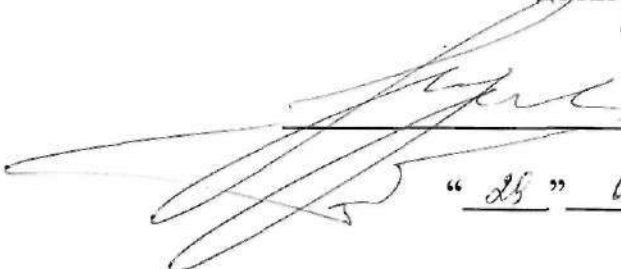


УТВЕРЖДАЮ:

Начальник Отдела
добычи нефти и газа
ОАО «РИТЭК»


/А.О. Кулаков/
“ 25 ” 01 2013

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 Ноября 2012 по 31 Декабря 2012

29 Января, 2013

Москва, 2013

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. Использование 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. План мониторинга с указанием действий сотрудников ТПП по сбору, анализу и расчёту единиц сокращения выбросов	16
5. Сведения об осуществлении деятельности в соответствии с инвестиционной декларацией	27

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 01.11.2012г. по 31.12.2012г.

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.

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 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;

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 данного значения для целей настоящего промежуточного отчёта будет использоваться эта 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 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.

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

Месяц	11-12.2012
Ноябрь	1 667,080

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

Декабрь	1 215,590
Итого	2 888,670

Таблица 2. Компонентный состав ПНГ:

Компонент	1	2	Значения для расчета
N ₂	1,723	1,615	1,723
CO ₂	1,284	1,306	1,263
CH ₄	81,78	83,19	81,78
C ₂ H ₆	3,277	3,211	3,277
C ₃ H ₈	5,828	5,202	5,828
nC ₄ H ₁₀	1,838	1,654	1,838
iC ₄ H ₁₀	2,763	2,594	2,763
nC ₅ H ₁₂	0,4385	0,3592	0,4385
iC ₅ H ₁₂	0,6432	0,5468	0,6432
C ₆ H ₁₄	0,2998	0,2369	0,2998
C ₇ H ₁₆	0,1024	0,06924	0,1024
C ₈ H ₁₈	0,02264	0,0155	0,02264
ECB	2017	2045	2017

Таблица 3. Объем ПНГ для нужд ГПЭС за период мониторинга

Месяц	2012
Ноябрь	0,790763
Декабрь	0,799991
Итого	1,590754

1.4.4. Описание формул для расчёта проектных эмиссий

Уравнения, используемые для расчета Проектных выбросов, приведены в Таблице 4 ниже.

Проект использует подход с ранее утвержденной методологией CDM AM0009 версия 2 и предполагает полное окисление.

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

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

V_u - объем 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 5.

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

Таблица 4:

1. Уравнение для расчёта проектных эмиссий

PE1	1	2 from 9, BE1	3	4	5	6=1*2*3*4/5
	Объем сжигаемого ПНГ	Содержание углерода в ПНГ		Молекулярная масса CO2	Молекулярная масса C	Общий объем выбросов CO2 проекта
	M_{APG}	σ_{C_APG}	scalar	μ_{CO2}	μ_C	$ECO2_combustion_project$
	t	% mass		kgCO2/mole	Kg C/kg mole	tCO2e
	1 530,925	74,448	0,01	44,011	12,011	4 176

Таким образом, суммарные проектные эмиссии составляют 4 176 тCO₂e/11-12.2012г.

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.

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

1. Расчет массовой доли компонентов ПНГ

Компонент	1	2	3	4	5	6	7	8=1*5/100	9=6*7	10=7*3/miC H4	11	12=11*7
	V_i Объемная доля, в среднем по месячным данным	ρ_i Плотность углеводородов и пр. компонентов	m_i Молекулярная масса компонентов	μ_i Молекулярная масса компонента ПНГ	k_i Адиабатический индекс компонента ПНГ	$\sigma\text{-}i$ Массовое содержание углевода компонента в ПНГ	σi Молярная доля	$k\text{ }APG$ Адиабатический индекс ПНГ	$\sigma\text{c_}APG$ Массовая доля углевода в ПНГ	$\sigma\text{ }CH_4$ Углеводороды в CH_4 эквиваленте	$\sigma\text{H-}i$ Массовая доля водорода компонента в ПНГ	$\sigma\text{H_}APG$ Массовая фракция водорода в ПНГ
	%	$\rho_{y,}$ kg/нсм	M_i	kg/mole	μ_i	% масс	%				% масс	
CH_4	81,780	0,716	16,043	13,120	1,31	74,87	0,6084	1,0713	45,5530	0,608428	25,13	15,2898
C_2H_6	3,277	1,342	30,07	0,985	1,21	79,98	0,0457	0,0397	3,6548	0,085650	20,02	0,9148
C_3H_8	5,828	1,969	44,097	2,570	1,13	81,71	0,1192	0,0659	9,7429	0,327746	18,29	2,1809
nC_4H_{10}	1,838	2,595	58,124	1,068	1,1	82,66	0,0496	0,0202	4,0966	0,179557	17,34	0,8594
iC_4H_{10}	2,763	2,595	58,124	1,606	1,1	82,66	0,0745	0,0304	6,1583	0,269921	17,34	1,2919
nC_5H_{12}	0,439	3,221	72,151	0,316	1,08	83,24	0,0147	0,0047	1,2216	0,066003	16,76	0,2460
iC_5H_{12}	0,643	3,221	72,151	0,464	1,08	83,24	0,0215	0,0069	1,7919	0,096815	16,76	0,3608
C_6H_{14}	0,300	3,842	86,066	0,258	1,07	83,73	0,0120	0,0032	1,0021	0,064207	16,27	0,1947
C_7H_{16}	0,102	4,468	100,08	0,102	1,06	84,01	0,0048	0,0011	0,3994	0,029657	15,99	0,0760
C_8H_{18}	0,023	6,230	114,23	0,026	1,05	84,21	0,0015	0,0002	0,1234	0,010435	15,79	0,0231
CO_2	1,263	1,965	44,011	0,556	1,3	27,29	0,0258	0,0164	0,7038	xxxxxxx	0	0,0000
N_2	1,723	1,251	28,016	0,483	1,4			0,0241		1,738420	0	0,0000
Total	99,979	0,9624		21,555			0,9776	1,2842	74,4479			21,4374

2. Количество атомов углерода в молекулярной формуле ПНГ

1 from 9, BE1	2 from 4, BE1	3	4	5=(1*3/4)*2
Массовая доля углерода в ПНГ	Молекулярная масса ПНГ	Молекулярная масса углерода	Молекулярная масса углерода	Кол-во. Атомов углерода в молекуле ПНГ
σ_{C_APG}	μ_{APG}		μ_{C}	Kc
% mass	kg/mole	Scalar	kg/mole	carbon atoms
74,4479	21,555	0,01	12,0110	1,336

3. CH4 эмиссионный фактор при сжигании ПНГ на факеле:

1	2 from L17, BE1	3=1*2	4 from L6, BE1	5=1*4
$K_{eff} (bf)$	$\sigma_{CH4\ equivalent}$	$e_{CH4_baseline}$	$\sigma_{GHG\ CH4}$	$GHG\ CH4\ baseline$
Коэффициент недожога	Всего углеводородов в CH4 эквиваленте	CH4 эмиссионный фактор_ базовой линии	Всего углеводородов в ПНГ CH4	CH4 эмиссионный фактор_ базовой линии в ПНГ
scalar	% mass	Kg CH4/kg APG	% mass	Kg CH4/kg APG
0,035	1,738	0,0608	0,608	0,0213

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)
Молекулярная масса CO2	Кол-во углерода в формуле ПНГ	Молекулярная масса ПНГ	CH4 эмиссионный фактор_ базовой линии	Молекулярная масса CH4	CO эмиссионный фактор_ базовой линии (недожог)	Молекулярная масса CO	C эмиссионный фактор_ базовая линия	Молекулярная масса CH4	Молекулярная масса CO в ПНГ	CO2 эмиссионный фактор
μ_{CO2}	Kc	μ_{APG}	$e_{CH4_baseline}$	μ_{CH4}	$e_{CO_baseline}$	μ_{CO}	$e_{C_baseline}$			e_{CO2}
kgCO2/mole	Carbon atoms	kg APG/mole	Kg CH4/kg APG	Kg CH4/kg mole	Kg CO/kg APG	kgCO/mole APG		Kg CH4/mole APG	Kg CO / mole APG	Kg CO2/kg APG
44,011	1,336	21,555	0,0608	16,043	0	28	0,0620	0,0038	0,0000	2,5610

5. Масса ПНГ, тонн

BE5	1	2 from 2, BE1	3=1*2
	Годовой объем сжигаемого ПНГ	Плотность ПНГ	Масса сжигаемого ПНГ
	V_{APG}	ρ_{APG}	M_{APG}
	псм (1000)	kg/псм	t
	1 590,754	0,962	1 530,925

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
	Объем сжигаемого ПНГ в тоннах	эмиссионный фактор базовая линия	СН4 эмиссионный фактор базовая линия	СН4 глобальный потенциал потепления	CO2 эмиссия при полном сжигании	Всего СН4 эмиссии пересчитанные в tCO2e	Всего CO2 выбросы при сжигании ПНГ на факеле
	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
	1 530,925	2,5610	0,0213	21	3 921,000	685,000	4 606,000

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

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

	1	2	3	4	5=3*4
PE2	Выработка электроэнергии	Потери в сетях высокого напряжения*	Замещение электроэнергии с учетом потерь	Эмиссионный фактор	Общие CO2 выбросы_сети
	<i>Elec_gen1</i>	<i>trans_loss</i>	<i>Gross disp</i>	<i>EF CM</i>	<i>ECO2_grid</i>
	MWh		MWh	ICO2/MWh	tCO2
	2 888,670	0,053	3 041,770	0,522	1 588,000

2. Итого выбросы по базовой линии

	1	2	3=1+2
PE3	Общие CO2 выбросы от сжигания ПНГ	Общие выбросы CO2_сетевые	Суммарные выбросы
	<i>E CO2e flaring baseline</i>	<i>ECO2_grid</i>	<i>ECO2e_total_baseline</i>
	tCO2	tCO2	tCO2
	4 606	1 588	6 194

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:

	1 from 3, PE6	2 from 6, PE1	3=1-2
PE4	Общие выбросы по базовой линии	Общие выбросы по проектной линии	Сокращения выбросов
	<i>ECO2e_total_baseline</i>	<i>ECO2_combustion_project</i>	<i>ER CO2e_total</i>
Units	tCO2	tCO2e	tCO2e
	6 194	4 176	2 018

Таким образом, отказ от внешних сетей электроснабжений и строительство ГПЭС, позволяет получить сокращение эмиссий в количестве 2 018 тонн CO2-экв. за рассматриваемый период 2012г.