

**УТВЕРЖДАЮ:**

Первый заместитель генерального  
директора – главный инженер  
ОАО «РИТЭК»



/А.А. Масланов/

“ 11 ” 10 2011

## **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 2008 по 31 Декабря 2010**

**06 Октября, 2011**

**Москва, 2011**

**ОГЛАВЛЕНИЕ:**

Вступление		2
<b>1. Описание применяемых методов для мониторинга единиц сокращения выбросов</b>		2
1.1.	Описание выбранного плана мониторинга	2
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	8
1.4.5.	Описание формул для расчёта эмиссий по базовой линии	9
1.4.6.	Описание формул для расчёта сокращения эмиссий	14
<b>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</b>		15
<b>3.1. Экспертное заключение за период 2008-2009гг.</b>		16
<b>3.2. Экспертное заключение за 2010г.</b>		19
<b>3.2. Экспертное заключение за 2010г.</b>		22

**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-Хульмском нефтяном месторождении», расположенным в Западной Сибири (Россия) в течение периода с 01.01.2008г. по 31.12.2010г.

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.**



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

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

- Снижение CH<sub>4</sub> 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 CH<sub>4</sub>, 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;
- водопользование и наличие водных ресурсов;
- управление отходами;



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

- 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 7,75% за 2008 год и 7,40% за 2009 год.



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

Таким образом, для поставки определённого количества электроэнергии потребителям на Средне-Хулымском м/р, необходимо выработать на 7,75% (7,40%) энергии больше. Это значение будет использоваться в расчётах выбросов от энергопоездов в таблице 4.

1.3.2. План мониторинга, приведённый в части D PDD «Утилизация ПНГ на Средне-Хулымском 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 Средне-Хулымского 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 2007, 2008, 2009 и 2010гг. Расчёт сокращения выбросов выполнен с 6 составами ПНГ. Итоговым результатом принято наименьшее значение из 6 полученных результатов.

1.3.3. Параметр  $\sigma_{CH_4}$  (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.

1.3.4. 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
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



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

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 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:

- 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 отчётам для их проверки и согласования. Согласованные отчёты хранятся на сервере ОАО «РИТЭК» до 2015г.



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

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 2008-2010 гг.:**

Месяц	Электричество, поставленная потребителям Средне-Хулымского м/р		
	2008	2009	2010
Январь	5 261.602	5 206,180	4 706,130
Февраль	4 897.222	4 865,604	4 203,890
Март	5 138.200	4 879,050	4 370,930
Апрель	4 653.776	4 396,750	4 245,040
Май	4 355,074	4 311,230	4 212,740
Июнь	3 707.870	3 652,075	3 481,620
Июль	4 380.163	3 638,260	3 328,750
Август	4 347.990	3 616,818	3 369,236
Сентябрь	4 428.120	3 710,510	3 520,250
Октябрь	5 154.170	4 431,580	4 338,660
Ноябрь	5 266.150	4 425,610	4 778,680
Декабрь	5 711.230	4 805,070	5 131,578
<b>Итого</b>	<b>57 302.627</b>	<b>51 938.737</b>	<b>49 687,504</b>

**Таблица 2. Компонентный состав ПНГ:**

Компонент	№ 213 от 18.03.08	№ 16 от 09.06.08	№ 8-3 от 14.03.09	№ 2-3 от 26.05.09	№ 9-9 от 12.03.10	№ 9-2 от 08.06.10
N <sub>2</sub>	1,528	0,38	80,040	79,990	67,67	77,09
CO <sub>2</sub>	1,038	0,69	3,890	3,700	5,42	4,01
CH <sub>4</sub>	80,278	80,50	7,070	6,790	10,64	7,43
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	4,142	4,05	2,950	2,580	4,54	3,10
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	7,516	7,12	1,740	1,610	2,78	1,86
nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	2,467	2,69	0,950	0,670	2,02	0,85
iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,566	1,65	0,830	0,660	1,27	0,81
nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,500	0,74	0,980	0,690	1,91	0,91
iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,513	0,69	0,330	0,370	0,95	0,43

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

C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,061	0,80	0,050	0,110	0,16	0,10
C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,249	0,52	0,650	0,900	1,36	2,08

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 2008 - 2010 годы работы выполнялись силами ГУП «ИПТЭР».

**Таблица 3. Объём ПНГ для нужд ГПЭС за период мониторинга**

Месяц	Объём ПНГ, млн.м <sup>3</sup>		
	2008	2009	2010
Январь	1,490.916	1,557.75	1 382,920
Февраль	1,292.588	1,412.99	1 201,271
Март	1,372.549	1,344.88	1 230,030
Апрель	1,248.300	1,277.94	1 164,974
Май	1,188.310	1,254.25	1 162,926
Июнь	1,032.896	1,050.23	964,236
Июль	1,094.642	1,047.24	905,534
Август	1,096.625	1,032.41	916,022
Сентябрь	1,061.250	1,050.48	948,780
Октябрь	1,096.626	1,249.15	1 162,661
Ноябрь	1,061.250	1,262.86	1 296,831
Декабрь	1,101.647	1,392.68	1 404,066
<b>Итого</b>	<b>14,137.599</b>	<b>14,932.860</b>	<b>13 740,251</b>

**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 CO<sub>2</sub> эквивалента;

$V_u$  - объём сжигаемого ПНГ, норм.м<sup>3</sup>

$P_u$  - плотность ПНГ, кг/норм. м<sup>3</sup>

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

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

Таблица 4:



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

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 flared	Carbon mass fraction in APG		Molecular mass of CO2	Molecular mass of C	Total CO2 emissions project
	$M_{APG}$	$\sigma_{c, APG}$	scalar	$\mu_{CO2}$	$\mu_C$	$ECO2_{combustion project}$
unit	t	% mass		kgCO2/mole	kg C/kg mole	tCO2e
2008	17 398	77,171	0,01	44,011	12,011	49 198
2009	18 377					51 965
2010	14 713					40 971
$\Sigma$	50 488					142 134

Таким образом, суммарные проектные эмиссии составляют 142 134 tCO<sub>2</sub>e/2008-2010.

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		1	2	3	4	5	6	7	8=1*5/100	9=6*7	10=7*3/miCH4	11	12=11*7
BE1	index	$V_i$	$p_i$	$m_i$	$\mu_i$	$k_i$	$\sigma_c-i$	$\sigma_i$	$k_{APG}$	$\sigma_c_{APG}$	$\sigma_{CH4}$	$\sigma_{H-i}$	$\sigma_{H_{APG}}$
		Volume fraction, weighted average of monitored	Density of 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
		%	$p_i$	Mi	kg/mole	$\mu_i$	% масс	%				% масс	
	CH <sub>4</sub>	67,670	0,716	16,043	10,856	1,31	74,87	0,3937	0,8865	29,4771	0,393711	25,13	9,8940
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	5,420	1,342	30,07	1,630	1,21	79,98	0,0591	0,0656	4,7272	0,110782	20,02	1,1833
	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	10,640	1,969	44,097	4,692	1,13	81,71	0,1702	0,1202	13,9101	0,467928	18,29	3,1136
	nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	4,540	2,595	58,124	2,639	1,1	82,66	0,0957	0,0499	7,9133	0,346842	17,34	1,6600
	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	2,780	2,595	58,124	1,616	1,1	82,66	0,0586	0,0306	4,8456	0,212383	17,34	1,0165
	nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	2,020	3,221	72,151	1,457	1,08	83,24	0,0529	0,0218	4,4009	0,237776	16,76	0,8861
	iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1,270	3,221	72,151	0,916	1,08	83,24	0,0332	0,0137	2,7669	0,149493	16,76	0,5571
	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	1,910	3,842	86,066	1,644	1,07	83,73	0,0596	0,0204	4,9928	0,319893	16,27	0,9702
	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,950	4,468	100,08	0,951	1,06	84,01	0,0345	0,0101	2,8976	0,215163	15,99	0,5515
	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0,160	6,230	114,23	0,183	1,05	84,21	0,0081	0,0017	0,6821	0,057673	15,79	0,1279
	CO <sub>2</sub>	1,280	1,965	44,011	0,563	1,3	27,29	0,0204	0,0166	0,5578	2,511643	0	0,0000
	N <sub>2</sub>	1,360	1,251	28,016	0,381	1,4			0,0190			0	0,0000
	Total	100,000			27,528			0,9862	1,2562	77,1713			19,9601
			1,2306										



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	$\sigma_{C\_APG}$ % mass	$\mu_{APG}$ kg/mole	Scalar	$\mu_C$ kg/mole	KC carbon atoms
	77,1713	27,528	0,01	12,0110	1,769

3. CH4 эмиссионный фактор при сжигании ПНГ на факеле:

BE3	1	2 from 10, BE1	3=1*2
	$Ku/f(bf)$	$\sigma_{CH_4}$	$e_{CH_4\_baseline}$
units	Under firing coefficient	Total hydrocarbons in CH4 equivalent	CH4 emission factor_baseline
	scalar	% mass	Kg CH4/kg APG
	0,035	0,394	0,0138

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
units	$\mu_{CO_2}$	KC	$\mu_{APG}$	$e_{CH_4\_baseline}$	$\mu_{CH_4}$	$e_{CO\_baseline}$	$\mu_{CO}$	$e_{C\_baseline}$	Kg CH4/mole APG	Kg CH4 / mole APG	e CO2
	44,011	1,769	27,528	0,0138	16,043	0	28	0,0643	0,0009	0,0000	2,7899

5. Масса ПНГ, тонн

BE5	1	2 from 2, BE1	3=1*2
	Annual volumetric flow of APG to be flared	Density of APG	Mass amount of APG flared
units	$V_{APG}$ нсм (1000)	$\rho_{APG}$ kg/nCM	$M_{APG}$ t
2008	14 137,599		17 398,322
2009	14 932,860		18 377,003
2010	13 740,251	1,231	14 712,813
$\Sigma$	42 810,710		50 488,138

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

6. Всего выбросы от сжигания ПНГ на факеле:

BE6	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 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
Units	M APG	e CO2_baseline Kg CO2/kg APG	e CH4_baseline Kg CH4/kg APG	GWP CH4 scalar	E co2_complete baseline tCO2e	E CH4_baseline tCO2	E co2e flaring baseline tCO2
2008	17 398				48 540	5 035	53 575
2009	18 377	2,7899	0,0138	21	51 270	5 318	56 588
2010	14 713				38 027	5 474	43 500
Σ	50 488				137 838	15 827	153 663

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 принятие 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 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.ут/кВтч.



ПСО «Утилизация попутного нефтяного газа на Средне-Хулымском м/р ОАО «РИТЭК»  
| 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:

PE2	1	2	3	4	3=1*2
	Electricity supplied by GPP to the consumers of oilfield <i>Elec_gen1</i> MW/h	Coefficient of own needs of PE-6M <i>Own needs_coef</i>	Electricity supplied on PE-6 with own needs <i>Elec_gen2</i> MW/h	Consumption tons equivalent fuel per MWh <i>EF_CM</i> tuf/MWh	Total fuel consumption <i>t_ufuel</i> t
Units					
2008	57302,627	0,0775	61 743,581	0,596	36 823,871
2009	51 938,737	0,074	55 782,204	0,596	33 268,506
2010	49 687,504	0,074	53 364,379	0,596	31 826,516
Σ	158 928,686		170 890,163		101 918,894

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						
2008	36 823,871		1 078 939 434		21 578 789	79 122
2009	33 268,506	29 300	974 767 231	20	19 495 345	71 483
2010	31 826,516		932 516 913		18 650 338	68 384
Σ	101 918,894		2 986 223 578	20	59 724 471	218 989

**4. 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
2008	53 575	79 122	132 697
2009	56 588	71 483	128 071
2010	43 500	68 385	111 885
$\Sigma$	153 663	218 989	372 653

**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: 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
2008	132 697	49 198	83 499
2009	128 071	51 965	76 106
2010	111 885	40 971	70 913
$\Sigma$	372 653	142 134	230 518

Таким образом, отказ от сжигания нефти на энергопоездах типа ПЭ-6М для выработки электроэнергии, и строительство ГПЭС, позволяет получить сокращение эмиссий в количестве 230 518 тонн CO2-экв. за период 2008-2010г.



**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**

№	Период мониторинга	Планируемые объемы выбросов (т CO <sub>2</sub> -экв.)	Утечки (т CO <sub>2</sub> -экв.)	Фактическая величина выбросов (т CO <sub>2</sub> -экв.)	Разница	Примечание
1	01.01.2008-31.12.2008	105 223	-	83 499	21 724	Пояснение приведено в тексте ниже
2.	01.01.2009-31.12.2009	105 223	-	76 106	29 117	
3.	01.01.2010-31.12.2010	105 223	-	70 913	34 310	
	Всего (01.01.2008-31.12.2010)	315 669	-	230 518	85 151	

В PDD раздел Е.6 таблица 19 «Оценка сокращения выбросов» ожидаемая величина сокращения выбросов составила 315 669 тонн CO<sub>2</sub>-экв. Фактические сокращения выбросов в соответствии с настоящим промежуточным отчётом составили 230 518 тонн CO<sub>2</sub>-экв.

Причина различия между заявленным и фактическим объёмом – снижение объёма добычи нефти по Средне-Хулымскому м/р за период 2008-2010г. от заявленной в PDD величины. В связи со снижением уровня добычи, также значительно сократился объём потребления ПНГ для выработки электроэнергии на ГПЭС.

3.1. Экспертное заключение за период 2008-2009гг.:



**ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ  
НА ОТЧЕТ О ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА  
ОАО «РОССИЙСКАЯ ИННОВАЦИОННАЯ  
ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ  
КОМПАНИЯ» (РИТЭК)**

**«УТИЛИЗАЦИЯ НЕФТЯНОГО ПОПУТНОГО  
ГАЗА НА СРЕДНЕ-ХУЛЫМСКОМ  
НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ,  
ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ, РОССИЯ»  
(ПЕРИОД 01.01.2008 – 31.12.2009)**

**REPORT No. RUSSIA-VER/0091/2011**

REVISION No. 01

**BUREAU VERITAS CERTIFICATION**



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

Бюро Веритас Сертификейшн выполнило по заказу ОАО «Российская Инновационная Топливо-Энергетическая Компания» (РИТЕК) независимую экспертизу (верификацию) отчета о ходе реализации проекта «Утилизация нефтяного попутного газа на Средне-Хулымском нефтяном месторождении, Западная Сибирь, Россия», осуществляемого в соответствии со статьей 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата (UNFCCC) за период с 1 января 2008 г. по 31 декабря 2009 г.

Представленный отчет был разработан и представлен на экспертизу Бюро Веритас Сертификейшн компанией ОАО «РИТЭК», которая несет ответственность за правильность выполнения мониторинга выбросов парниковых газов в границах проекта, корректность описания планируемых и выполненных мероприятий по проекту и за оценку величины сокращения выбросов парниковых газов из источника в результате реализации проекта в указанный период.

Верификация выполнялась по Треку I, предусмотренному механизмом Совместного Осуществления, в соответствии с требованиями Положения о реализации статьи 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата, утвержденного Постановлением Правительства РФ от 28 октября 2009 г. № 843 «О мерах по реализации статьи 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата».

Бюро Веритас Сертификейшн несет ответственность перед ООО «РИТЭК» за верификацию фактического сокращения выбросов, достигнутого в результате реализации проекта за отчетный период, в соответствии с требованиями Статьи 6 Киотского протокола, Руководящими Принципами механизма Совместного Осуществления и законодательством Российской Федерации.

Оператором объекта, на котором осуществляется проект, является Нефтегазодобывающее управление «РИТЭКНадымнефть», входящее в структуру ОАО «РИТЭК».

Цель проекта Совместного Осуществления определена как утилизация нефтяного попутного газа (НПГ) на электростанции с газо-поршневыми генераторными установками Cummins QSV91G суммарной мощностью 15 МВт, установленной на Средне-Хулымском нефтяном месторождении с целью обеспечения электрической энергией собственных нужд. В отсутствие проекта весь объем утилизируемого НПГ сжигался бы в факеле, а покрытие энергетических нужд месторождения обеспечивалось бы производством электроэнергии путем сжигания сырой нефти на электростанциях типа энерговагон ПЭ-6М. Прекращение сжигания нефти и полезная утилизация НПГ по проекту приведет к сокращению выбросов парниковых газов.

Бюро Веритас Сертификейшн подтверждает, что все мероприятия по проекту выполнены в основном в соответствии с проектной документацией, изменения проектного плана мониторинга обоснованы, введенное оборудование работает штатно, система мониторинга внедрена и функционирует, реализованный проект непрерывно производит сокращения выбросов парниковых газов.

Как результат начальной и первой периодической верификации, Бюро Веритас Сертификейшн подтверждает, что сокращение выбросов парниковых газов рассчитано с удовлетворительной точностью и не содержит существенных ошибок, упущений или неверных сведений. Наше



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

экспертное заключение касается выбросов парниковых газов в проекте и рассчитанных результирующих сокращений выбросов, относящихся к детерминированной базовой линии и плану мониторинга. На основании информации, которую мы получили и оценили, мы подтверждаем, с удовлетворительной степенью заверения, следующее заключение:

Отчетный период: с 01 января 2008 г. по 31 декабря 2008 г.

Базовые выбросы	:	132697	тонн CO2 эквивалента
Проектные выбросы	:	41198	тонн CO2 эквивалента
Сокращение выбросов	:	83499	тонн CO2 эквивалента

Отчетный период: с 01 января 2009 г. по 31 декабря 2009 г.

Базовые выбросы	:	128071	тонн CO2 эквивалента
Проектные выбросы	:	51965	тонн CO2 эквивалента
Сокращение выбросов	:	76106	тонн CO2 эквивалента

Полный отчетный период: с 01 января 2008 г. по 31 декабря 2009 г.

Базовые выбросы	:	260768	тонн CO2 эквивалента
Проектные выбросы	:	101163	тонн CO2 эквивалента
Сокращение выбросов	:	159605	тонн CO2 эквивалента

Бюро Веритас Сертификейшн  
16 сентября 2011 г.



Леонид Яшкин - операционный менеджер, ведущий верификатор



**3.2. Экспертное заключение за 2010г.:**



**BUREAU  
VERITAS**

**ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ  
НА ОТЧЕТ О ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА  
ОАО «РОССИЙСКАЯ ИННОВАЦИОННАЯ  
ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ  
КОМПАНИЯ» (РИТЭК)**

**«УТИЛИЗАЦИЯ НЕФТЯНОГО ПОПУТНОГО  
ГАЗА НА СРЕДНЕ-ХУЛЫМСКОМ  
НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ,  
ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ, РОССИЯ»  
(ПЕРИОД 01.01.2010 – 31.12.2010)**

**REPORT No. RUSSIA-VER/0129/2011**

REVISION No. 01

**BUREAU VERITAS CERTIFICATION**



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

Бюро Веритас Сертификейшн выполнило по заказу ОАО «Российская Инновационная Топливо-Энергетическая Компания» (РИТЕК) независимую экспертизу (верификацию) отчета о ходе реализации проекта «Утилизация нефтяного попутного газа на Средне-Хулымском нефтяном месторождении, Западная Сибирь, Россия», осуществляемого в соответствии со статьей 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата (UNFCCC) за период с 1 января 2010 г. по 31 декабря 2010 г.

Представленный отчет был разработан и представлен на экспертизу Бюро Веритас Сертификейшн компанией ОАО «РИТЭК», которая несет ответственность за правильность выполнения мониторинга выбросов парниковых газов в границах проекта, корректность описания планируемых и выполненных мероприятий по проекту и за оценку величины сокращения выбросов парниковых газов из источника в результате реализации проекта в указанный период.

Верификация выполнялась по Треку I, предусмотренному механизмом Совместного Осуществления, в соответствии с требованиями Положения о реализации статьи 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата, утвержденного Постановлением Правительства РФ от 28 октября 2009 г. № 843 «О мерах по реализации статьи 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата».

Бюро Веритас Сертификейшн несет ответственность перед ООО «РИТЭК» за верификацию фактического сокращения выбросов, достигнутого в результате реализации проекта за отчетный период, в соответствии с требованиями Статьи 6 Киотского протокола, Руководящими Принципами механизма Совместного Осуществления и законодательством Российской Федерации.

Оператором объекта, на котором осуществляется проект, является Нефтегазодобывающее управление «РИТЭКНадымнефть», входящее в структуру ОАО «РИТЭК».

Цель проекта Совместного Осуществления определена как утилизация нефтяного попутного газа (НПГ) на электростанции с газо-поршневыми генераторными установками Cummins QSV91G суммарной мощностью 15 МВт, установленной на Средне-Хулымском нефтяном месторождении с целью обеспечения электрической энергией собственных нужд. В отсутствие проекта весь объем утилизируемого НПГ сжигался бы в факеле, а покрытие энергетических нужд месторождения обеспечивалось бы производством электроэнергии путем сжигания сырой нефти на электростанциях типа энерговагон ПЭ-6М. Прекращение сжигания нефти и полезная утилизация НПГ по проекту приведет к сокращению выбросов парниковых газов.

Бюро Веритас Сертификейшн подтверждает, что все мероприятия по проекту выполнены в основном в соответствии с проектной документацией, изменения проектного плана мониторинга обоснованы, введенное оборудование работает штатно, система мониторинга внедрена и функционирует, реализованный проект непрерывно производит сокращения выбросов парниковых газов.

Как результат второй периодической верификации, Бюро Веритас Сертификейшн подтверждает, что сокращение выбросов парниковых газов рассчитано с удовлетворительной точностью и не содержит существенных ошибок, упущений или неверных сведений. Наше



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

экспертное заключение касается выбросов парниковых газов в проекте и рассчитанных результирующих сокращений выбросов, относящихся к детерминированной базовой линии и плану мониторинга. На основании информации, которую мы получили и оценили, мы подтверждаем, с удовлетворительной степенью заверения, следующее заключение:

Отчетный период: с 1 января 2010 г. по 31 декабря 2010 г.

Базовые выбросы : 111884 тонн CO2 эквивалента

Проектные выбросы : 40971 тонн CO2 эквивалента

Сокращение выбросов : 70913 тонн CO2 эквивалента

Бюро Веритас Сертификейшн

16 сентября 2011 г.



Леонид Яскин - операционный менеджер, ведущий верификатор

**4. Сведения об осуществлении деятельности в соответствии с инвестиционной декларацией**

Реализация проекта «Утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ) на «Средне-Хулымском м/р, Западная Сибирь, Россия», в соответствии с требованиями Положения о реализации статьи 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата, позволило добиться сокращения выбросов, за период с 1 января 2008 г. по 31 декабря 2010 г., 230518 тонн CO<sub>2</sub> эквивалента.

Реинвестирование средств, полученных от реализации единиц сокращений выбросов по совместно осуществленному проекту «Утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ) на «Средне-Хулымском м/р, Западная Сибирь, Россия», позволит обеспечить часть затрат на реализацию мероприятий по утилизации попутного нефтяного газа в рамках инвестиционного проекта «Восточно-Перевальное м/р (Закачка ПНГ в ПХГ (КО))», обеспечивающего выполнение Постановления Правительства РФ №7 от 08.01.2009 г. «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках».

Для проекта «Восточно-Перевальное м/р (Закачка ПНГ в ПХГ (КО))» планируется израсходовать 361,8 млн рублей. Значительные затраты на реализацию проекта обусловлены труднодоступностью месторождений ОАО «РИТЭК» и небольшими объёмами добываемого попутного нефтяного газа.

**Инвестиционная декларация по проекту  
«Восточно-Перевальное м/р (Закачка ПНГ в ПХГ (КО))»**

№	Наименование инвестиционного проекта	2009-2012	2007	2008	2009	2010	2011	2012
1	Восточно-Перевальное м/р (Закачка ПНГ в ПХГ (КО)), млн.руб.	361,82	0,00	0,00	65,62	70,81	204,68	20,72

Средства за период 2009-2010 гг. фактически израсходованы в объеме 136,4 млн.руб.