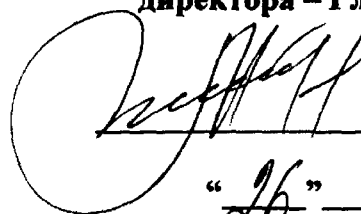


УТВЕРЖДАЮ:

Первый заместитель генерального
директора – Главный инженер
ОАО «РИТЭК»


/А.А. Масланов/
“26” — 06 — 2012

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 Января 2011 по 31 Декабря 2011

Москва, 2012

ОГЛАВЛЕНИЕ:

Вступление	3
1. Описание осуществленных действий в соответствии со специальной проектной документацией	3
1.1. Описание выбранного плана мониторинга	3
1.2. Мониторинг воздействия на окружающую среду	4
1.3. Отклонение от плана мониторинга	5
1.4. Сбор данных	6
1.4.1. Фиксированные значения	6
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 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 (проектный объем сокращения выбросов)	17
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.	18
4. Сведения об осуществлении деятельности в соответствии с инвестиционной декларацией	

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 01.01.2011г. 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 осуществлённых 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 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 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.

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 хроматографа 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 и 2011гг. Расчёт сокращения выбросов выполнен с 4 составами ПНГ. Итоговым результатом принято наименьшее значение из 4 полученных.

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 ВЕЗ. Этот параметр рассчитывался исходя из состава попутного нефтяного газа с учётом всех углеводородов (от метана до октана+). Использование

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

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 CO₂ в атмосферу от эмиссий, содержащих углерод, в частности монооксид углерода, будут в дальнейшем окисляться до CO₂. 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 _{см}	596,4 г.у.т./кВт*ч	Расход топлива ПЭ-6М на выработку 1 кВт*ч электроэнергии (грамм условного топлива/1 кВт*ч)
EF _{НС}	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 ТПП «РИТЭККогалымефть», эксплуатирующего энергопоезд, ввиду нецелесообразности его включения в общую сеть нефтепромысла. Среднее потребление топливо 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».

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

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 IT-технологий для сбора и расчёта ЕСВ

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».

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

- Хранятся на компьютере в ОГЭ ТПП «РИТЭККогалымнефть»;
- Распечатываются и подписываются 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.

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

Таблица 1. Данные по количеству электроэнергии, поставленной потребителям Восточно-Перевального м/р в 2011 г.:

Месяц	Электронергия, поставленная потребителям Восточно-Перевального м/р	
	2011	
Январь	2 265,960	
Февраль	1 971,310	
Март	2 291,930	
Апрель	2 491,350	
Май	2 538,440	
Июнь	2 188,760	
Июль	2 215,110	
Август	2 376,750	
Сентябрь	2 337,630	
Октябрь	2 654,330	
Ноябрь	2 483,770	
Декабрь	2 536,580	
Итого	28 351,920	

Таблица 2. Компонентный состав ПНГ:

Компонент	№12-3 from 19.03.10	№ 12-7 from 17.06.10	№ 382 from 18.12.2011	№ 7 from 23.06.11	Значения для расчёта
N ₂	2,62	2,40	1,67	0,64	2,62
CO ₂	1,25	1,48	1,24	1,15	1,25
CH ₄	78,37	78,19	81,11	79,08	78,37
C ₂ H ₆	4,93	5,18	5,56	6,09	4,93
C ₃ H ₈	6,96	7,10	6,55	7,79	6,96
nC ₄ H ₁₀	2,23	2,34	1,97	2,29	2,23
iC ₄ H ₁₀	0,96	0,96	0,87	0,97	0,96
nC ₅ H ₁₂	0,57	0,61	0,41	0,56	0,57
iC ₅ H ₁₂	0,49	0,52	0,35	0,49	0,49
C ₆ H ₁₄	0,82	0,69	0,20	0,58	0,82
C ₇ H ₁₆	0,59	0,37	0,06	0,27	0,59
C ₈ H ₁₈	0,21	0,16	0,01	0,09	0,21
Кол-во ЕСВ	49 184	49 192	49 308	49 378	49 184

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

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 год работы выполнялись силами ГУП «ИПТЭР» РБ.

Таблица 3. Объём ПНГ для нужд ГПЭС за период мониторинга

Месяц	2011
Январь	0,709
Февраль	0,591
Март	0,669
Апрель	0,711
Май	0,736
Июнь	0,640
Июль	0,647
Август	0,705
Сентябрь	0,667
Октябрь	0,756
Ноябрь	0,720
Декабрь	0,795
Итого	8,346

Таблица 4. Объём ПНГ для нужд КС за период мониторинга

Месяц	2011
Январь	0,040
Февраль	0,059
Март	0,067
Апрель	0,034
Май	0,022
Июнь	0,000
Июль	0,000
Август	0,000

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

Месяц	2011
Сентябрь	0,058
Октябрь	0,020
Ноябрь	0,050
Декабрь	0,047
Итого	0,397

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: 0,397 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:

$$H = \sum (H_i * V_i + H_2 * V_2 + \dots + H_n * V_n) = 10140,51 \text{ Ккал/кг}$$

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

2. Плотность ПНГ:

$$\rho = \sum (\rho_1 * V_1 + \rho_2 * V_2 + \dots + \rho_i * V_i) = 1,009 \text{ кг/м}^3,$$

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):

$$M = \rho * V = 400,13 \text{ тонн.}$$

4. Тепловая энергия, выработанная ТКУ-1890:

$$\text{Heat}_{gen2} = M * H * \text{eff} = 3732,9 \text{ Гкал (или 4341,8 МВт*ч)}$$

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.

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

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

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

V_y - объем сжигаемого ПНГ, норм.м³

P_y - плотность ПНГ, кг/норм. м³

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

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

Таблица 7:

1. Масса сожженного ПНГ, тонн:

PE1	1	2 from 2, BE1	3=1*2
	Annual volumetric flow of APG to be flared	Density of APG	Mass amount of APG flared
	V_{APG}	ρ_{APG}	M_{APG}
units	ncm (1000)	kg/nCM	t
GPP	8 346,17	1,009	8 425,82
HS	396,69	1,009	400,13
	8 742,86		8 825,95

2. Уравнение для расчёта проектных эмиссий

PE2	1	2 from 9, BE1	3	4	5	6=1*2*3*4/5
	Mass amount of APG flared	Carbon mass fraction in APG		Molecular mass of CO2	Molecular mass of C	Total CO2 emissions project
	M_{APG}	σ_c APG	scalar	μ_{CO2}	μ_C	$ECO2_{combustion project}$
unit	t	% mass		kgCO2/mole	kg C/kg mole	tCO2e
GPP	8 425,82	74,103	0,01	44,011	12,011	22 879
HS	400,13	74,103	0,01	44,011	12,011	1 087
	8 825,95					23 966

Таким образом, суммарные проектные эмиссии составляют 23 966 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.

1.4.6. 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 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.

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

Таблица 8: 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
		<i>V_i</i>	<i>p_i</i>	<i>m_i</i>	<i>μ_i</i>	<i>k_i</i>	<i>σ_{c-i}</i>	<i>σ_i</i>	<i>k APG</i>	<i>σ_{c APG}</i>	<i>σ CH4</i>	<i>σ_{H-i}</i>	<i>σ_{H APG}</i>
		Volume fraction, weighted average of monitored	Density if hydrocarbons and elements	Molecular mass of components	Molecular mass of i-component in APG	Adiabatic index of i-component of APG	Mass content of carbon of i-component in APG	Molar ratio	Adiabatic index of APG	Mass fraction of Carbon in APG	Hydrocarbons in CH4 equivalent	Mass content of Hydrogen of i-component in APG	Mass fraction of Hydrogen in APG
unit	%	<i>p_i</i>	<i>M_i</i>	kg/mole	<i>μ_i</i>	% масс	%				% масс		
	CH ₄	78,370	0,716	16,043	12,573	1,31	74,87	0,5558	1,0266	41,6146	0,555825	25,13	13,9679
	C ₂ H ₆	4,930	1,342	30,07	1,482	1,21	79,98	0,0655	0,0597	5,2415	0,122835	20,02	1,3120
	C ₃ H ₈	6,960	1,969	44,097	3,069	1,13	81,71	0,1357	0,0786	11,0919	0,373125	18,29	2,4828
	nC ₄ H ₁₀	2,230	2,595	58,124	1,296	1,1	82,66	0,0573	0,0245	4,7382	0,207677	17,34	0,9940
	iC ₄ H ₁₀	0,960	2,595	58,124	0,558	1,1	82,66	0,0247	0,0106	2,0398	0,089403	17,34	0,4279
	nC ₅ H ₁₂	0,570	3,221	72,151	0,411	1,08	83,24	0,0182	0,0062	1,5138	0,081790	16,76	0,3048
	iC ₅ H ₁₂	0,490	3,221	72,151	0,354	1,08	83,24	0,0156	0,0053	1,3014	0,070310	16,76	0,2620
	C ₆ H ₁₄	0,820	3,842	86,066	0,706	1,07	83,73	0,0312	0,0088	2,6129	0,167414	16,27	0,5077
	C ₇ H ₁₆	0,590	4,468	100,08	0,590	1,06	84,01	0,0261	0,0063	2,1937	0,162893	15,99	0,4175
	C ₈ H ₁₈	0,210	6,230	114,23	0,240	1,05	84,21	0,0130	0,0022	1,0913	0,092274	15,79	0,2046
	CO ₂	1,250	1,965	44,011	0,550	1,3	27,29	0,0243	0,0163	0,6640	1,923545	0	0,0000
	N ₂	2,620	1,251	28,016	0,734	1,4			0,0367			0	0,0000
	Total	100,000			22,564			0,9675	1,2816	74,1030			20,8813
			1,009										

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

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
	σ_{C_APG}	μ_{APG}		μ_C	K_C
units	% mass	kg/mole	Scalar	kg/mole	carbon atoms
	74,1030	22,564	0,01	12,0110	1,392

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
units	scalar	% mass	Kg CH4/kg APG	%	Kg CH4/kg APG
	0,035	1,924	0,0673	0,556	0,0195

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
	μ_{CO2}	K_C	μ_{APG}	$e_{CH4_baseline}$	μ_{CH4}	$e_{CO_baseline}$	μ_{CO}	$e_{C_baseline}$			e_{CO2}
Units	kgCO2/mole	Carbon atoms	kg APG/mole	Kg CH4/kg APG	Kg CH4/kg mole	Kg CO/kg APG	kgCO2/mole		Kg CH4/mole APG	Kg CH4/mole APG	Kg CO2/kg APG
	44,011	1,392	22,564	0,0673	16,043	0	28	0,0617	0,0042	0,0000	2,5306

5. Всего выбросы от сжигания ПНГ на факеле:

BE5	1 from 3, BE5	2 from 11, BE4	3 from 3, BE3	4	5=1*2	6=1*3*4	7=5+6
	Mass amount of APG consumption	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}	$E_{CO2_complete_baseline}$	$E_{CH4_baseline}$	$E_{CO2e_flaring_baseline}$
Units	t	Kg CO2/kg APG	Kg CH4/kg APG	scalar	tCO2e	tCO2	tCO2
	8826,293	2,5306	0,0195	21	22335,9	3605,8	25941,7

Второй важной составляющей выбросов парникового газа по базовой линии является замещение выбросов осуществляемых энергопоездами, что корреспондируется 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 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) 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 топливо 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 9 объединяет выбросы, связанные с замещением электроэнергии и тепла ранее производившимися энергопоездами.

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

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
	Electricity supplied by GPP to the consumers of oilfield	Heat energy supplied by HS to the consumers of oilfield	Factor of heat network losses	Heat energy consumption from PE-6M in baseline	Electric and Heat energy supplied by GPP and HS
	<i>Elec_gen1</i>	<i>Heat_gen2</i>	<i>Net_losses</i>	<i>Heat_gen3</i>	<i>Total_gen</i>
Units	MWh	MWh		MWh	MWh
	28 351,9	4 341,3	0,91	4770,7	33 122,6

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

PE4	1 (from 6, PE2)	2	3	4	5=3*4
	Electric and Heat energy supplied by GPP and HS to the consumers of oilfield	Coefficient of own needs of PE-6M	Electricity supplied on PE-6M with own needs	Consumption tons equivalent fuel per MWh	Total fuel consumption
	<i>Total_gen</i>	<i>Own_needs_coef</i>	<i>Elec_gen2</i>	<i>EF_CM</i>	<i>t_ufuel</i>
Units	MWh		MWh	tuf/MWh	t
	33 122,6	0,1122	36 839,0	0,5964	21 970,8

3. Эмиссии от работы энергопоездов ПЭ-6М:

PE5	1 (from 3, PE3)	2	3=1*2	4	5=3*4	6=5*44/12
	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
	21971	29300	643743345,9	20	12874867	47208

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

5. Итого эмиссии по базовой линии

	1	2	3=1+2
PE6	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
	25942	47208	73150

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: Общий уровень сокращения эмиссий:

	1 from 3, PE6	2 from 6, PE1	3=1-2
PE7	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
	73150	23966	49184

Таким образом, отказ от сжигания нефти на энергопоездах типа ПЭ-6М для выработки электроэнергии, и строительство ГПЭС, позволяет получить сокращение эмиссий в количестве 49 184 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	70 556	-	49 184	21 372	Пояснение приведено в тексте ниже

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

В PDD раздел E.6 таблица 19 «Оценка сокращения выбросов» ожидаемая величина сокращения выбросов составила 70 556 тонн CO₂-экв. Фактические сокращения выбросов в соответствии с настоящим промежуточным отчётом составили 49 184 тонн CO₂-экв.

Причина различия между заявленным и фактическим объёмом – переоценка ежегодного количества вырабатываемой тепловой энергии на КС в проектной документации. Фактическая выработка тепловой и электрической энергии за период мониторинга составила 33 122,6 МВт*ч, в PDD – 45 502 МВт*ч. Разница между заявленной и фактической величиной составляет 128,1%. Ошибка вызвана применением предварительной грубой оценки выработки тепловой энергии на КС.

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.:

4. Сведения об осуществлении деятельности в соответствии с инвестиционной декларацией

В соответствии с Инвестиционной декларацией, Общая стоимость ЕСВ, полученных от реализации единиц сокращений выбросов по совместно осуществленному проекту «Утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ) на Восточно-Перевальном м/р, Западная Сибирь, Россия» направляется на реализацию проекта «Система закачки попутного нефтяного газа в подземное хранилище газа (ПХГ) на Средне-Хулымском месторождении» ОАО «РИТЭК»

На 31.12.2011 для реализации вышеуказанного проекта, ОАО «РИТЭК» осуществило следующие практические действия за прошедшие периоды:

- I. В рамках проектного этапа работ (этап I) заключен договор подряда № 8007-84/20 от 20.08.2010 г. на выполнение проектных и изыскательских работ по объекту «Система закачки попутного нефтяного газа (ПНГ) в подземное хранилище (ПХГ) на Средне-Хулымском месторождении» с ОАО «Тюменский проектный и научно-исследовательский институт нефтяной и газовой промышленности им. В.И. Муравленко (ОАО «Гипротюменнефтегаз»).

 - a. Стоимость работ по договору: 22,419 млн. руб. с НДС (19,000 млн. руб. без НДС), в стоимость договора не входит оплата услуг экспертных и контролирующих организаций.
 - b. Сроки выполнения работ: с 20.08.2010 г. по 31.12.2011 г. Перенос сроков выполнения обязательств на 20.04.2012 в связи с изменением проектных решений (Протокол технического совещания по вопросам проектирования и строительства «Системы закачки попутного нефтяного газа на Средне-Хулымском месторождении» от 02-03.04.2012).
 - c. Обязательства ОАО «РИТЭК» перед контрагентом в части оплаты выполненных работ выполнены на сумму 10,241 млн.руб. с НДС (46%).

- II. В рамках этапа работ «Поставка оборудования» (этап II) заключен договор № 11R1045 от 28.03.2011 г. на поставку компрессорного оборудования по объекту «Система закачки попутного нефтяного газа (ПНГ) в подземное хранилище (ПХГ) на Средне-Хулымском месторождении» с ООО «ТК БОРЕЦ».

 - a. Стоимость работ по договору: 61,360 млн.руб. с НДС (52,000 млн.руб. без НДС).
 - b. Сроки выполнения работ: с 28.03.2011 г. по 31.12.2011 г. срок поставки оборудования перенесен по согласованию сторон на 31.03.2012 в связи с реорганизацией ООО «ТД БОРЕЦ» и передачей прав по договору ООО «ТД Химмаш-Курган».
 - c. Обязательства ОАО «РИТЭК» перед контрагентом в части оплаты выполненных работ выполнены на сумму 55,224 млн.руб. с НДС, (90%).

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

- III. В рамках этапа работ «Строительно-монтажные работы» (этап III) заключен договор генерального подряда № 11R1839 от 09.08.2011 г. на закупку и поставку оборудования, строительно-монтажные и пуско-наладочные работы по объекту «Система закачки попутного нефтяного газа (ПНГ) в подземное хранилище (ПХГ) на Средне-Хулымском месторождении» с ООО «Строительная компания «ТРОЙЛ».
- Стоимость работ по договору: 116,820 млн.руб. с НДС (99,000 млн.руб. без НДС).
 - Сроки выполнения работ: с 09.08.2011 г. по 31.12.2011 г. Перенос срока выполнения работ на 2012г. в связи с производственной необходимостью и объявлением повторного тендера по предмету «Газопровод закачки газа. Система закачки ПНГ на Средне-Хулымском месторождении».
 - Обязательства ОАО «РИТЭК» перед контрагентом в части оплаты выполненных работ выполнены на сумму 73,833 млн.руб. с НДС (63,2%), в том числе аванс 58,410 млн. руб. с НДС.
- IV. Реестр платежных поручений по каждому договору и копии платежных поручений прилагаются.
- V. Сводная информация по фактическому выполнению работ на момент составления отчета (оплата выполненных работ) по каждому этапу по сравнению с данными, представленными в разделе V Инвестиционной декларации по вышеуказанному проекту:

Этап выполнения работ	2010		2011		2012		2010-2012гг		
	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	% вып.
Проектные работы	5 414	5 414	13 585	10 693	0		18 999	16 107	85%
Оборудование		0	1 000	0	52 000		53 000	0	0%
Строительно-монтажные работы			71 500	35 075	25 000		96 500	35075	36%
Пуско-наладочные работы			0		2500		2 500	0	0%
Прочее			2 043	1 543	1000		3 043	1543	51%
ИТОГО:	5 414	5 414	88 128	47 311	80 500	0	174 042	52 725	30%

VI. Заключено Соглашение между ОАО «РИТЭК», компанией LITASKO SA и ОАО «Сбербанк России» об операциях с углеводородными единицами №ОУЕ-15 от 21.12.2011г.

А) За период с 01.01.2011-31.12.2011 осуществили реализацию ЕСВ в количестве 112 823 единиц (Приложение №1 к Соглашению об операциях с углеродными единицами № ОУЕ-15 от 21.12.2011, Приложение №2 к Соглашению об операциях с углеродными единицами № ОУЕ-15 от 21.12.2011).

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

В) Полученные средства от реализации ЕСВ в размере 15 560 368,21 руб. израсходованы в полном объеме на реализацию проекта «Система закачки попутного нефтяного газа в подземное хранилище газа (ПХГ) на Средне-Хулымском месторождении.

Приложение:

Перечень документов к Отчету о ходе исполнения Инвестиционной декларации проекта «Система закачки попутного нефтяного газа (ПНГ) в подземное хранилище (ПХГ) на Средне-Хулымском месторождении» ОАО «РИТЭК» на 1 листе в 1экз.

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

Перечень документов
к Отчету о ходе исполнения

Инвестиционной декларации проекта «Система закачки попутного нефтяного газа (ПНГ) в подземное хранилище (ПХГ) на Средне-Хулымском месторождении» ОАО «РИТЭК»

№ прил.	Наименование документа	Кол-во листов
1.	Копия договора подряда № 8007-84/20 от 20.08.2010 г. на выполнение проектных и изыскательских работ по объекту «Система закачки попутного нефтяного газа (ПНГ) в подземное хранилище (ПХГ) на Средне-Хулымском месторождении» с ОАО «Тюменский проектный и научно-исследовательский институт нефтяной и газовой промышленности им. В.И. Муравленко (ОАО «Гипротюменнефтегаз»)	15
2.	Протокол технического совещания по вопросам проектирования и строительства «Системы закачки попутного нефтяного газа на Средне-Хулымском месторождении» б/н от 02-03.04.2012г.	2
3.	Копия договора № 11R1045 от 28.03.2011 г. на поставку компрессорного оборудования по объекту «Система закачки попутного нефтяного газа (ПНГ) в подземное хранилище (ПХГ) на Средне-Хулымском месторождении» с ООО «ТК БОРЕЦ»,	73
4.	Копия Соглашения о перемене лица в обязательстве от 06.01.2012г.	2
5.	Копия договора подряда № 11R1839 от 09.08.2011 г. на закупку и поставку оборудования, строительного-монтажные и пуско-наладочные работы по объекту «Система закачки попутного нефтяного газа (ПНГ) в подземное хранилище (ПХГ) на Средне-Хулымском месторождении» с ООО «Строительная компания «ТРОЙЛ»	14
6.	Реестр платежных поручений по проекту «Система закачки попутного нефтяного газа (ПНГ) в подземное хранилище (ПХГ) на Средне-Хулымском месторождении»	1
7.	Платежное поручение № 4 от 16.12.2010 г.	1
8.	Платежное поручение № 23785 от 26.09.2011 г.	1
9.	Платежное поручение № 21406 от 31.08.2011 г. (СМР)	1
10.	Платежное поручение № 21407 от 31.08.2011 г. (СМР)	1
11.	Платежное поручение № 26550 от 21.10.2011 г. (СМР)	1
12.	Платежное поручение № 29277 от 17.11.2011 г. (СМР)	1
13.	Платежное поручение № 30432 от 30.11.2011 г. (СМР)	1
14.	Платежное поручение № 8823 от 19.04.2011 г.	1
15.	Платежное поручение № 1349 от 20.01.2012 г.	1
16.	Платежное поручение № 8597 от 11.04.2012 г.	1

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

№ прил.	Наименование документа	Кол-во листов
17.	Платежное поручение № 8598 от 11.04.2012 г.	1
18.	Платежное поручение № 4727 от 29.02.2012 г.	1
19.	Копия Соглашения об операциях с углеводородными единицами №ОУЕ15 от 21.12.2011, Приложение №1 от 01.02.2012, Приложение №2 от 21.12.2012г.	20