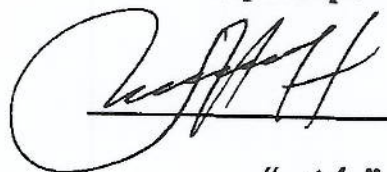


УТВЕРЖДАЮ:

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
Восточно-Перевальном 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
1. Описание применяемых методов для мониторинга единиц сокращения выбросов		3
1.1.	Описание выбранного плана мониторинга	3
1.2.	Мониторинг воздействия на окружающую среду	3
1.3.	Отличие от плана мониторинга	4
1.4.	Сбор данных	6
1.4.1.	Фиксированные значения	6
1.4.2.	Данные для расчёта	6
1.4.3.	Использования 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		17
3.1. Экспертное заключение за период 2008-2009гг.		18
3.2. Экспертное заключение за период 2010г.		21
4. Сведения об осуществлении деятельности в соответствии с инвестиционной декларацией		24

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 01.01.2008г. 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

ПСО «Утилизация попутного нефтяного газа на Восточно-Перевальном м/р ОАО «РИТЭК»
I промежуточный Отчёт по мониторингу
специалистов Рабочей группы распределены в «Плане действий Рабочей группы ОАО «РИТЭК»
по реализации ст. 6 Киотского протокола».

1. Описание применяемых методов для мониторинга единиц сокращения выбросов

1.1. Описание выбранного плана мониторинга.

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

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

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

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

1.2. Мониторинг воздействия на окружающую среду

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

- общая часть;
- физико-географические данные по месту осуществления Проекта;
- характеристики Проекта ГПЭС как загрязняющего источника;
- водопользование и наличие водных ресурсов;
- управление отходами;
- выбросы в атмосферу;
- шумовое воздействие ГПЭС;
- обзор мероприятий направленных на предотвращение вредного воздействия;

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

Четырехуровневая система мониторинга воздействия Проекта на окружающую среду была установлена на ГПЭС. Данные по ТКУ также отражаются на мониторах ГПЭС. Эта система позволяет контролировать и информировать о предельно допустимых концентрациях вредных веществ, таких как CH_4 , NO_x , и CO :

1. Первая, сенсоры показывающие превышение концентрации CH_4 сверх предельно допустимых концентраций (ПДК) установлены на установке подготовки топливного газа и танках-сборниках конденсата.
2. Вторая, генерирующие установки в машинном зале (ГТЭС) оборудованы *LENOX* контрольной системой, которые автоматически показывают уровень концентраций метана в двигателях.
3. Третья, мобильная механизированная установка, *TESTO*, показывает концентрацию ПДВ в выхлопных газах на всех возможных к учету узлах (двигатель, машинный зал, выхлопные трубы ГТЭС). Данные о выбросах могут быть взяты на любой точке технологической схемы. При необходимости оператор может поместить необходимые к инспектированию параметры в свой журнал.
4. Четвертая, оператор смены периодически изучает ситуацию с выбросами ПДК в отходящих газах. В случае превышения ПДК, сигнал сенсора направляется на автоматическую систему управления, которая в автоматическом режиме осуществляет перенастройку работающего оборудования на безопасный режим. Оператор смены делает отметки о факте превышения в журнал (в случае превышения ПДК, ПДВ). Журналы операторов пронумерованы, хранятся вместе и подлежат архивированию на 5 лет.

1.3. Отклонение от плана мониторинга

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

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

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 2,23%.

Таким образом, для поставки определённого количества электроэнергии потребителям на Восточно-Перевальном м/р, необходимо выработать на 2,23% энергии больше. Это значение будет использоваться в расчётах выбросов от энергопоездов в таблице 8.

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

В 2008 году ОАО «РИТЭК» планировало покупку собственного хроматограда для проведения компонентного анализа состава ПНГ в лаборатории Восточно-Перевального м/р. Во второй половине 2008 года в связи с мировым экономическим кризисом ОАО «РИТЭК» приняло решение отложить покупку. Анализ состава ПНГ выполнялся ГУП «ИПТЭР» в рамках действующего договора по определению рабочего газового фактора 2 раза в год (летний и зимний замеры). Для доказательства стабильности состава ПНГ в отчёте будут использованы составы газа за 2007, 2008, 2009 и 2010 гг. Расчёт сокращения выбросов выполнен с 8 составами ПНГ. Итоговым результатом принято наименьшее значение из 8 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 BE3. Этот параметр рассчитывался исходя из состава попутного нефтяного газа с учётом всех углеводородов (от метана до октана+). Использование суммарного значения состава газа является некорректным, так как только метан относится к парниковым газам. Уравнение BE3 было исправлено, в формуле используется только объёмная доля метана. Конечные расчёты ЕСВ базируются на скорректированном уравнении.

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

1.4. Сбор данных

1.4.1. Фиксированные значения

Таблица 1.

Параметр	Значение	Описание
EF _{см}	596,4 т.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 НГДУ «РИТЭКефть», эксплуатирующего энергопоезд, ввиду нецелесообразности его включения в общую сеть нефтепромысла. Среднее потребление топлива составило тогда 0,596 кг.у.т./кВт*ч.

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

1.4.2. Данные для расчёта

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

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

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

1.4.3. Использование ИТ-технологий при сборе данных

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

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

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

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

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

Таблица 1. Данные по количеству электроэнергии, поставленной потребителям Восточно-Перевального м/р в 2008-2010 гг.:

Месяц	Электричество, поставленная потребителям Восточно-Перевального м/р		
	2008	2009	2010
Январь	0,000	1 862,940	2 411,150
Февраль	0,000	1 667,730	2 301,180
Март	0,000	1 761,800	2 391,619
Апрель	0,000	1 742, 790	2 278,122
Май	0,000	1 855,150	2 268,546
Июнь	0,000	1 827,560	2 060,134
Июль	0,000	1 911,176	2 166,630
Август	0,000	2 062,320	2 405,450
Сентябрь	1 638.490	1 996,560	2 296,280
Октябрь	1 707.574	2 173,470	2 452,104
Ноябрь	1 844.400	2 123,874	2 460,772
Декабрь	1 822.020	2 080,180	2 728,946

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

Итого	7 012,484	23 065,176	28 220,933
--------------	------------------	-------------------	-------------------

Таблица 2. Компонентный состав ПНГ:

<i>Компонент</i>	<i>№ 12 от 10.04.07</i>	<i>№ 13 от 17.07.07</i>	<i>№ 15 от 04.04.08</i>	<i>№ 53 от 17.06.08</i>	<i>№ 11-3 от 19.03.09</i>	<i>№ 2-3 от 21.05.09</i>	<i>№12-3 от 19.03.10</i>	<i>№ 12-7 от 17.06.10</i>
N ₂	1,25	1,33	1,63	1,30	1,24	2,43	2,62	2,40
CO ₂	1,10	3,26	1,23	1,13	0,83	0,66	1,25	1,48
CH ₄	76,72	73,75	70,63	76,16	77,90	77,16	78,37	78,19
C ₂ H ₆	5,27	5,32	6,01	5,04	5,07	4,84	4,93	5,18
C ₃ H ₈	7,91	8,17	10,85	7,31	7,29	6,71	6,96	7,10
nC ₄ H ₁₀	3,03	3,16	3,92	2,67	2,73	2,89	2,23	2,34
iC ₄ H ₁₀	1,23	1,30	1,68	1,09	1,11	1,22	0,96	0,96
nC ₅ H ₁₂	0,95	0,93	1,35	0,91	0,95	1,00	0,57	0,61
iC ₅ H ₁₂	0,79	0,80	1,09	0,71	0,74	0,84	0,49	0,52
C ₆ H ₁₄	1,03	1,09	1,27	1,63	1,35	1,32	0,82	0,69
C ₇ H ₁₆	0,56	0,64	0,29	1,46	0,63	0,73	0,59	0,37
C ₈ H ₁₈	0,16	0,25	0,05	0,59	0,16	0,20	0,21	0,16

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» РБ.

Таблица 3. Объём ПНГ для нужд ГПЭС за период мониторинга

Месяц	Объём ПНГ, млн.м3		
	2008	2009	2010
Январь	0,000	0,547	0,667
Февраль	0,000	0,485	0,636
Март	0,000	0,502	0,681
Апрель	0,000	0,493	0,649
Май	0,000	0,522	0,655
Июнь	0,000	0,525	0,604
Июль	0,000	0,507	0,625
Август	0,000	0,602	0,681

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

Сентябрь	0,456	0,585	0,653
Октябрь	0,495	0,636	0,697
Ноябрь	0,530	0,642	0,687
Декабрь	0,532	0,641	0,761
Итого	2,012	6,687	7,997

Таблица 4. Объём ПНГ для нужд КС за период мониторинга

Месяц	Объём ПНГ, млн.м		
	2008	2009	2010
Январь	0,035	0,068	0,063
Февраль	0,035	0,153	0,059
Март	0,034	0,062	0,061
Апрель	0,0312	0,065	0,059
Май	0,024	0,061	0,061
Июнь	0,015	0,055	0,031
Июль	0,000	0,000	0,000
Август	0,000	0,000	0,000
Сентябрь	0,012	0,041	0,016
Октябрь	0,034	0,048	0,028
Ноябрь	0,037	0,044	0,038
Декабрь	0,047	0,051	0,041
Итого	0,305	0,648	0,457

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: 1,410 млн.м³;
- компонентный состав ПНГ;
- потребление ПНГ на выработку 1 Гкал тепловой энергии (при нагреве от 70 до 90С) – 129,5 м³/Гкал природного газа (0,155 т.у.т./Гкал, КПД – 92%). Данные взяты из технического паспорта котельной.

1. Уравнение для расчёта низшей теплотворной способности ПНГ:

$$H = \sum (H_1 * V_1 + H_2 * V_2 + \dots + H_i * V_i) = 10\,128,96 \text{ Ккал/кг}$$

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

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

2. Плотность ПНГ:

$$\rho = \sum(\rho_1 * V_1 + \rho_2 * V_2 + \dots + \rho_i * V_i) = 1,0026 \text{ кг/м}^3,$$

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

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

$$M = \rho * V = 1413,50 \text{ тонн.}$$

4. Тепловая энергия, выработанная ТКУ-1890:

$$\text{Heat_gen2} = M * H * \text{eff} = 13172,0 \text{ Гкал (или 15 310,0 МВт*ч)}$$

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.

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

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

V_u - объём 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 8.1.

Таблица 7:

1. Масса сожженного ПНГ, тонн:

PE1	1	2 from 2, BE1	3=1*2	4
	Annual volumetric flow of APG to be flared	Density of APG	Mass amount of APG flared	Period
	V_{APG}	ρ_{APG}	M_{APG}	
units	ncm (1000)	kg/nCM	t	year
GPP	2 012,20	1,00	2 018,85	2008
HS	304,80	1,00	305,81	
GPP	6 687,00	1,00	6 709,09	2009
HS	648,00	1,00	650,14	
GPP	7 997,00	1,00	8 023,41	2010
HS	457,00	1,00	458,51	
Σ	18 106,00		18 165,81	

2. Уравнение для расчёта проектных эмиссий

PE2	1	2 from 9, BE1	3	4	5	6=1*2*3*4/5	7	8
	Mass amount of APG flared	Carbon mass fraction in APG		Molecular mass of CO ₂	Molecular mass of C	CO ₂ emissions project	Total CO ₂ emission project	Period
	M_{APG}	$\sigma_{C,APG}$	scalar	μ_{CO_2}	μ_C	$ECO_2_{combustion project}$		
unit	t	% mass		kgCO ₂ /mole	kg C/kg mole	tCO ₂ e	tCO ₂ e	
GPP	2 018,85	74,004	0,01	44,011	12,011	5 474	6 304	2008
HS	305,81					829		

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

GPP	6 709,09	74,004	0,01	44,011	12,011	18 193	19 956	2009
HS	650,14					1 763		
GPP	8 023,41	74,004	0,01	44,011	12,011	21 757	23 000	2010
HS	458,51	74,004	0,01	44,011	12,011	1 243		
	18 165,81						49 259	2008-2010

Таким образом, суммарные проектные эмиссии составляют 49 259 tCO₂e/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.

1.4.6. 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»
I 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
		V_i	p_i	m_i	μ_i	k_i	$oc-i$	σ_i	k_{APG}	σ_{c_APG}	σ_{CH4}	σ_{H-i}	σ_{H_APG}
		Volume fraction, weighted average of monitored	Density of hydrocarbons and elements	Molecular mass of components	Molecular mass of component in APG	Adiabatic index of component of APG	Mass content of carbon of component in APG	Molar ratio	Adiabatic index of APG	Mass fraction of Carbon in APG	Hydrocarbons in CH4 equivalent	Mass content of Hydrogen of component in APG	Mass fraction of Hydrogen in APG
		%	p_i	M_i	kg/mole	μ_i	% масс	%				% масс	
	CH ₄	78,190	0,716	16,043	12,544	1,31	74,87	0,5580	1,0243	41,7773	0,557998	25,13	14,0225
	C ₂ H ₆	5,180	1,342	30,07	1,558	1,21	79,98	0,0693	0,0627	5,5416	0,129867	20,02	1,3871
	C ₃ H ₈	7,100	1,969	44,097	3,131	1,13	81,71	0,1393	0,0802	11,3854	0,382997	18,29	2,5485
	nC ₄ H ₁₀	2,340	2,595	58,124	1,360	1,1	82,66	0,0605	0,0257	5,0028	0,219276	17,34	1,0495
	iC ₄ H ₁₀	0,960	2,595	58,124	0,558	1,1	82,66	0,0248	0,0106	2,0524	0,089959	17,34	0,4306
unit	nC ₅ H ₁₂	0,610	3,221	72,151	0,440	1,08	83,24	0,0196	0,0066	1,6301	0,088074	16,76	0,3282
	iC ₅ H ₁₂	0,520	3,221	72,151	0,375	1,08	83,24	0,0167	0,0056	1,3896	0,075079	16,76	0,2798
	C ₆ H ₁₄	0,690	3,842	86,066	0,594	1,07	83,73	0,0264	0,0074	2,2124	0,141749	16,27	0,4299
	C ₇ H ₁₆	0,370	4,468	100,08	0,370	1,06	84,01	0,0165	0,0039	1,3842	0,102789	15,99	0,2635
	C ₈ H ₁₈	0,160	6,230	114,23	0,183	1,05	84,21	0,0099	0,0017	0,8366	0,070741	15,79	0,1569
	CO ₂	1,480	1,965	44,011	0,651	1,3	27,29	0,0290	0,0192	0,7910	1,858528	0	0,0000
	N ₂	2,400	1,251	28,016	0,672	1,4			0,0336			0	0,0000
	Total	100,000			22,437			0,9701	1,2815	74,0035			20,8964
			1,003										

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	Quan. of carbon atoms in molecular APG	Molecular mass of carbon	Quan. of carbon atoms in molecular APG
units	σ_{C_APG}	μ_{APG}	μ_{C}	K_C	K_C
	% mass	kg/mole	kg/mole	kg/mole	carbon atoms
	74,0035	22,437	0,01	12,0110	1,382

3. CH4 эмиссионный фактор при сжигании ПНГ на факеле:

BE3	1	2 from 10, BE1	3=1*2
	$Ku/f (bf)$	σ_{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	0,558	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
Units	μ_{CO_2}	K_C	μ_{APG}	$e_{CH_4_baseline}$	μ_{CH_4}	$e_{CO_baseline}$	μ_{CO}	$e_{C_baseline}$	kg CH4/mole APG	kg CH4/mole APG	e_{CO_2}
	kgCO2/mole	Carbon atoms	kg APG/mole	kg CH4/kg APG	kg CH4/kg mole	kg CO/kg APG	kgCO2/mole	kg CO2/mole	kg CH4/mole APG	kg CO2/kg APG	kg CO2/kg APG
	44,011	1,382	22,437	0,0195	16,043	0	28	0,0616	0,0012	0,0000	2,6581

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 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}	$e_{CO_2_baseline}$	$e_{CH_4_baseline}$	GWP CH4	$E_{CO_2_complete_baseline}$	$E_{CH_4_baseline}$	$E_{CO_2_flaring_baseline}$

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

Units	t	Kg CO2/kg APG	Kg CH4/kg APG	scalar	tCO2e	tCO2	tCO2
2008	2 324,65				6 179	953	7 133
2009	7 359,23	2,6581	0,0195	21	19 561	3 018	22 580
2010	8 481,92	2,5332	0,0195	21	21 487	3 479	24 965
2008-2010	18 165,80				47 227	7 451	54 677

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

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

Рост нагрузок (потребления) → Падение напряжения → Увеличение загрузки ГПУ (включение дополнительных) → возрастание 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 $\frac{1}{3}$ 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 Восточно-Перевального м/р ТПП «РИТЭККогальмнефть», 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 9 объединяет выбросы, связанные с замещением электроэнергии и тепла ранее производившимися энергопоездами.

Таблица 8: Уравнение для расчёта эмиссий базовой линии

1. Выработка электрической и тепловой энергии:

PE3	1		2		3		5 = 2 / (3*4)		6 = 1 + 5	
	Electricity supplied by GPP to the consumers of oilfield	Heat energy supplied by HS to the consumers of oilfield	Heat energy supplied by HS to the consumers of oilfield	Electricity network losses	Heat energy consumption from PE-6M in baseline	Electricity network losses	Heat energy consumption from PE-6M in baseline	Electric and Heat energy supplied by GPP and HS	Electric and Heat energy supplied by GPP and HS	Electric and Heat energy supplied by GPP and HS
Units	<i>Elec_gen1</i> MWh	<i>Heat_gen2</i> MWh	<i>Heat_gen2</i> MWh	<i>Net_losses</i>	<i>Heat_gen3</i> MWh	<i>Net_losses</i>	<i>Heat_gen3</i> MWh	<i>Total_gen</i> MWh	<i>Total_gen</i> MWh	<i>Total_gen</i> MWh
2008	10 904,3	3 312,0	3 312,0	0,91	3639,6	0,91	3639,6	14 543,9	14 543,9	14 543,9
2009	23 065,2	7 041,2	7 041,2	0,91	7737,6	0,91	7737,6	30 802,8	30 802,8	30 802,8
2010	28 220,9	4 965,8	4 965,8	0,91	5456,9	0,91	5456,9	33 677,8	33 677,8	33 677,8
Σ										79 024,5

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	Coefficient of own needs of PE-6M	Electricity supplied on PE-6M with own needs	Consumption tons equivalent fuel per MWh	Electricity supplied on PE-6M with own needs	Consumption tons equivalent fuel per MWh	Total fuel consumption	Total fuel consumption	Total fuel consumption
Units	<i>Total_gen</i> MWh	<i>Own_needs_coef</i>	<i>Own_needs_coef</i>	<i>Elec_gen2</i> MWh	<i>EF_CM</i> tuf/MWh	<i>Elec_gen2</i> MWh	<i>EF_CM</i> tuf/MWh	<i>t_ufuel</i> t	<i>t_ufuel</i> t	<i>t_ufuel</i> t
2008	14 544	0,0223	0,0223	14 868	0,5964	14 868	0,5964	8 867	8 867	8 867
2009	30 803	0,1122	0,1122	31 490	0,5964	31 490	0,5964	18 780	18 780	18 780
2010	33 678	0,1122	0,1122	37 457	0,5964	37 457	0,5964	22 339	22 339	22 339
Σ	79 025			83 815		83 815		49 987	49 987	49 987

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	Energy per ton of unified fuel	Total energy consumption	Default carbon content	Total energy consumption	Default carbon content	Total carbon content	Total carbon content	Trains CO2 emission	Trains CO2 emission	Trains CO2 emission
Units	<i>t_ufuel</i> t	<i>Energy_coef</i> MJ/tuf	<i>Energy_coef</i> MJ/tuf	<i>total_energy</i> MJ	<i>carbon_factor</i> kg/GJ	<i>total_energy</i> MJ	<i>carbon_factor</i> kg/GJ	<i>total_carbon</i> kg	<i>total_carbon</i> kg	<i>trains_CO2</i> tCO2	<i>trains_CO2</i> tCO2	<i>trains_CO2</i> tCO2
2008	8 867	29 300	29 300	259 814 844	20	259 814 844	20	5 196 297	5 196 297	19 053	19 053	19 053
2009	18 780	29 300	29 300	550 266 874	20	550 266 874	20	11 005 337	11 005 337	40 353	40 353	40 353
2010	22 339	29 300	29 300	654 534 370	20	654 534 370	20	13 090 687	13 090 687	47 999	47 999	47 999
Σ	49 987	29 300	29 300	1 464 616 088	20	1 464 616 088	20	29 292 321	29 292 321	107 405	107 405	107 405

5. Итого эмиссии по базовой линии

PE6	1	2	3=1+2
	Total CO2 emissions from APG flaring <i>E CO2e flaring baseline</i>	Trains CO2 emissions <i>trains_CO2</i>	Total baseline emissions <i>ECO2e_total_baseline</i>
Units	tCO2	t	t
2008	7 133	19 053	26 186
2009	22 580	40 353	62 933
2010	24 965	47 999	72 964
Σ	54 678	107 405	162 083

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

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

Таблица 9: Общей уровень сокращения эмиссий:

PE7	1 from 3, PE6	2 from 6, PE1	3=1-2
	Total baseline emissions <i>ECO2e_total_baseline</i>	CO2 emissons project <i>ECO2_combustion project</i>	Total emissions reduction <i>ER CO2e_total</i>
Units	t	tCO2e	tCO2e
2008	26 186	6 304	19 882
2009	62 933	19 956	42 977
2010	72 964	23 000	49 964
Σ	162 083	49 269	112 823

Таким образом, отказ от сжигания нефти на энергопоездах типа ПЭ-6М для выработки электроэнергии, и строительство ГПЭС, позволяет получить сокращение эмиссий в количестве 112 823 тонн CO2-экв. за период 2008-2010гг.

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 ₂ -экв.)	Утечки (т CO ₂ -экв.)	Фактическая величина выбросов (т CO ₂ -экв.)	Разница	Примечание
1	01.01.2008-31.12.2008	29 388	-	19 882	9 506	Пояснение приведено в тексте ниже
2.	01.01.2009-31.12.2009	70 556	-	42 977	27 579	
3.	01.01.2010-31.12.2010	70 556	-	49 964	20 592	
	Всего (01.01.2008-31.12.2010)	170 500	-	112 823	57 677	

В PDD раздел Е.6 таблица 19 «Оценка сокращения выбросов» ожидаемая величина сокращения выбросов составила 170 520 тонн CO₂-экв. Фактические сокращения выбросов в соответствии с настоящим промежуточным отчётом составили 112 823 тонн CO₂-экв.

Причина различия между заявленным и фактическим объёмом – переоценка ежегодного количества вырабатываемой тепловой энергии на КС в проектной документации. Фактическая выработка тепловой энергии за период мониторинга составила 15 310,0 МВт*ч, в PDD – 31 185 МВт*ч. Разница между заявленной и фактической величиной составляет 201%. Ошибка вызвана применением предварительной грубой оценки выработки тепловой энергии на КС.

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 ВОСТОЧНО-ПЕРЕВАЛЬНОМ
НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ,
ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ, РОССИЯ»
(ПЕРИОД 01.01.2008 – 31.12.2009)**

REPORT No. RUSSIA-VER/0092/2011
REVISION No. 01

BUREAU VERITAS CERTIFICATION

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

Бюро Веритас Сертификейшн выполнило по заказу ОАО «Российская Инновационная Топливно-Энергетическая Компания» (РИТЕК) независимую экспертизу (верификацию) отчета о ходе реализации проекта «Утилизация нефтяного попутного газа на Восточно-Перевальном 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 «Марракешских Соглашений» и законодательством Российской Федерации.

Оператором объекта, на котором осуществляется проект, является Нефтегазодобывающее управление «РИТЭКнефть», 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 7,5 МВт и на отопительной установке мощностью 1,89 МВт, установленных на Восточно-Перевальном нефтяном месторождении с целью обеспечения электрической и тепловой 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, отклонения от 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

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

точностью и не содержит существенных ошибок, упущений или неверных сведений. Наше экспертное заключение касается выбросов парниковых газов в проекте и рассчитанных результирующих сокращений выбросов, относящихся к детерминированным 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	: 26186	тонн CO2 эквивалента
Проектные выбросы	: 6304	тонн CO2 эквивалента
Сокращение выбросов	: 19882	тонн CO2 эквивалента

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

Базовые выбросы	: 62933	тонн CO2 эквивалента
Проектные выбросы	: 19956	тонн CO2 эквивалента
Сокращение выбросов	: 42977	тонн CO2 эквивалента

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

Базовые выбросы	: 89118	тонн CO2 эквивалента
Проектные выбросы	: 26259	тонн CO2 эквивалента
Сокращение выбросов	: 62859	тонн CO2 эквивалента

Бюро Веритас Сертификейшн
16 сентября 2011 г.



Леонид Яшкин - операционный менеджер, ведущий верификатор

3.2. Экспертное заключение за 2010г.:



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

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

REPORT No. RUSSIA-VER/0128/2011
REVISION No. 01

BUREAU VERITAS CERTIFICATION

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 Восточно-Перевальном 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 2009 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 «Марракешских Соглашений» и законодательством Российской Федерации.

Оператором объекта, на котором осуществляется проект, является Нефтегазодобывающее управление «РИТЭКнефть», 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 7,5 МВт и на отопительной установке мощностью 1,89 МВт, установленных на Восточно-Перевальном нефтяном месторождении с целью обеспечения электрической и тепловой 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, отклонения от проектного плана мониторинга обоснованны, 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

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

точностью и не содержит существенных ошибок, упущений или неверных сведений. Наше 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 : 72964 тонн CO2 эквивалента
Проектные выбросы : 23000 тонн CO2 эквивалента
Сокращение выбросов : 49964 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 Восточно-Перевальном 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., 112823 тонн CO₂ эквивалента.

Реинвестирование средств, полученных от реализации единиц сокращений выбросов по совместно осуществленному проекту «Утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ) на Восточно-Перевальном м/р, Западная Сибирь, Россия», позволит обеспечить часть затрат на реализацию мероприятий по утилизации попутного нефтяного газа в рамках инвестиционного проекта «Средне-Хулымское - мероприятия по утилизации ПНГ», 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 «Средне-Хулымское - мероприятия по утилизации ПНГ» планируется израсходовать 197,16 млн рублей. Значительные затраты на реализацию проекта обусловлены труднодоступностью месторождений ОАО «РИТЭК» и небольшими объёмами добываемого попутного нефтяного газа

**Инвестиционная декларация по проекту
«Средне-Хулымское - мероприятия по утилизации ПНГ»**

№	Наименование инвестиционного проекта	2009-2012	2007	2008	2009	2010	2011	2012
1	Средне-Хулымское - мероприятия по утилизации ПНГ, млн.руб.	197,16	0,00	0,00	16,06	22,90	158,20	0,00
	В том числе:							
1.1	Средне-Хулымское м/р (Закачка ПНГ в ПХГ (КО))	160,60	0,00	0,00	0,00	2,40	158,20	0,00
1.2	Средне-Хулымское м/р (Водогазовое воздействие на пласт)	36,56	0,00	0,00	16,06	20,50	0,00	0,00

Средства за период 2009-2010 гг. фактически израсходованы в объеме 39,0 млн.руб.