий

Уравнения, используемые для расчета Проектных выбросов, приведены в Таблице 4 ниже.

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

$$PE_{y} = (V_{y} * P_{y}) * W_{carbon,A,y} * 44/12, \text{ где:}$$

PE_{y} - эмиссии по базовой линии за период y в тоннах CO₂ эквивалента;

V_{y} - объём сжигаемого ПНГ, норм.м³

P_{y} - плотность ПНГ, кг/норм. м³

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

Содержание метана $W_{carbon,A,y}$ определяется в соответствии с Таблицей 5.

Таблица 4:

1. Уравнение для расчёта проектных эмиссий

PE1	1	2 from 9, BE1	3	4	5	6=1*2*3*4/5
	Mass amount of APG consumption	Carbon mass fraction in APG		Molecular mass of CO ₂	Molecular mass of C	Total CO ₂ emissions project
	M_{APG}	$\sigma_{C, APG}$	scalar	μ_{CO_2}	μ_C	$ECO_2_{combustion project}$
unit	t	% mass		kgCO ₂ /mole	Kg C/kg mole	tCO ₂ e
	2 696,253	75,911	0,01	44,011	12,011	7 500

Таким образом, суммарные проектные эмиссии составляют 7 500 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.

1.4.5. Описание формул использованных для расчёта эмиссий базовой линии

Эмиссии базовой линии на Средне-Хулымском м/р от сожжения ПНГ на факеле рассчитываются с использованием уравнения BE2, BE6, BE1.

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 5: Уравнение для расчёта выбросов от сжигания ПНГ на факеле

1. Расчет массовой доли компонентов ПНГ

BE1	index	1	2	3	4	5	6	7	8=1*5/100	9=6*7	10=7*3/miCH4	11	12=11*7
		V_i	P_y	m_i	μ_i	k_i	σ_c-i	σ_i	k_{APG}	σ_c_{APG}	σ_{CH4}	σ_{H-i}	$\sigma_{H_{APG}}$
		Volume fraction, weighted average of monitored	Density of hydrocarbons and elements	Molecular mass of components	Molecular mass of component in APG	Adiabatic index of component of APG	Mass content of carbon of component in APG	Mass ratio	Adiabatic index of APG	Mass fraction of Carbon in APG	Hydrocarbons in CH4 equivalent	Mass content of Hydrogen of component in APG	Mass fraction of Hydrogen in APG
		%	Py kg/ncm	Mi	kg/mole	μ_i	%	%				%	
	CH ₄	75,695	0,716	16,043	12,144	1,31	74,87	0,5110	0,9916	38,2615	0,511039	25,13	12,8424
	C ₂ H ₆	4,596	1,342	30,07	1,382	1,21	79,98	0,0582	0,0556	4,6514	0,109007	20,02	1,1643
	C ₃ H ₈	8,557	1,969	44,097	3,773	1,13	81,71	0,1589	0,0967	12,9812	0,436681	18,29	2,9057
	nC ₄ H ₁₀	3,715	2,595	58,124	2,159	1,1	82,66	0,0909	0,0409	7,5139	0,329337	17,34	1,5762
	iC ₄ H ₁₀	2,270	2,595	58,124	1,319	1,1	82,66	0,0555	0,0250	4,5913	0,201237	17,34	0,9631
	nC ₅ H ₁₂	0,960	3,221	72,151	0,693	1,08	83,24	0,0292	0,0104	2,4270	0,131127	16,76	0,4887
	iC ₅ H ₁₂	0,926	3,221	72,151	0,668	1,08	83,24	0,0281	0,0100	2,3410	0,126483	16,76	0,4714
	C ₆ H ₁₄	0,589	3,842	86,066	0,507	1,07	83,73	0,0213	0,0063	1,7866	0,114470	16,27	0,3472
	C ₇ H ₁₆	0,148	4,468	100,08	0,148	1,06	84,01	0,0062	0,0016	0,5238	0,038897	15,99	0,0997
	C ₈ H ₁₈	0,025	6,230	114,23	0,029	1,05	84,21	0,0015	0,0003	0,1237	0,010457	15,79	0,0232
	CO ₂	1,404	1,965	44,011	0,618	1,3	27,29	0,0260	0,0183	0,7099	2,008735	0	0,0000
	N ₂	1,115	1,251	28,016	0,312	1,4			0,0156			0	0,0000
	Total	100,000			23,753			0,9868	1,2721	75,9114			20,8819
			1,0605										

2. Количество атомов углерода в молекулярной формуле ПНГ

BE2	1 from 9, BE1	2 from 4, BE1	3	4	5=(1*3/4)*2
	Mass fraction of Carbon in APG	Molecular mass of APG		Molecular mass of carbon	Quan. of carbon atoms in molecular APG
units	σ_{C_APG}	μ_{APG}	Scalar	μ_C	K _C
	% mass	kg/mole		kg/mole	carbon atoms
	75,9114	23,753	0,01	12,0110	1,501

3. CH4 эмиссионный фактор при сжигании ПНГ на факеле:

BE3	1	2 from L17, BE1	3=1*2	4 from L6, BE1	5=1*4
	Under firing coefficient	$\sigma_{CH4_equivalent}$	e CH4 baseline	$\sigma_{GHG\ CH4}$	GHG CH4 baseline
units	scalar	Total hydrocarbons in CH4 equivalent	CH4 equivalent emission factor_baseline	Molar ratio of CH4 in APG	Mass fraction of CH4
	0,035	% mass	Kg CH4/kg APG	% mass	Kg CH4/kg APG
		2,009	0,0703	0,511	0,0179

4. CO2 эмиссионный фактор при сжигании ПНГ на факеле:

BE4	1	2 form 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)
	Molecular mass of CO2	Quan. of carbon atoms in molecular APG	Molecular mass of APG	CH4 emission factor_baseline	Molecular mass of CO2	CO emission factor_baseline (black firing)	Molecular mass of CO	C emission factor_baseline	Molecular mass of CH4	Molecular mass of CO in APG	CO2 emission factor
Units	μ_{CO2}	K _C	μ_{APG}	e CH4 baseline	μ_{CH4}	e CO baseline	μ_{CO}	e C baseline	Kg CH4/mole APG	Kg CH4 / mole APG	e CO2
	kgCO2/mole	Carbon atoms	kg APG/mole	Kg CH4/kg APG	Kg CH4/kg mole	Kg CO/kg APG	kgCO2/mole				Kg CO2/kg APG
	44,011	1,501	23,753	0,0179	16,043	0	28	0,0632	0,0011	0,0000	2,7325

5. Масса ПНГ, тонн

BE5	1	2 form 2, BE1	3=1*2
	Annual volumetric flow of APG to be flared	Density of APG	Mass amount of APG flared
units	V_{APG}	ρ_{APG}	M_{APG}
	ncm (1000)	kg/nCM	t
	2 542,346	1,061	2 696,253

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

6. Всего выбросы от сжигания ПНГ на факеле:

BE6	1 from 3, BE5	2 from 11, BE4	3 from 5, BE3	4	5=1*2	6=1*3*4	7=5+6
	Mass amount of APG flared	CO2 emission factor_baseline	CH4 emission factor_baseline	CH4 global warming potential	CO2 emissions from complete burning	Total CH4 emissions in terms of tCO2e	Total CO2 emissions from APG flaring
<i>M_{APG}</i>	<i>e_{CO2_baseline}</i>	<i>e_{CH4_baseline}</i>	<i>GWP_{CH4}</i>	<i>E_{CO2 complete baseline}</i>	<i>E_{CH4 baseline}</i>	<i>E_{CO2e flaring baseline}</i>	
Units	t	Kg CO2/kg APG	scalar	tCO2e	tCO2	tCO2	
	2 696,253	2,7325	0,0179	21	7 368,000	1 013,000	8 381,000

Второй важной составляющей выбросов парникового газа по базовой линии является замещение выбросов осуществляемых энергопоездами, что коррелируется с замещаемой электроэнергией и производимым теплом. Таблица 6 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 потребление 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 ГПС 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 Средне-Хулымского м/р ТПП «РИТЭКНадымнефть», эксплуатирующего энергопоезд, ввиду нецелесообразности его включения в общую сеть нефтепромысла. Среднее потребление топлива составило тогда 0,596 кг.уг/кВтч.

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

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

Таблица 6: Уравнение для расчёта эмиссий базовой линии

1. Выработка электрической энергии при помощи ПЭ-6М:

	1	2	3	4	3=1*2
PE2	Electricity supplied by GPP to the consumers of oilfield	Coefficient of own needs of PE-6M	Electricity supplied on PE-6 with own needs	Consumption tons equivalent fuel per MWh	Total fuel consumption
	<i>Elec_gen1</i>	<i>Own_needs_coef</i>	<i>Elec_gen2</i>	<i>EF_CM</i>	<i>t_ufuel</i>
Units	MWh		MWh	tuf/MWh	t
	9 070,600	0,074	9 741,824	0,596	5 810,024

2. Эмиссии от работы энергопоездов ПЭ-6М:

	1	2	3=1*2	4	5=3*4	6=5*44/12
PE3	Total fuel consumption	Energy per ton of unified fuel	Total energy consumption	Default carbon content	Total carbon content	Trains CO2 emission
	<i>t_ufuel</i>	<i>Energy_coef</i>	<i>total_energy</i>	<i>carbon_factor</i>	<i>total_carbon</i>	<i>trains_CO2</i>
Units	t	MJ/tuf	MJ	kg/GJ	kg	tCO2
	5 810,024	29 300	170 233 705,314	20	3 404 674,106	12 484,000

3. Итого эмиссии по базовой линии

PE4	1	2	3=1+2
	Total CO2 emissions from APG flaring	Trains CO2 emissions	Total baseline emissions
	<i>E CO2e flaring baseline</i>	<i>trains_CO2</i>	<i>ECO2e_total_baseline</i>
Units	tCO2	t	t
	8 381	12 484	20 865

1.4.6. 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.

Таблица 7: Общей уровень сокращения эмиссий:

PE5	1 from 3, PE6	2 from 6, PE1	3=1-2
	Total baseline emissions	Total CO2 emissions project	Total emissions reduction
	<i>ECO2e_total_baseline</i>	<i>ECO2_combustion project</i>	<i>ER CO2e_total</i>
Units	t	tCO2e	tCO2e
	20 885	7 500	13 365

Таким образом, отказ от сжигания нефти на энергопоездах типа ПЭ-6М для выработки электроэнергии, и строительство ГПЭС, позволяет получить сокращение эмиссий в количестве 13 365 тонн CO2-экв. за рассматриваемый период 2012г.