


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

УТВЕРЖДАЮ:

Первый заместитель генерального
директора – Главный инженер
ОАО «РИТЭК»


/А.А. Масланов/

“16” 06 2012

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 Января 2011 по 31 Декабря 2011

Москва, 2012

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

ОГЛАВЛЕНИЕ:

Вступление	2
1. Описание осуществленных действий в соответствии со специальной проектной документацией	2
1.1. Описание выбранного плана мониторинга	2
1.2. Мониторинг воздействия на окружающую среду	3
1.3. Отклонение 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. Использование IT-технологий для сбора и расчёта ЕСВ	6
1.4.4. Описание формул для расчёта проектных эмиссий	8
1.4.5. Описание формул для расчёта эмиссий по базовой линии	9
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 (проектный объем сокращения выбросов)	14
3. Экспертное заключение на отчет о ходе реализации проекта, включая оценку соответствия сокращения выбросов парниковых газов, достигнутого в результате реализации проекта, значениям, указанным в специальной проектной документации, подготовленное независимым органом, который выбирается инвестором проекта за период 2011г.	16
4. Сведения об осуществлении деятельности в соответствии с инвестиционной декларацией	

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

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 01.01.2011г. по 31.12.2011г.

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 осуществленных действий в соответствии со специальной проектной документацией

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

ПСО «Утилизация попутного нефтяного газа на Средне-Хулымском м/р ОАО «РИТЭК»
II промежуточный Отчёт по мониторингу
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 Российской Федерации по охране окружающей среды от 16.05.2000 № 372 «Об утверждении положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной 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.

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

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 5,35% за 2011 год.

Таким образом, для поставки определённого количества электроэнергии потребителям на Средне-Хулымском м/р, необходимо выработать на 5,35% энергии больше. Это значение будет использоваться в расчётах выбросов от энергопоездов в таблице 4.

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.

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

1.4. Сбор данных

1.4.1. Фиксированные значения

Таблица 1.

Параметр	Значение	Описание
EFcm	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 (г.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 персоналом 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 IT-технологий для сбора и расчёта ЕСВ

На объекте ГПЭС 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 «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:

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

- Хранятся на компьютере в ОГЭ ТПП «РИТЭКНадымнефть»;
- Распечатываются и подшиваются в бумажном виде в ОГЭ ТПП «РИТЭКНадымнефть», 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 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 2011 г.:

Месяц	2011
Январь	5 175,230
Февраль	4 425,330
Март	4 813,660
Апрель	4 606,750
Май	4 085,680
Июнь	3 142,840
Июль	3 067,330
Август	2 824,720
Сентябрь	2 937,726
Октябрь	3 447,504
Ноябрь	3 859,770
Декабрь	4 036,820
Итого	46 405,310

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

Таблица 2. Компонентный состав ПНГ:

Компонент	Зимний замер (№ 335 from 05.12.11)	Летний замер (№ 183 from 20.05.11 by KogalymNIPIneft)	Значение для расчёта
CH ₄	80,353	78,453	78,453
C ₂ H ₆	4,092	4,475	4,475
C ₃ H ₈	6,929	8,216	8,216
nC ₄ H ₁₀	2,565	1,465	1,465
iC ₄ H ₁₀	1,666	1,553	1,553
nC ₅ H ₁₂	0,501	0,801	0,801
iC ₅ H ₁₂	0,729	1,151	1,151
C ₆ H ₁₄	0,082	0,129	0,129
C ₇ H ₁₆	0,162	0,284	0,284
C ₈ H ₁₈	0,000	0,000	0,000
N ₂	1,810	2,087	2,087
CO ₂	1,113	1,372	1,372
Кол-во ЕСВ	67 214	66 963	66 963

Для расчёта количества единиц сокращения выбросов будет использован состав ПНГ, с которым будут получено 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 2011 году работы выполнялись силами ГУП «ИПТЭР».

Таблица 3. Объём ПНГ для нужд ГПЭС за период мониторинга

Месяц	2011
Январь	1 417,550
Февраль	1 225,620
Март	1 328,646
Апрель	1 277,581
Май	1 098,540
Июнь	872,677
Июль	841,289
Август	791,410
Сентябрь	823,104

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

Месяц	2011
Октябрь	967,067
Ноябрь	1 072,854
Декабрь	1 133,339
Итого	12 849,677 **

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.

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

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

V_u - объем сжигаемого ПНГ, норм.м³

P_u - плотность ПНГ, кг/норм. м³

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

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

Таблица 4:

1. Уравнение для расчёта проектных эмиссий

	1	2 from 9, BE1	3	4	5	6=1*2*3*4/5
PE1	Mass amount of APG consumption	Carbon mass fraction in APG		Molecular mass of CO2	Molecular mass of C	Total CO2 emissions project
	M_{APG}	$\sigma_{C,APG}$	scalar	μ_{CO2}	μ_C	$ECO2_{combustion project}$
unit	t	% mass		kgCO2/mole	kg C/kg mole	tCO2e
	12 794,817	74,327	0,01	44,011	12,011	34 847

Таким образом, суммарные проектные эмиссии составляют 34 847 tCO₂e/2011.

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.

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

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.

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

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 Volume fraction, weighted average of monitored	p_i Density if hydrocarbons and elements	m_i Molecular mass of components	μ_i Molecular mass of i-component in APG	k_i Adiabatic index of i-component of APG	σ_i Mass content of carbon of i-component in APG	σ_i Molar ratio	k_{APG} Adiabatic index of APG	σ_{C_APG} Mass fraction of Carbon in APG	σ_{CH4} Hydrocarbons in CH4 equivalent	σ_{H-i} Mass content of Hydrogen of i-component in APG	σ_{H_APG} Mass fraction of Hydrogen in APG
		%	p_i	M_i	kg/mole	μ_i	% масс	%				% масс	
	CH ₄	78,453	0,716	16,043	12,586	1,31	74,87	0,5641	1,0277	42,2366	0,564132	25,13	14,1766
	C ₂ H ₆	4,475	1,342	30,07	1,346	1,21	79,98	0,0603	0,0541	4,8238	0,113045	20,02	1,2074
	C ₃ H ₈	8,216	1,969	44,097	3,623	1,13	81,71	0,1625	0,0928	13,2752	0,446568	18,29	2,9715
	nC ₄ H ₁₀	1,465	2,595	58,124	0,852	1,1	82,66	0,0382	0,0161	3,1559	0,138326	17,34	0,6620
	iC ₄ H ₁₀	1,553	2,595	58,124	0,903	1,1	82,66	0,0405	0,0171	3,3455	0,146635	17,34	0,7018
	nC ₅ H ₁₂	0,801	3,221	72,151	0,578	1,08	83,24	0,0259	0,0087	2,1568	0,116530	16,76	0,4343
	iC ₅ H ₁₂	1,151	3,221	72,151	0,830	1,08	83,24	0,0372	0,0124	3,0992	0,167448	16,76	0,6240
	C ₆ H ₁₄	0,129	3,842	86,066	0,111	1,07	83,73	0,0050	0,0014	0,4168	0,026702	16,27	0,0810
	C ₇ H ₁₆	0,284	4,468	100,08	0,284	1,06	84,01	0,0127	0,0030	1,0706	0,079497	15,99	0,2038
	C ₈ H ₁₈	0,000	6,230	114,23	0,000	1,05	84,21	0,0000	0,0000	0,0000	0,000000	15,79	0,0000
	CO ₂	1,386	1,965	44,011	0,610	1,3	27,29	0,0274	0,0180	0,7464	1,798884	0	0,0000
	N ₂	2,087	1,251	28,016	0,585	1,4			0,0292			0	0,0000
	Total	100,000			22,307			0,9738	1,2806	74,3268			21,0625
			0,9957										

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
	σC_{APG}	μAPG		μC	KC
	% mass	kg/mole	Scalar	kg/mole	carbon atoms
units	74,3268	22,307	0,01	12,0110	1,380

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
	$Ku/f [bf]$	$\sigma CH4_{equivalent}$	$e CH4_{baseline}$	$\sigma GHG CH4$	$GHG CH4_{baseline}$
	Under firing coefficient	Total hydrocarbons in CH4 equivalent	CH4 equivalent emission factor_baseline	Molar ratio of CH4 in APG	CH4 equivalent emission factor_baseline
	scalar	% mass	Kg CH4/kg APG	% mass	Kg CH4/kg APG
units	0,035	1,799	0,0630	0,564	0,0197

4. CO2 эмиссионный фактор при сжигании ПНГ на факеле:

BE4	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)
	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
	$\mu CO2$	KC	μAPG	$e CH4_{baseline}$	$\mu CH4$	$e CO_{baseline}$	μCO	$e C_{baseline}$	Kg	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	Kg CH4 / mole APG	Kg CO2/kg APG
Units	44,011	1,380	22,307	0,0630	16,043	0	28	0,0619	0,0039	0,0000	2,5508

5. Масса ПНГ, тонн

BE5	1	2 from 2, BE1	3=1*2
	Annual volumetric flow of APG to	Density of APG	Mass amount of APG flared

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

	be flared		
	V_{APG}	ρ_{APG}	M_{APG}
units	pcm (1000)	kg/nCM	t
	12 849,677	0.996	12 794,817

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
	M_{APG}	$e_{CO2_baseline}$	$e_{CH4_baseline}$	GWP CH4	$E_{CO2_complete_baseline}$	$E_{CH4_baseline}$	$E_{CO2_flaring_baseline}$
Units	t	Kg CO2/kg APG	Kg CH4/kg APG	scalar	tCO2e	tCO2	tCO2
	12 794,817	2,5508	0,0197	21	32 636,729	5 305,204	37 941,933

Второй важной составляющей выбросов парникового газа по базовой линии является замещение выбросов осуществляемых энергопоездами, что корреспондируется 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 ГПЭС с одной стороны и производной рабочих часов и установленной мощности принимающих электрических устройств.

Единицы удельного расхода топлива (т.у.т./МВтч) принятые 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 компаний

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

«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.ут/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 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:

PE2	1	2	3	4	3=1*2
	Electricity supplied by GPP to the consumers of oilfield <i>Elec_gen1</i> MWh	Coefficient of own needs of PE-6M <i>Own needs_coef</i>	Electricity supplied on PE-6 with own needs <i>Elec_gen2</i> MWh	Consumption tons equivalent fuel per MWh <i>EF CM</i> tuf/MWh	Total fuel consumption <i>t_ufuel</i> t
Units	46 405,310	0,074	49 839,303	0,596	29 724,160

3. Эмиссии от работы энергопоездов ПЭ-6М:

PE3	1	2	3=1*2	4	5=3*4	6=5*44/12
	Total fuel consumption <i>t_ufuel</i> t	Energy per ton of unified fuel <i>Energy_coef</i> MJ/tuf	Total energy consumption <i>total_energy</i> MJ	Default carbon content <i>carbon_factor</i> kg/GJ	Total carbon content <i>total_carbon</i> kg	Trains CO2 emission <i>trains_CO2</i> tCO2
Units	29 724,160	29 300	870 917 896,011	20	17 418 357,920	63 867,312

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

4. Итого эмиссии по базовой линии

	1	2	3=1+2
PE4	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
	37 942	63 867	101 809

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

Ниже дается объем общих годовых сокращений выбросов Проекта, что приведено в уравнении PE5, и являет собой разницу между общими выбросами базовой линии PE4 и эмиссиями проекта, приведенными в уравнении PE1 в таблице 7.

Таблица 7: Общий уровень сокращения эмиссий:

	1 from 3, PE6	2 from 6, PE1	3=1-2
PE5	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
	101 809	34 847	66 962

Таким образом, отказ от сжигания нефти на энергопоездах типа ПЭ-6М для выработки электроэнергии, и строительство ГПЭС, позволяет получить сокращение эмиссий в количестве 66 962 тонн CO2-экв. за период 2011г.

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 (проектный объем сокращения выбросов)

№	Период мониторинга	Планируемые объемы выбросов (т CO2-экв.)	Утечки (т CO2-экв.)	Фактическая величина выбросов (т CO2-экв.)	Разница	Примечание
1.	01.01.2011 - 31.12.2011	105 223	-	66 962	38 261	Пояснение приведено в тексте ниже

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

В PDD раздел Е.6 таблица 19 «Оценка сокращения выбросов» ожидаемая величина сокращения выбросов составила 105 223 тонн CO₂-экв. Фактические сокращения выбросов в соответствии с настоящим промежуточным отчётом составили 66 962 тонн CO₂-экв.

Причина различия между заявленным и фактическим объёмом – снижение объёма добычи нефти по Средне-Хулымскому м/р за период 2008-2011г. от заявленной в PDD величины. В связи со снижением уровня добычи, также значительно сократился объём потребления ПНГ для вырабатывания электроэнергии на ГПЭС.

3. Экспертное заключение на отчет о ходе реализации проекта, включая оценку соответствия сокращения выбросов парниковых газов, достигнутого в результате реализации проекта, значениям, указанным в специальной проектной документации, подготовленное независимым органом, который выбирается инвестором проекта за период 2011г.