


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
Сергинском м/р, Западная Сибирь, Россия»**

**Утверждённого приказом Минэкономразвития России
№ 709 от 30.12.2010г.**

За период: с 06 Апреля 2009 по 31 Декабря 2010

30 Сентября, 2011

Москва, 2011

ОГЛАВЛЕНИЕ:

Вступление		2
1. Описание применяемых методов для мониторинга единиц сокращения выбросов		2
1.1.	Описание выбранного плана мониторинга	2
1.2.	Мониторинг воздействия на окружающую среду	3
1.3.	Отклонение от плана мониторинга	4
1.4.	Сбор данных	4
1.4.1.	Фиксированные значения	4
1.4.2.	Данные для расчёта	5
1.4.3.	Использования IT-технологий для сбора и расчёта ЕСВ	5
1.4.4.	Описание формул для расчёта проектных эмиссий	7
1.4.5.	Описание формул для расчёта эмиссий по базовой линии	8
1.4.6.	Описание формул для расчёта сокращения эмиссий	13
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		14
3. Экспертное заключение		15
4. Сведения об осуществлении деятельности в соответствии с инвестиционной декларацией		18

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 Сергинском нефтяном месторождении», расположенным в Западной Сибири (Россия) в течение периода с 06.04.2009г. 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 Сергинском 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_4 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_4 , 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;

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

- управление отходами;
- выбросы в атмосферу;
- шумовое воздействие ГПЭС;
- обзор мероприятий направленных на предотвращение вредного воздействия;

1.3. Отклонение от плана мониторинга

1.3.1. План мониторинга, приведённый в части D PDD «Утилизация ПНГ на Сергинском 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 Сергинского 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 дополнительно состав газа за 2008 и 2010гг. Расчёт сокращения выбросов выполнен с 5 составами ПНГ. Итоговым результатом принято наименьшее значение из 5 полученных результатов.

1.3.2. Параметр σ_{CH_4} (суммарное содержание углеводорода в CH_4 эквиваленте) использовался для расчёта ЕСВ в PDD таблица 11, формула BE3. Этот параметр рассчитывался исходя из состава попутного нефтяного газа с учётом всех углеводородов (от метана до октана+). Использование суммарного значения состава газа является некорректным, так как только метан относится к парниковым газам. Уравнение BE3 было исправлено, в формуле используется только объёмная доля метана. Конечные расчёты ЕСВ базируются на скорректированном уравнении.

1.3.3. В период с 06 апреля 2009 года по 20 июня 2009 года замер объёма потребляемого ПНГ производился не в соответствии с Планом мониторинга. Расход газа определялся с использованием диаграммы: «Зависимость расхода ПНГ от нагрузки на станцию (кВт)». Диаграмма выполнена с использованием фактического состава ПНГ (время отбора проб 29-30.04.2009г.). Точность использования диаграммы составляет +2%.

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

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

Таблица 1.

Параметр	Значение	Описание
EF	0,522 tCO ₂ /MWh	Эмиссионный фактор региональных генерирующих предприятий

Эмиссионный фактор базовой линии (EF_у) для сетевых электростанций оценивается в соответствии с элементами АСМ0002 для расчета комбинированных границ (СМ), представляющих производную факторов - операционных границ (ОМ) и расчетному запасу (ВМ). Расчет комбинированных грани базируется на исследование и данных по сетям «Тюменьэнерго» разработанном ОАО «ЭНИН» (Энергетического научно-исследовательского института им Г.М.Кржижановского) в 2004 году. Согласно заключению «ЭНИН» Тюменьэнерго является предприятием, охватывающим своей операционной деятельностью значительную территорию.

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 Сергинском м/р».

Сбор и архивирование замеров выполнено квалифицированным ТПП «РИТЭКБелоярскнефть» 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 «РИТЭКБелоярскнефть» в г. Белоярский.

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 «РИТЭКБелоярскнефть».

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

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

- Хранятся на компьютере в ОГЭ ТПП «РИТЭКБелоярскнефть»;
- Распечатываются и подшиваются в бумажном виде в ОГЭ ТПП «РБН», а также на ГПЭС Сергинского м/р.
- Отправляются при помощи электронной почты по защищённому каналу в Аппарат управления ОАО «РИТЭК» в ОГЭ.

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

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 2. Данные по количеству электроэнергии, поставленной потребителям Сергинского м/р в период 2009-2010гг.:

Месяц	Электричество, поставленная потребителям Сергинского м/р	
	2009	2010
Январь	0,000	2 023,119
Февраль	0,000	1 883,826
Март	0,000	1 780,947
Апрель	0,689598	1 678,572
Май	1 595,160	1 575,189
Июнь	1 680,084	1 460,844
Июль	1 629,810	1 482,468
Август	1 711,395	1 333,836
Сентябрь	1 626,282	1 377,999
Октябрь	1 787,436	1 787,499
Ноябрь	1 758,456	1 732,374
Декабрь	2 096,766	2 051,847
Итого	14 574, 987	20 168,820
Σ	34 743,807	

Таблица 2. Компонентный состав ПНГ:

Компонент	№14 от 17/04/08	№4 от 03/06/08	№4-3 от 10/03/09	№2-3 от 30/05/09	№5-3 от 01/06/10	Состав для расчёта
N ₂	1,64	1,43	1,91	1,13	3,48	1,13
CO ₂	2,71	1,34	2,95	1,98	2,38	1,98
CH ₄	81,84	83,99	81,55	81,14	79,87	81,14
C ₂ H ₆	3,10	3,12	3,13	3,14	3,07	3,14

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

C ₃ H ₈	4,83	4,94	5,18	5,37	4,81	5,37
nC ₄ H ₁₀	1,30	1,35	1,43	1,56	1,58	1,56
iC ₄ H ₁₀	2,09	2,16	2,26	2,46	2,29	2,46
nC ₅ H ₁₂	0,43	0,39	0,39	0,55	0,55	0,55
iC ₅ H ₁₂	0,54	0,53	0,54	0,67	0,69	0,67
C ₆ H ₁₄	0,63	0,40	0,40	0,92	0,71	0,92
C ₇ H ₁₆	0,61	0,24	0,20	0,80	0,45	0,80
C ₈ H ₁₈	0,28	0,11	0,06	0,28	0,12	0,28
Кол-во ЕСВ	21 987	22 315	22 197	21 706	21 907	21 706

* - Расчёт с составом ПНГ №2-3 позволяет получить расчётное значение сокращения эмиссий в количестве 21 706 тонн CO₂-экв.

Расчёт с составами № 14, № 4, № 4-3, № 5-3 позволяют получить расчётное значение сокращений эмиссий в количестве 21 987, 22 315, 22 197, 21 907 тонн CO₂-экв. (соответственно).

Разница между расчётами составляет 609 тонн или 2,7%. Для данного отчёта мы используем наиболее консервативное значение.

Таблица 3. Объём ПНГ для нужд ГПЭС за период мониторинга

Месяц	Объём ПНГ, млн.м ³	
	2009	2010
Январь	0,000	660,379
Февраль	0,000	586,270
Март	0,000	546,675
Апрель	282,840	501,255
Май	514,939	473,052
Июнь	527,297	430,634
Июль	489,332	430,287
Август	510,066	401,415
Сентябрь	493,696	414,931
Октябрь	551,327	520,115
Ноябрь	561,441	515,024
Декабрь	691,548	644,482
Итого	4 622,486	6 124,519
Σ	10 747,005	

1.4.4. Описание формул для расчёта проектных эмиссий

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

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.

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

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

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 u .

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

Таблица 4:

1. Уравнение для расчёта проектных эмиссий

PE1	1	2 from 9, BE1	3	4	5	6=1*2*3*4/5
	Mass amount of APG 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
2008	4687,337	74,844	0,01	44,011	12,011	12 855
2009	6210,442					17 032
Σ	10 897,779					29 887

Таким образом, суммарные проектные эмиссии составляют 29 887 тCO₂e/2009-2010 гг.

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 Сергинском 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 Сергинском м/р ОАО «РИТЭК»
I промежуточный Отчёт по мониторингу

Таблица 5: Уравнение для расчёта выбросов от сжигания ПНГ на факеле

1. Расчет массовой доли компонентов ПНГ

index	1	2	3	4	5	6	7	8=1*5/100	9=6*7	10=7*3/miCH4	11	12=11*7
	Vi Volume fraction, weighted average of monitored	pi Density of hydrocarbons and elements	mi Molecular mass of components	μi Molecular mass of i-component in APG	ki Adiabatic index of i-component of APG	σc-i Mass content of carbon of i-component in APG	σi Molar ratio	k APG Adiabatic index of APG	σc APG Mass fraction of Carbon in APG	σ CH4 Hydrocarbons in CH4 equivalent	σH-i Mass content of Hydrogen of i-component in APG	σH APG Mass fraction of Hydrogen in APG
unit	%	pi	Mi	kg/mole	μi	% масс	%				% масс	
CH ₄	81,140	0,716	16,043	13,017	1,31	74,87	0,5729	1,0629	42,8949	0,572925	25,13	14,3976
C ₂ H ₆	3,140	1,342	30,07	0,944	1,21	79,98	0,0416	0,0380	3,3236	0,077890	20,02	0,8319
C ₃ H ₈	5,370	1,969	44,097	2,368	1,13	81,71	0,1043	0,0607	8,5201	0,286611	18,29	1,9071
nC ₄ H ₁₀	1,560	2,595	58,124	0,907	1,1	82,66	0,0399	0,0172	3,2999	0,144638	17,34	0,6922
iC ₄ H ₁₀	2,460	2,595	58,124	1,430	1,1	82,66	0,0630	0,0271	5,2038	0,228082	17,34	1,0916
nC ₅ H ₁₂	0,550	3,221	72,151	0,397	1,08	83,24	0,0175	0,0059	1,4542	0,078571	16,76	0,2928
iC ₅ H ₁₂	0,670	3,221	72,151	0,483	1,08	83,24	0,0213	0,0072	1,7715	0,095713	16,76	0,3567
C ₆ H ₁₄	0,920	3,842	86,066	0,792	1,07	83,73	0,0349	0,0098	2,9186	0,187000	16,27	0,5671
C ₇ H ₁₆	0,800	4,468	100,08	0,801	1,06	84,01	0,0352	0,0085	2,9613	0,219894	15,99	0,5636
C ₈ H ₁₈	0,280	6,230	114,23	0,320	1,05	84,21	0,0172	0,0029	1,4486	0,122487	15,79	0,2716
CO ₂	1,980	1,965	44,011	0,871	1,3	27,29	0,0384	0,0257	1,0471	xxxxxxx0000x	0	0,0000
N ₂	1,130	1,251	28,016	0,317	1,4			0,0158		2,013810	0	0,0000
Total	100,000			22,647			0,9861	1,2818	74,8437			20,9724
		1,0140										

2. Количество атомов углерода в молекулярной формуле ПНГ

BE2	1 from 9, BE1	2 from 4, BE1	3	4	5=(1*3/4)*2
	Mass fraction of Carbon in APG	Molecular mass of APG		Molecular mass of carbon	Quan. of carbon atoms in molecular APG
units	σ_{C_APG}	μ_{APG}	Scalar	μ_c	Kc
	% mass	kg/mole		kg/mole	carbon atoms
	74,8437	22,647	0,01	12,0110	1,411

3. CH4 эмиссионный фактор при сжигании ПНГ на факеле:

BE3	1	2 from L17, BE1	3=1*2	4 from L6, BE1	5=1*4
	Under firing coefficient	$K_{u/f} (bf)$	$\sigma_{CH4_{equivalent}}$	$e_{CH4_{baseline}}$	$\sigma_{GHG_{CH4}}$
units	scalar	Total hydrocarbons in CH4 equivalent	CH4 equivalent emission factor_baseline	Total hydrocarbons in GHG CH4	CH4 equivalent emission factor_baseline
	0,035	% mass	Kg CH4/kg APG	% mass	Kg CH4/kg APG
		2,014	0,0705	0,573	0,0201

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	μ_{CO2}	Quan. of carbon atoms in molecular APG	Molecular mass of APG	CH4 equivalent emission factor_baseline	Molecular mass of CH4	CO emission factor_baseline e (black firing)	Molecular mass of CO	C emission factor_baseline e	Molecular mass of CH4 equivalent	Molecular mass of CO in APG
units	kgCO2/mole	Kc	μ_{APG}	$e_{CH4_{baseline}}$	μ_{CH4}	$e_{CO_{baseline}}$	μ_{CO}	$e_{C_{baseline}}$	Kg CH4/mole APG	Kg CO/mole APG	e CO2
	44,011	Carbon atoms	kg APG/mole	Kg CH4/kg APG	Kg CH4/kg mole	Kg CO/kg APG	28	0,0623	0,0044	0,0000	Kg CO2/kg APG
		1,411	22,647	0,0705	16,043	0					2,5491

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

5. Масса ПНГ, тонн

BE5	1	2 form 2, BE1	3=1*2
	Annual volumetric flow of APG to be flared	Density of APG	Mass amount of APG flared
units	V_{APG}	ρ_{APG}	M_{APG}
	ncm (1000)	kg/nCM	t
2009	4 622,486	1,014	4 687,337
2010	6 124,519	1,014	6 210,442
Σ	10 747,005		10 897,779

6. Всего выбросы от сжигания ПНГ на факеле:

BE6	1 from 3, BE5	2 from 11, BE4	3 from 5, BE3	4	5=1*2	6=1*3*4	7=5+6
	Mass amount of APG flared	CO2 emission factor_baseline	CH4 emission factor_baseline	CH4 global warming potential	CO2 emissions from complete burning	Total GHG CH4 emissions in terms of tCO2e	Total CO2 emissions from APG flaring
units	M_{APG}	$e_{CO2_baseline}$	$e_{CH4_baseline}$	GWP CH4	$E_{CO2_complete_baseline}$	$E_{CH4_baseline}$	$E_{CO2_flaring_baseline}$
	t	Kg CO2/kg APG	Kg CH4/kg APG	scalar	tCO2e	tCO2	tCO2
2009	4 687,337	2,5491	0,0201	21	11 948	1 974	13 922
2010	6 210,442				15 831	2 615	18 446
Σ	10 897,779				27 779	4 589	32 368

Второй компонент выбросов базовой линии это парниковые газы, получаемые при сжигании ископаемого топлива на региональных электростанциях для получения электроэнергии равной энергии вырабатываемой на ГПЭС в рамках настоящего проекта. Таблица 6 показывает в уравнении PE2, которое используется для оценки выбросов от местных электростанций.

Поставка электроэнергии отражает объем производства электроэнергии сетевыми электростанциями. Общая генерация определяет объем потребления топлива. Текущие показатели указывают, что генерация превышает объем поставки электроэнергии в сети Тюменьэнерго и данный фактор составляет 1.053. Данный фактор подлежит мониторингу ежегодно.

Сетевой эмиссионный фактор рассчитывается используя элементы методологии "Tool to calculate the emission factor for an electricity system". Операционный и инсталляционный факторы очень похожи, так как все работающие на сети региона электростанции потребляют

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

либо газ природный, либо попутный и имеют приблизительно одинаковый КПД. Новые заводы данного региона также будут потреблять газ. В этой связи было использовано среднее значение операционного и инсталляционного факторов.

Таблица 6: Выбросы региональных электростанций при генерации аналогичного количества энергии и суммарные выбросы по базовой линии:

PE2	1	2	3	4	5=3*4
	Electricity supplied by GPP to the consumers of oilfield <i>Elec_gen1</i> MWh	Transmission loss in high-voltage grid <i>trans loss</i>	Displacement of gross grid generation <i>Gross disp</i> MWh	Margin emission factor <i>EF CM</i> tCO2/MWh	Total CO2 emission grid <i>ECO2_grid</i> tCO2
2008	14 574,987	0,060	15 449,486	0,522	8 065
2009	20 168,820	0,060	21 378,949	0,522	11 160
Σ	34 743,807		36 828,435		19 224

2. Итого выбросы по базовой линии

PE3	1	2	3=1+2
	Total CO2 emissions from APG flaring <i>E CO2e flaring baseline</i> tCO2	Total CO2 emission grid <i>ECO2_grid</i> tCO2	Total baseline emissions <i>ECO2e_total_baseline</i> tCO2
2008	13 922	8 065	21 987
2009	18 446	11 160	29 606
Σ	32 368	19 224	51 593

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

Ниже дается объем общих годовых сокращений выбросов Проекта, что приведено в уравнении PE4, и являет собой разницу между общими выбросами базовой линии PE3 и эмиссиями проекта, приведенными в уравнении PE1.

Таблица 7: Общий уровень сокращения эмиссий:

PE4	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	tCO2	tCO2e	tCO2e
2008	21 987	12 855	9 132
2009	29 606	17 032	12 574
Σ	51 593	29 887	21 706

Таким образом, отказ от внешних сетей электроснабжений и строительство ГПЭС, позволяет получить сокращение эмиссий в количестве 21 706 тонн CO2-экв. за период 2009-2010гг.

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	06.04.2009-31.12.2009	16 011	-	9 132	6 879	Пояснение приведено в тексте ниже
2.	01.01.2010-31.12.2010	27 559	-	12 574	14 985	
	Всего (06.04.2009-31.12.2010)	43 570	-	21 706	21 864	

В PDD раздел E.6 таблица 19 «Оценка сокращения выбросов» ожидаемая величина сокращения выбросов составила 49 570 тонн CO₂-экв. Фактические сокращения выбросов в соответствии с настоящим промежуточным отчётом составили 21 706 тонн CO₂-экв.

Причина различия между заявленным и фактическим объёмом – превышение заявленного в PDD объёма выработки электроэнергии на ГПЭС Сергинского м/р от фактически сложившегося за 2009-2010г. Как следствие, количество потреблённого ПНГ на выработку меньшего количества электроэнергии также сократилось, что и привело к невыполнению заявленного объёма сокращения эмиссий.

3.



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

«УТИЛИЗАЦИЯ НЕФТЯНОГО ПОПУТНОГО ГАЗА
НА СЕРГИНСКОМ НЕФТЯНОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ»
(МОНИТОРИНГ ПЕРИОД 06.04.2009 – 31.12.2010)

REPORT No. RUSSIA-VER/0127/2011
REVISION No. 01

BUREAU VERITAS CERTIFICATION

ПСО «Утилизация попутного нефтяного газа на Сергинском 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 Сергинском нефтяном месторождении», 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 Территориальное производственное предприятие «РИТЭКБелоярскнефть», 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, установленной на Сергинском нефтяном месторождении с целью обеспечения электрической энергией собственных нужд. В отсутствие проекта весь объем утилизируемого НПГ сжигался бы в факеле, а покрытие нужд месторождения в электроэнергии обеспечивалось бы электростанциями Тюменского РДУ. 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 точностью и не содержит существенных ошибок, упущений или неверных сведений. Наше экспертное заключение касается выбросов парниковых газов в проекте и рассчитанных

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

результатирующих 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 06 апреля 2009 г. по 31 декабря 2009 г.

Базовые выбросы	:	21987	тонн CO2 эквивалента
Проектные выбросы	:	12855	тонн CO2 эквивалента
Сокращение выбросов	:	9132	тонн CO2 эквивалента

Отчетный период: с 01 января 2010 г. по 31 декабря 2010 г.

Базовые выбросы	:	29606	тонн CO2 эквивалента
Проектные выбросы	:	17032	тонн CO2 эквивалента
Сокращение выбросов	:	12574	тонн CO2 эквивалента

Полный отчетный период: с 06 апреля 2009 г. по 31 декабря 2010 г.

Базовые выбросы	:	51593	тонн CO2 эквивалента
Проектные выбросы	:	29887	тонн CO2 эквивалента
Сокращение выбросов	:	21706	тонн CO2 эквивалента

Бюро Веритас Сертификейшн
16 сентября 2011 г.



Леонид Яшкин - операционный менеджер, ведущий верификатор

4. Сведения об осуществлении деятельности в соответствии с инвестиционной декларацией

Реализация проекта «Утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ) на Сергинском 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 2009 г. по 31 декабря 2010 г., 21706 тонн CO₂ эквивалента.

Реинвестирование средств, полученных от реализации единиц сокращений выбросов по совместно осуществленному проекту «Утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ) на Сергинском м/р, Западная Сибирь, Россия» позволит обеспечить часть затрат на реализацию мероприятий по утилизации попутного нефтяного газа в рамках инвестиционного проекта «Сандибинское м/р (Закачка ПНГ в пласт (МФНС))», 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 «Сандибинское м/р (Закачка ПНГ в пласт (МФНС))» планируется израсходовать 171,21 млн рублей. Значительные затраты на реализацию проекта обусловлены труднодоступностью месторождений ОАО «РИТЭК» и небольшими объёмами добываемого попутного нефтяного газа

**Инвестиционная декларация по проекту
«Сандибинское м/р (Закачка ПНГ в пласт (МФНС))»**

№	Наименование инвестиционного проекта	2009-2012	2007	2008	2009	2010	2011	2012
1	Сандибинское м/р (Закачка ПНГ в пласт (МФНС)), млн.руб.	171,21	0,00	0,00	0,00	8,71	162,50	0,00

Средства за 2010 год фактически израсходованы в 2010 г. в объеме 8,7 млн.руб.