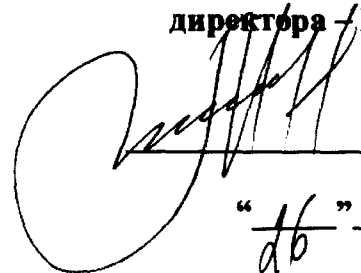


УТВЕРЖДАЮ:

Первый заместитель генерального
директора – Главный инженер
ОАО «РИТЭК»


/А.А. Масланов/
“ 06 ” 06 2012

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 01 Января 2011 по 31 Декабря 2011

Москва, 2012

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

ОГЛАВЛЕНИЕ:

Вступление	3
1. Описание осуществленных действий в соответствии со специальной проектной документацией	3
1.1. Описание выбранного плана мониторинга	3
1.2. Мониторинг воздействия на окружающую среду	4
1.3. Отклонение от плана мониторинга	4
1.4. Сбор данных	5
1.4.1. Фиксированные значения	5
1.4.2. Данные для расчёта	5
1.4.3. Использование IT-технологий для сбора и расчёта ЕСВ	5
1.4.4. Описание формул для расчёта проектных эмиссий	8
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 (проектный объем сокращения выбросов)	13
3. Экспертное заключение на отчет о ходе реализации проекта, включая оценку соответствия сокращения выбросов парниковых газов, достигнутого в результате реализации проекта, значениям, указанным в специальной проектной документации, подготовленное независимым органом, который выбирается инвестором проекта за период 2011г.	14
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 01.01.2011г. по 31.12.2011г. Отчёт по мониторингу разработан специалистами Рабочей группы, утверждённой внутренним Приказом ОАО «РИТЭК» № 73 от 05 июня 2009 года. Все функции и ответственность специалистов Рабочей группы распределены в «Плане действий Рабочей группы ОАО «РИТЭК» по реализации ст. 6 Киотского протокола».

1. Описание осуществленных действий в соответствии со специальной проектной документацией

1.1. Описание выбранного плана мониторинга.

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

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

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

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

1.2. Мониторинг воздействия на окружающую среду

В соответствии с приказом Государственного Комитета Российской Федерации по охране окружающей среды от 16.05.2000 № 372 «Об утверждении положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации» сторона, осуществляющая проект, включает в проектную документацию предложения и комментарии по воздействию, оказываемому проектом на окружающую природу. В соглашении ОАО «РИТЭК», и проектного института «НИПИГазпереработка» были тщательно описаны все виды возможного воздействия на окружающую среду (EIA) в рамках Проекта. EIA состоит из следующих частей:

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

1.3. Отклонение от плана мониторинга

1.3.1. 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.

1.3.2. 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.

1.3.3. Потери электроэнергии при передаче по сетям высокого напряжения приняты в PDD на уровне 1,053. Это значение установлено как наиболее консервативное. Для исключения пересчёта

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

данного значения для целей настоящего промежуточного отчёта будет использоваться это наиболее консервативное значение.

1.4. Сбор данных

1.4.1. Фиксированные значения

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 IT-технологий для сбора и расчёта ЕСВ

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

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

- 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.

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 Сергинского м/р в период 2011г.:

Месяц	2011
Январь	1 628,399
Февраль	1 779,876
Март	1 878,156
Апрель	1 740,627
Май	1 716,246
Июнь	1 389,402
Июль	1 415,358
Август	1 553,013
Сентябрь	1 469,160
Октябрь	1 777,734
Ноябрь	1 882,125
Декабрь	1 954,512
Итого	20 184,608

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

Таблица 2. Компонентный состав ПНГ:

<i>Компонент</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13 Ср.зна ч.</i>
N ₂	1,64	1,64	1,90	2,08	1,90	2,05	1,89	1,74	1,71	1,72	1,74	1,65	1,81
CO ₂	1,19	1,19	1,32	1,36	1,35	1,69	1,37	1,28	1,27	1,27	1,28	1,30	1,32
CH ₄	83,95	84,00	83,41	82,57	82,48	81,50	80,99	81,91	82,11	82,27	82,99	83,15	82,61
C ₂ H ₆	3,25	3,25	3,44	3,50	3,48	3,27	3,55	3,31	3,30	3,30	3,24	3,29	3,35
C ₃ H ₈	5,16	5,16	5,49	5,47	5,58	5,59	6,05	5,73	5,67	5,66	5,40	5,38	5,53
nC ₄ H ₁₀	1,45	1,49	1,52	1,50	1,56	1,71	1,85	1,80	1,79	1,74	1,61	1,58	1,63
iC ₄ H ₁₀	2,29	2,29	2,43	2,42	2,50	2,67	2,87	2,75	2,73	2,67	2,52	2,47	2,55
nC ₅ H ₁₂	0,31	0,31	0,39	0,27	0,29	0,34	0,36	0,42	0,42	0,39	0,36	0,35	0,35
iC ₅ H ₁₂	0,47	0,47	0,02	0,55	0,58	0,69	0,71	0,63	0,62	0,60	0,54	0,52	0,53
C ₆ H ₁₄	0,21	0,21	0,04	0,20	0,20	0,27	0,27	0,30	0,29	0,26	0,23	0,23	0,23
C ₇ H ₁₆	0,08	0,08	0,01	0,06	0,06	0,08	0,07	0,01	0,09	0,01	0,07	0,07	0,06
C ₈ H ₁₈	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02	0,02

Среднее значение из всех представленных указано в ст. 13.

Таблица 3. Объем ПНГ для нужд ГПЭС за период мониторинга

Месяц	2011
Январь	0,624267
Февраль	0,565789
Март	0,595307
Апрель	0,504059
Май	0,489393
Июнь	0,409177
Июль	0,416350
Август	0,447318
Сентябрь	0,425994
Октябрь	0,514103
Ноябрь	0,585442
Декабрь	0,601274
Итого	6, 178 473

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.

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

$PE_{y,u}$ - эмиссии по базовой линии за период y 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 y .

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}	$\sigma_{C,APG}$	scalar	μ_{CO2}	μ_C	$ECO2_{combustion project}$
unit	t	% mass		kgCO2/mole	Kg C/kg mole	tCO2e
	5 830,545	74,057	0,01	44,011	12,011	15 822

Таким образом, суммарные проектные эмиссии составляют 15 822 тCO₂e/2011г.

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»
II промежуточный Отчёт по мониторингу

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

1. Расчет массовой доли компонентов ПНГ

BE1	index	1	2	3	4	5	6	7	8=1*5/100	9=6*7	10=7*3/miCH4	11	12=11*7
		V_i	ρ_i	m_i	μ_i	k_i	σ_{C-i}	σ_i	k_{APG}	σ_{C_APG}	σ_{CH4}	σ_{H-i}	σ_{H_APG}
		Volume fraction, weighted average of monitored	Density if hydrocarbons and elements	Molecular mass of components	Molecular mass of i-component in APG	Adiabatic index of i-component of APG	Mass content of carbon of i-component in APG	Molar ratio	Adiabatic index of APG	Mass fraction of Carbon in APG	Hydrocarbons in CH4 equivalent	Mass content of Hydrogen of i-component in APG	Mass fraction of Hydrogen in APG
unit	%	ρ_i	M_i	kg/mole	μ_i	% масс	%				% масс		
	CH ₄	82,610	0,716	16,043	13,253	1,31	74,87	0,6268	1,0822	46,9273	0,626784	25,13	15,7511
	C ₂ H ₆	3,350	1,342	30,07	1,007	1,21	79,98	0,0476	0,0405	3,8102	0,089293	20,02	0,9537
	C ₃ H ₈	5,530	1,969	44,097	2,439	1,13	81,71	0,1154	0,0625	9,4280	0,317151	18,29	2,1104
	nC ₄ H ₁₀	1,630	2,595	58,124	0,947	1,1	82,66	0,0448	0,0179	3,7050	0,162393	17,34	0,7772
	iC ₄ H ₁₀	2,550	2,595	58,124	1,482	1,1	82,66	0,0701	0,0281	5,7962	0,254050	17,34	1,2159
	nC ₅ H ₁₂	0,350	3,221	72,151	0,253	1,08	83,24	0,0119	0,0038	0,9944	0,053726	16,76	0,2002
	iC ₅ H ₁₂	0,530	3,221	72,151	0,382	1,08	83,24	0,0181	0,0057	1,5058	0,081357	16,76	0,3032
	C ₆ H ₁₄	0,230	3,842	86,066	0,198	1,07	83,73	0,0094	0,0025	0,7840	0,050235	16,27	0,1524
	C ₇ H ₁₆	0,060	4,468	100,08	0,060	1,06	84,01	0,0028	0,0006	0,2387	0,017721	15,99	0,0454
	C ₈ H ₁₈	0,020	6,230	114,23	0,023	1,05	84,21	0,0013	0,0002	0,1112	0,009401	15,79	0,0208
	CO ₂	1,330	1,965	44,011	0,585	1,3	27,29	0,0277	0,0173	0,7558	xxxxxxxxxxx	0	0,0000
	N ₂	1,810	1,251	28,016	0,507	1,4			0,0253		1,662111	0	0,0000
	Total	100,000			21,137			0,9760	1,2866	74,0566			21,5303
			0,9437										

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

2. Количество атомов углерода в молекулярной формуле ПНГ

	1 from 9, BE1	2 from 4, BE1	3	4	5=(1*3/4)*2
BE2	Mass fraction of Carbon in APG	Molecular mass of APG		Molecular mass of carbon	Quan. of carbon atoms in molecular APG
	σ_{C_APG}	μ_{APG}		μ_C	K_C
units	% mass	kg/mole	Scalar	kg/mole	carbon atoms
	74,0566	21,137	0,01	12,0110	1,303

3. CH₄ эмиссионный фактор при сжигании ПНГ на факеле:

	1	2 from L17, BE1	3=1*2	4 from L6, BE1	5=1*4
BE3	$Ku/f (bf)$	$\sigma_{CH_4\ equivalent}$	$e_{CH_4\ baseline}$	$\sigma_{GHG\ CH_4}$	$GHG_{CH_4\ baseline}$
	Under firing coefficient	Total hydrocarbons in CH ₄ equivalent	CH ₄ equivalent emission factor _{baseline}	Molar ratio of CH ₄ in APG	CH ₄ equivalent emission factor _{baseline}
units	scalar	% mass	Kg CH ₄ /kg APG	%	Kg CH ₄ /kg APG
	0,035	1,662	0,0582	0,627	0,0219

4. CO₂ эмиссионный фактор при сжигании ПНГ на факеле:

	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)
BE4	Molecular mass of CO ₂	Quan. of carbon atoms in molecular APG	Molecular mass of APG	CH ₄ equivalent emission factor _{baseline}	Molecular mass of CH ₄	CO emission factor _{baseline} (black firing)	Molecular mass of CO	C emission factor _{baseline}	Molecular mass of CH ₄ equivalent	Molecular mass of CO in APG	CO ₂ emission factor based on methane equivalent
	μ_{CO_2}	K_C	μ_{APG}	$e_{CH_4\ baseline}$	μ_{CH_4}	$e_{CO\ baseline}$	μ_{CO}	$e_C\ baseline$			e_{CO_2}
Units	kgCO ₂ /mole	Carbon atoms	kg APG/mole	Kg CH ₄ /kg APG	Kg CH ₄ /kg mole	Kg CO/kg APG	kgCO/mole APG		Kg CH ₄ /mole APG	Kg CO / mole APG	Kg CO ₂ /kg APG
	44,011	1,303	21,137	0,0582	16,043	0	28	0,0617	0,0036	0,0000	2,5540

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

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
	V_{APG}	ρ_{APG}	M_{APG}
units	ncm (1000)	kg/nCM	t
2011	6 178,473	0,944	5 830,545

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
	M_{APG}	$e_{CO2_baseline}$	$e_{CH4_baseline}$	GWP_{CH4}	$E_{CO2_complete_baseline}$	$E_{CH4_baseline}$	$E_{CO2e_flaring_baseline}$
Units	t	Kg CO2/kg APG	Kg CH4/kg APG	scalar	tCO2e	tCO2	tCO2
	5 830,545	2,5540	0,0219	21	14 891,276	2 686,050	17 577,326

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 используются 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»
II 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:

1. Выработка электроэнергии на ГПЭС и выбросы от региональных электростанций

PE2	1	2	3	4	5=3*4
	Electricity supplied by GPP to the consumers of oilfield	Transmission loss in high-voltage grid	Displacement of gross grid generation	Margin emission factor	Total CO2 emission grid
	<i>Elec_gen1</i>	<i>trans loss</i>	<i>Gross disp</i>	<i>EF CM</i>	<i>ECO2_grid</i>
Units	MWh		MWh	tCO2/MWh	tCO2
2011	20 184,608	1,053	21 254,392	0,522	11 094,793

2. Итого выбросы по базовой линии

PE3	1	2	3=1+2
	Total CO2 emissions from APG flaring	Total CO2 emission grid	Total baseline emissions
	<i>E CO2e flaring baseline</i>	<i>ECO2_grid</i>	<i>ECO2e_total_baseline</i>
Units	tCO2	tCO2	tCO2
	17 577	11 095	28 672

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
	28 672	15 822	12 850

Таким образом, отказ от внешних сетей электроснабжений и строительство ГПЭС, позволяет получить сокращение эмиссий в количестве 12 850 тонн CO2-экв. за период 2011г.

2. Сведения о разности между планируемым объемом и фактической величиной выбросов парниковых газов из источника и (или) между планируемым и фактическим уровнем их абсорбции поглотителем (проектный объем сокращения выбросов)

№	Период мониторинга	Планируемые объемы выбросов (т CO2-экв.)	Утечки (т CO2-экв.)	Фактическая величина выбросов (т CO2-экв.)	Разница	Примечание
1	01.01.2011 – 31.12.2011	30 010	-	12 850	17 160	Пояснение приведено в тексте ниже

В PDD раздел E.6 таблица 19 «Оценка сокращения выбросов» ожидаемая величина сокращения выбросов составила 30 010 тонн CO2-экв. Фактические сокращения выбросов в соответствии с настоящим промежуточным отчётом составили 12 850 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 2009-2011г. 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, включая оценку соответствия сокращения выбросов парниковых газов, достигнутого в результате реализации проекта, значениям, указанным в специальной проектной документации, подготовленное независимым органом, который выбирается инвестором проекта за период 2011г.:

4. Сведения об осуществлении деятельности в соответствии с инвестиционной декларацией

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

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

- I. В рамках проектного этапа работ (этап I) заключен договор подряда № 85/20 (11R0372) от 09.08.2010 г. на выполнение проектных и изыскательских работ по объекту «Система закачки попутного нефтяного газа (ПНГ) в пласт на Сандибинском месторождении» с ООО «Проектный институт реконструкции и строительства сооружений трубопроводного транспорта нефти и газа (ООО «Транснефтегазпроект»).

 - a. Стоимость работ по договору 10,280 млн. руб. с НДС (8,712 млн. руб. без НДС), в стоимость договора не входит оплата услуг экспертных и контролирующих организаций.
 - b. Сроки выполнения работ: с 09.08.2010 г. по 31.03.2011 г.
 - c. Обязательства ОАО «РИТЭК» перед контрагентом в части оплаты выполненных работ полностью выполнены в полном объеме, на сумму 10,280 млн.руб. с НДС (100%).

- II. В рамках этапа работ «Поставка оборудования» (этап II) и этапа «Строительно-монтажные работы» (этап III) заключен договор генерального подряда № 11R1136 от 19.04.2011 г. на поставку оборудования, демонтаж оборудования, строительно-монтажные и пуско-наладочные работы по объекту «Система закачки попутного нефтяного газа (ПНГ) в пласт на Сандибинском месторождении» с ООО «Строительная компания «ТРОЙЛ».

 - a. Стоимость работ по договору: 117,410 млн.руб. с НДС (99,500 млн.руб. без НДС).
 - d. Сроки выполнения работ: с 09.08.2011 г. по 31.12.2011 г. В соответствии с дополнительным соглашением №11R1136001 от 14.12.2011 - срок окончания работ 30.04.2012.
 - b. Обязательства ОАО «РИТЭК» перед контрагентом в части оплаты выполненных работ выполнены на сумму 115,565 млн. руб. с НДС (98%).

- III. Реестр платежных поручений по каждому договору и копии платежных поручений прилагаются.
- IV. Сводная информация по фактическому выполнению работ на момент составления отчета (оплата выполненных работ) по каждому этапу по сравнению с данными, представленными в разделе V Инвестиционной декларации по вышеуказанному проекту:

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

Этап выполнения работ	2011		2012		2011-2012гг		
	план	факт	план	факт	план	факт	% вып.
Проектные работы	27 000	1 137	0		27 000	1137	4,2%
Оборудование	30 000	34 717	0		30 000	34 717	116%
Строительно-монтажные работы	65 000	64 753	0		65 000	64 753	100%
Пуско-наладочные работы	4 500		0		4 500	0	0%
Прочее	3 300	2 800	0		3 300	2 800	0%
ИТОГО:	129 800	103 407	0	0	129 800	103407	85%

V. Заключено Соглашение между ОАО «РИТЭК», компанией LITASKO SA и ОАО «Сбербанк России» об операциях с углеводородными единицами №ОУЕ-14 от 21.12.2011г.

А) За период с 01.01.2011-31.12.2011 осуществили реализацию ЕСВ в количестве 21 706 единиц (Приложение №1 к Соглашению об операциях с углеродными единицами № ОУЕ-14 от 21.12.2011, Приложение №2 к Соглашению об операциях с углеродными единицами № ОУЕ-14 от 27.02.2011).

В) Полученные средства от реализации ЕСВ в размере 2 993 656,90 руб. в полном объеме запланировано направить на реализацию программы использования попутного нефтяного газа (ПНГ) в пласт (Система закачки попутного нефтяного газа на Сандибинском месторождении (в районе нагнетательной скв.210) во II квартале 2012г.

Приложение:

Перечень документов к Отчету о ходе исполнения Инвестиционной декларации проекта «Система закачки попутного нефтяного газа (ПНГ) в пласт на Сандибинском месторождении» ОАО «РИТЭК» на 1 листе в 1экз.

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

Перечень документов

к Отчету о ходе исполнения

**Инвестиционной декларации проекта «Система закачки попутного нефтяного газа
(ПНГ) в пласт на Сандибинском месторождении» ОАО «РИТЭК»**

№ прил.	Наименование документа	Кол-во листов
1.	Копия договора подряда № 85/20 от 09.08.2010 г. на выполнение проектных и изыскательских работ по объекту «Система закачки попутного нефтяного газа (ПНГ) в пласт на Сандибинском месторождении» с ООО «Проектный институт реконструкции и строительства сооружений трубопроводного транспорта нефти и газа (ООО «Транснефтегазпроект»)	12
2.	Копия договора генерального подряда № 11R1136 от 19.04.2011 г. на поставку оборудования, демонтаж оборудования, строительномонтажные и пуско-наладочные работы по объекту «Система закачки попутного нефтяного газа (ПНГ) в пласт на Сандибинском месторождении» с ООО «Строительная компания «ТРОЙЛ»	38
3.	Копия Дополнительного соглашения №11R1136001 от 14.12.2011 к Договору № 11R1136 от 19.04.2011г.	3
4.	Реестр платежных поручений по проекту «Система закачки попутного нефтяного газа (ПНГ) в пласт на Сандибинском месторождении»	1
5.	Платежное поручение № 5 от 18.10.2010 г.	1
6.	Платежное поручение № 6803 от 30.03.2011 г.	1
7.	Платежное поручение № 9601 от 27.04.2011 г.	1
8.	Платежное поручение № 9640 от 28.04.2011 г.	1
9.	Платежное поручение № 9641 от 28.04.2011 г.	1
10.	Платежное поручение № 17175 от 15.07.2011 г. (СМР)	1
11.	Платежное поручение № 20389 от 22.08.2011 г. (СМР)	1
12.	Платежное поручение № 23233 от 20.09.2011 г. (СМР)	1
13.	Платежное поручение № 26549 от 20.10.2011 г. (СМР)	1
14.	Платежное поручение № 29271 от 17.11.2011 г. (СМР)	1
15.	Платежное поручение № 30431 от 30.11.2011 г. (СМР)	1
16.	Платежное поручение № 32503 от 15.12.2011 г. (СМР)	1
17.	Платежное поручение № 1346 от 20.01.2012 г.	1
18.	Копия Соглашения об операциях с углеродными единицами №ОУЕ14 от 21.12.2011, Приложение №1 от 01.02.2012, Приложение №2 от 27.02.2012	20