«Утверждаю»
ОАО ТНК-ВР Менеджмент»
По Доверенности от 11.04.2012 г.

_____ А.В. Месропов
МП
«28» августа 2012 г.

Проект Совместного Осуществления:

Утилизация попутного нефтяного газа на месторождениях Обществ, входящих в Группу компаний ТНК-ВР (Западная Сибирь)

Отчёт о мониторинге

сокращений выбросов парниковых газов

Период мониторинга: с 01.01.2008 до 30.06.2012

Версия 02

2012

Содержание

РАЗДЕЛ А. Общая информация о проектной деятельности 4
А.1 Название проекта 4
А.2. Секторная область 4
А.3. Ссылка на проектную документацию 4
А.4. Описание проекта 4
А.5. Период мониторинга 15
А.7 Информация об утверждении проекта Сторонами 15
А.8. Контактные лица 16
РАЗДЕЛ Б. Организация мониторинга сокращений выбросов 17
В.1. Операционно-управленческая структура мониторинга 17
Б.2. Планируемые изменения и корректировки в одобренный план-мониторинг 19
Б.3. Данные, используемые в мониторинге 20
РАЗДЕЛ В. Расчёт сокращений выбросов парниковых газов 28
В.1. Описание формул, используемых для оценки проектных выбросов (для каждогогаза, источника итд; в единицах CO2эквивалента): 28
В.2 Расчет проектных выбросов 29
В.2.1. Проектные выбросы при компримировании и транспортировке ПНГ с Самотлорского месторождения (ОАО «СНГ») 29
В.2.2. Проектные выбросы при компримировании и транспортировке ПНГ с месторождений ОАО «ВНГ» 29
В.2.3. Проектные выбросы при компримировании и транспортировке ПНГ с месторождений ООО «СП ВН» 30
В.2.4. Проектные выбросы при компримировании и транспортировке ПНГ с месторождений ОАО «ТНК-Нягань» 31
В.2.5. Общие проектные выбросы при компримировании и транспортировке ПНГ с месторождений ОАО «ТНК» 32
В.3. Описание формул, используемых для оценки выбросов при исходных условиях: 32
В.2.1. Расчёт выбросов при исходных условиях 33
С.2.1.1. Выбросы при факельном сжигании ПНГ на Самотолорском месторождении (ОАО «СНГ») 33
В.2.1.2. Выбросы при факельном сжигании ПНГ на месторождениях ОАО «ВНГ» (ОАО «ВНГ») 34
В.2.1.3. Выбросы при факельном сжигании ПНГ на месторождениях ОАО «ТНК-Нягань» 35
В.2.1.4. Выбросы при факельном сжигании ПНГ на месторождениях ООО СП «ВН» 35
В.3. Описание формул используемых для расчёта утечек: 36
В.3.1. Расчёт выбросов при утечках 38
В.3.1.1. Утечки вследствие реализации проекта на Самотлорском месторождении (СНГ) 39
В.3.1.2. Утечки вследствие реализации проекта на месторождениях ОАО “ВНГ” 40
В.3.1.3. Утечки вследствие реализации проекта на месторождениях ОАО“ТНК-Нягань” 42
В.3.1.4. Утечки вследствие реализации проекта на месторождениях ООО СП “ВН” 43
В.4. Описание формул, используемых для оценки сокращений выбросов: 45
В.4.1. Расчёт сокращений выбросов 45

РАЗДЕЛ Г. Процедуры по обеспечению и контролю качества 48
Г.1 Процедуры поверки 48

ПРИЛОЖЕНИЕ 1 52
Письмо об утверждении ПСО от Министерства Экономического Развития 52
Российской Федерации 52
Письмо об утверждении ПСО от Уполномоченного органа Швейцарской Конфедерации 53

РАЗДЕЛ А. Общая информация о проектной деятельности

А.1 Название проекта

Утилизация попутного нефтяного газа на месторождениях Обществ, входящих в Группу компаний ТНК-ВР (Западная Сибирь)

А.2. Секторная область

Номер сектора: 10. Летучие выбросы от топлив (твердых, жидких, газообразных)

А.3. Ссылка на проектную документацию

Версия 02 от 05.05.2012 одобренная аудиторской компанией Tuv-Nord № 8000408215/2012-263.

А.4. Описание проекта

Проект реализуется на месторождениях, расположенных в различных районах Ханты-Мансийского Автономного Округа, на которых ведутся работы по добыче углеводородного сырья несколькими нефтяными компаниями, входящими в Группу компаний ТНК-ВР, включая ОАО “Самотлорнефтегаз” (СНГ), ОАО “Варьёганнефтегаз” (ВНГ), ОАО “ТНК-Нягань”, ООО СП «Ванёганнефть» (ВН). Ниже представлен перечень месторождений и лицензионных участков, вошедших в проект.

Пп.	Компания	Месторождение/Лицензионный участок
1.	ОАО “Самотлорнефтегаз” (СНГ)	Самотлорский
2.	ОАО “Варьёганнефтегаз” (ВНГ)	Северо-Варьёганский
		Бахиловский
		Верхне-Колик-Ёганский
		Северо-Хохряковский
3.	ОАО “ТНК-Нягань”	Талинский
		Ем-Ёговский
		Каменный
4.	ООО СП «Ванёганнефть» (ВН)	И-Ёганский
		Ван-Ёганский

Ситуация до проекта

До 2003 года часть попутного нефтяного газа, собираемого на месторождениях, указанных выше компаний (проектные месторождения), собиралась и направлялась на газоперерабатывающие заводы (ГПЗ) для производства сухого газа и широкой фракции лёгких углеводородов (ШФЛУ). Суммарный исторический объём поставок на ГПЗ по указанным компаниям составлял порядка 4 млрд. м3 ПНГ в год.

В сентябре 2003 года была основана компания ТНК-ВР, которая объединила нефтегазовые активы указанных компаний и начала увеличивать сбор ПНГ и поставки на ГПЗ. Дальнейшие планы по развитию нефтяных месторождений были сопряжены с увеличением производства попутного нефтяного газа (ПНГ), получаемого в результате сепарации нефти. В результате вопрос по утилизации дополнительных объёмов ПНГ вышел на первый план, так как он

требовал значительных инвестиций в развитие инфраструктуры по сбору и транспортировке ПНГ. В отсутствие экономической эффективности мероприятий по сбору ПНГ для отправки на ГПЗ факельное сжигание было привлекательной мало затратной опцией, не требовавшей дополнительных инвестиций.

Цель проекта

Проект направлен на полезную утилизацию дополнительных объемов ПНГ, который в ином случае был бы сожжён на факелах проектных месторождений и, следовательно, на сокращение выбросов парниковых газов. Компании, участвующие в проекте (проектные компании), ожидают, что продажи единиц сокращенных выбросов (ЕСВ) в рамках механизма Совместного Осуществления Киотского Протокола улучшат экономическую эффективность проекта.

Описание проекта

Располагая значительным ресурсом ПНГ, проектные компании предпринимают действия по увеличению уровня его полезной утилизации. С этой целью в период 2008-2012 гг. проектом предусматриваются мероприятия по расширению газотранспортной инфраструктуры для транспортировки ПНГ на ГПЗ, включая:

- ввод газоулавливающих установок;
- строительство новых газопроводов и реконструкция старых;
- ввод компрессорных (КС) и вакуумных компрессорных станций (ВКС);
- ввод газоизмерительного и редуцирующего оборудования.

Утилизация дополнительных объёмов ПНГ стало возможным за счёт целого комплекса мероприятий, направленных расширение газотранспортной системы в период с 2003 по 2012 гг. Наименования данных мероприятий по годам представлены в следующих таблицах:

Мероприятия по проекту, выполненные в 2004 году

СНГ	ВНГ	ТНК-Нягань	ВН
Газопровод низкого давления ДНС-39-КСП-5	Строительство газопровода КС Бахиловская - ДНС Верхне-Колик-Еганского м.р	Реконструкция ДНС-2 Ем-Еговского УНП	-
Газопровод низкого давления от ЦТП до НВ ГПЗ.		Реконструкция ДНС-5 Реконструкция ДНС-	-

		30	
Реконструкция установки дополнительной сепарации (УДС-4). Общая производительность 300 тыс. нм3.	-	Реконструкция ДНС-1 Талинскоем.р.	-
	-	Реконструкция ЦТП "Красноленинский" УПН -2	-
	-	Реконструкция ЦТП "Красноленинский" (УПН-1)	-
	-	Реконструкция ЦПС"Южный УПН-2	-

Мероприятия по проекту, выполненные в 2005 году

НГ	ВНГ	ТНК-Нягань	ВН
Реконструкция установки дополнительной сепарации (УДС-1) Общая производительность 200 000 нм3/ч	-	Реконструкция ЦТП УПН-2	Строительство газопровода от ДНС -2 до Ван-Еганского ЦПС

Газопровод низкого давления ДНС-1 - ДНС-2		Реконструкция ДНС 9 Талинскогом.р.	-
Реконструкция газопровода низкого давления КСП-3 ДНС-2	-	Реконструкция ДНС-5 (Перевод в режим УПСВ)	-
	-	Реконструкция ДНС-30 (Перевод в режим УПСВ)	-

Мероприятия по проекту, выполненные в 2006 году

СНГ	ВНГ	ТНК-Нягань	ВН
Газопровод КСП-23-КСП-6	Газопровод ДНС-1 Северо-Хохряковского месторождения - Бахиловская КС	Реконструкция ДНС-4	Строительство газопоршневой электростанции на ЦПС
Газопровод низкого давления ДНС-19-точка врезки	Газопровод ДНС-2 - т.вр, ДНС-1 - ВКС1,2	Реконструкция ДНУ - 9	-
Газопровод низкого давления КСП-9-точка врезки	Компрессорная станция ВКЕ	Реконструкция ДНС-30	-
		Реконструкция ДНУ-1(установка	-

		подогрева жидкости) , Каменное	
		Реконструкция ДНС 32 Талинского м.р.	
		Реконструкция Газопровода ДНС-24- кр. узел № 10	
		Реконструкция Газопровода ДНС-12-т.вр.20	
		ПИР Газопровода ДНС-1 - ЦПС "Южный с компрессорной станцией	
		Реконструкция ДНУ-1 (УПСВ) Кам.	
		Реконструкция Котельная на ДНУ-1Кам	
		Строительство ПС 110/35/6 кВ "Каменная"	
		Реконструкция ДНС-4	

Мероприятия по проекту, выполненные в 2007 году

СНГ	ВНГ	ТНК-Нягань	ВН
Газопровод низкого давления КСП-16-БГПЗ	Строительство вакуумной компрессорной станции (СХ м.р.)	Реконструкция газопровода т.вр.ДНС27(кр.уз.№ 19) - т.вр.ДНС24(кр.уз.№ 17)	

Газопровод низкого давления ДНС-32-КСП-24	Вакуумная компрессорная установка с ШФЛУ (ВКЕ м.р.)	Реконструкция ДНС-4	-
Газопровод низкого давления КСП-10-КСП-16	Компрессорная станция Бахиловская	Реконструкция ДНС-32	-
	Газопровод ДНС-1 С/Х месторождения – Бахиловская КС	Реконструкция газопровода ДНС-17 - т.вр. 12	-
		Реконструкция Газопровода ДНС-24 - кр. узел № 10	
		Реконструкция котельной ДНС-10	

Мероприятия по проекту, выполненные в 2008 году

СНГ	ВНГ	ТНК-Нягань	ВН
Реконструкция УДС-2, производительностью 300 тыс. нм3.	Компрессорная станция Бах.	Реконструкция газопровода т.вр.ДНС27(кр.уз.№ 19) - т.вр.ДНС24(кр.уз.№ 17)	Газокомпрессорная станция ВКС на ДНС
Газопровод низкого давления КСП-10-КСП-16	Строительство вакуумной компрессорной станции (СХ м.р.)	Реконструкция ДНС 3 ЕЕ	Блок-бокс станции ВКС на ДНС

Газопровод низкого давления КСП-16-БГПЗ	Строительство газопровода ДНС-1 С/Х - Бахиловская КС протяженностью 50 км (газовый проект)	Реконструкция ЦТП "Красноленинский" замена ПТБ	-
		Реконструкция газопровода ДНС-27 - кр.уз.№19	
		Реконструкция газопровода т.вр.ДНС-27(кр.уз.№19) - т.вр.ДНС-24 (кр.уз.№17)	
		Реконструкция газопровода ДНС-24 - кр. узел № 10	
		Реконструкция котельной ЦТП "Красноленинский"	

Мероприятия по проекту, выполненные в 2009 году

СНГ	ВНГ	ТНК-Нягань	ВН
Газопровод низкого давления КСП-10-КСП-16	Вакуумная компрессорная установка (ВКЕ м.р.)	Реконструкция газопровода т.вр.ДНС27(кр.уз.№ 19) - т.вр.ДНС24(кр.уз.№ 17)	-

Газопровод низкого давления КСП-16-БГПЗ	Компрессорная станция Бах.	Реконструкция ДНС 24	-
Газопровод ЦПС Ершовое - БГПЗ. инв.№ L70000773		Модернизация печи ПТБ на ЦПС Южный - 3 шт.	-
Техническое перевооружение газопровода КСП-14 - БГПЗ инв.№ L 3741		Реконструкция ЦПС "Талинский"	-
Газопровод КСП-5-КСП-6		Реконструкция котельной ЦТП	
		Реконструкция котельной ДНС-27	
		Реконструкция УПСВ ДНС-1	
		Узлы сбора газового конденсата - реконструкция	

Мероприятия по проекту, выполненные в 2010 году

СНГ	ВНГ	ТНК-Нягань	ВН
Реконструкция УДС-2	Компрессорная станция Бахиловская	Реконструкция газопровода т.вр ДНС28(т.вр.31А) - т.вр ДНС27(т.вр.1)	-

Газопровод низкого давления ДНС-1 - ДНС-2 (УДС-1)	Строительство газопровода ДНС-1 С/Х - Бахиловская КС протяженностью 50 км	Газопровод реконструкция ДНС-28-т.вр.ДНС-28(т.вр.31А)	-
Газопровод низкого давления ДНС-1 - ДНС-2 (УДС-1). Подключение к ДНС-28	Вакуумная компрессорная установка с ШФЛУ (ВКЕ м.р.)	Реконструкция ДНС 24	-
	Строительство газопровода КС Бахиловская - ДНС Верхне-Колик-Еганскогом.р.	Газопровод реконструкция ЦПС «Южный» - т.вр3	-
		Реконструкция котельной ДНС-27	
		Реконструкция УПСВ ДНС-1	
		Газопр. т.вр.ДНС-2 ЕЕ-ЦТП Красноленинский	
		ГТЭС (1 этап)	

Мероприятия по проекту, выполненные в 2011 году

СНГ	ВНГ	ТНК-Нягань	ВН
Газопровод низкого	Строительство	Реконструкция	-

давления КСП-16-БГПЗ	вакуумной компрессорной станции компримирования попутного газа низких ступеней сепарации Верхнеколик-Еганского месторождения	газопровода ДНС-2 - ДНС-3	
Газопровод низкого давления. ДНС-1 – ДНС-2	Строительство участка газопровода «ДНС Вернеколик-Еганского м/рождения ÷ КС «Бахиловская», от ПК 162+65 до ПК 299+65	Реконструкция газопровода ДНС 9 - кр.уз.№13	-
	Обустройство Верхнеколик-Еганского месторождения. Реконструкция газопровода "ДНС-1-КС Бахиловская". Монтаж узла вывода конденсата	Реконструкция ДНС 24	-
		Реконструкция ДНС-9, ДНС-10 (площадки метанольницы)	
		Реконструкция газопровода т.вр.ДНС-30 - т.вр.ДНС-28	
		Реконструкция газопровода ЦПС «Южный» - т.вр3	
		Реконструкция газопровода т.вр. ДНС-5 - т.вр. ДНС-	

		31	
		Реконструкция газопровода ДНС-32 - т.вр. 33	
		Строительство Газопровода т.вр.ДНС-2 - ЦТП	
		Реконструкция Котельной ЦПС "Южный"	
		Строительство ГТЭС - 1 этап (24МВ)	
		Строительство ГТЭС - 2 этап (48МВ)	
		Строительство газопровода ДНС-2 - ДНС-3	
		Строительство газопровода ДНС-2 - т.вр. ДНС-2	
		Строительство газопровода ДНС-3 - т.вр.	
		Реконструкция газопровода ДНС-9 - кр.у. №13	

Мероприятия по проекту, которые будут выполнены в 2012 году

СНГ	ВНГ	ТНК-Нягань	ВН
Газопровод низкого давления КСП-16-БГПЗ	Газовая ГТЭС на Верхне-Колик Еганском месторождении	-	-

Газопровод низкого давления. Перемычка между УДС-14 и газопроводом "УДС-4-КСП-5" инв."№ L3724	Строительство вакуумной компрессорной станции компримирования попутного газа низких ступеней сепарации Верхнеколик-Еганского месторождения	-	-
-	Строительство участка газопровода «ДНС Вернеколик-Еганского м/рождения ÷ КС «Бахиловская», от ПК 162+65 до ПК 299+65	-	-
-	Обустройство Верхнеколик-Еганского месторождения. Реконструкция газопровода "ДНС-1-КС Бахиловская". Монтажузлавыводаконденсата	-	-

Таким образом, улавливание и подача ПНГ в газопровод с транспортировкой на ГПЗ для полезного использования позволит уменьшить факельное сжигание ПНГ и предотвратить выбросы парниковых газов, включая CO_2 (диоксид углерода) иCH_4 (метан).

А.5. Период мониторинга

С 01.01.2008 по 30.06.2012

А.6. Сокращения выбросов парниковых газов

Сокращения выбросов парниковых газов за рассматриваемый период составляют **77 378 723** тонн CO2 эквивалента.

А.7 Информация об утверждении проекта Сторонами

Проект утверждение обеими Сторонами: Российской Федерацией (Принимающая Сторона) и Швейцарской Конфедерацией.

Российская Федерация утвердила проект Постановлением Министерства Экономического Развития № 277 от 16.05. 2012. Письмо удобрения от Швейцарской Конфедерации вышло 29.06.2012.

А.8. Контактные лица
CARBONTRUST LIMITED– (Кипр);

Контактные данные:

Директор Иоланта Нармонтайте
Тел. + 357 2267 4949
Факс + 357 2266 6780

CARBONTRUST LIMITED не является участником проекта.

РАЗДЕЛ Б. Организация мониторинга сокращений выбросов

В.1. Операционно-управленческая структура мониторинга

Сбор данных для мониторинга

Структура плана мониторинга сокращений при реализации Проекта адаптирована к существующей системе учёта и отчётности в ТНК-ВР.

Необходимая для расчета сокращений выбросов парниковых газов информация собирается так, как это обычно делается на местах добычи в проектных компаниях, поэтому для мониторинга не требуется никакой иной дополнительной информации. План мониторинга основан на общероссийском стандарте ГОСТ Р «Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерения количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования» и корпоративной автоматизированной программе «Качество системы измерения газа» и «Система сбора и обработки информации».

Все необходимые данные находятся под наблюдением, что является обычной, повседневной практикой: данные от датчиков контрольных точек мониторинга, включая количества поставляемого ПНГ и данные по составу ПНГ, передаются на автоматизированные приборы учета, и одновременно автоматически фиксируются в электронную базу данных АРМ, а также отражаются в диспетчерских проектных компаний.

Контрольные точки мониторинга

1. Определение количеств ПНГ, поставляемого на ГПЗ.

Количества поставляемого ПНГ определяются путём снятия показаний на коммерческих измерительных комплексах (КИК), принадлежащих газоперерабатывающим комплексам и установленных на узлах учёта газа (УУГ).

ПНГ поступающий от следующих компаний	Принадлежность КИК/место установки	Позиция на технологической схеме
СНГ	УУГ Нижневартовской ГПК	F-C2H4
		F-C2H7
		F-C2H9
		F-C2H6 F-C2H8
		F-C3H7
		F-C3H9
	УУГ Белозерной ГПК	1/1 FE-001
		1/2 FE-001
ВНГ	УУГ Нижневартовский ГПК	F-C3H3
		F-C3H11
		F-C3H12
	УУГ Бахиловской КС	FE-3103
	УУГ КС 3 Варьёганского ГПП	FE 501A
ТНК-Нягань	УУГ ОАО «Няганьгазпереработка»	501-2ИТ1 501-2 ИТ2

ВН	УУГ Тюменской КС	F-510

2. Определение компонентного состава ПНГ

Компонентный состав ПНГ определятся химическими лабораториями, аккредитованными в системе аккредитации аналитических лабораторий (центров). Компонентные составы определяются на хроматографах при помощи анализа проб отбора газов. В следующей таблице представлена информация о химических лабораториях, ведущих мониторинг состава ПНГ, по каждой компании.

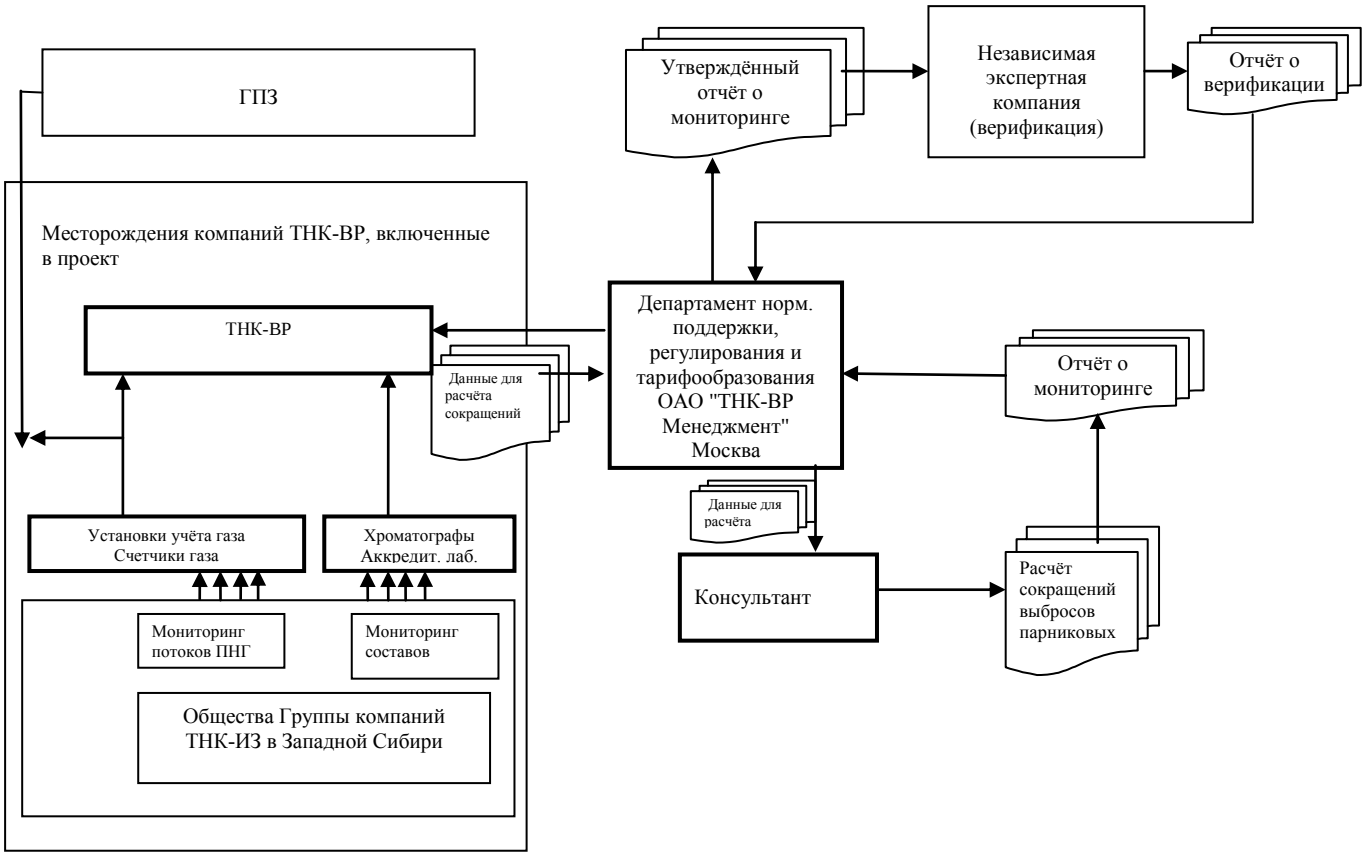
Компания	Лаборатория	Аттестат аккредитации
СНГ	Аккредитованная независимая физико-химическая лаборатория ОАО Самотлорнефтегаз	№ RU.0001.512886
ВНГ	Аккредитованная независимая физико-химическая лаборатория, ОАО Самотлорнефтегаз	№ RU.0001.512886
ВН	Аккредитованная независимая физико-химическая лаборатория, аттестат № RU.0001.512886 «ОАО Самотлорнефтегаз»	№ RU.0001.512886
ТНК-Нягань	Химическая лаборатория ООО "Няганьгазпереработка"	№ РОСС RU.0001.513918

Обработка данных

Данные по количеству утилизируемого ПНГ и компонентному составу ежемесячно передаются от каждой компании в Департамент нормативной поддержки, регулирования и тарифообразования ОАО «ТНК-ВР Менеджмент», расположенный в г. Москве, по электронной почте.

Данный департамент проводит внутренний аудит предоставляемых данных на предмет неверного составления и наличию ошибок. Далее присланные данные представляются внешнему консультанту для расчёта сокращений и подготовки отчёта о мониторинге сокращений выбросов парниковых газов.

Подготовленный отчёт о мониторинге внешний консультант направляет по электронной почте в Департамент для утверждения. Утвержденный годовой отчет подается в независимую экспертную компанию для проведения верификации достигнутых сокращений выбросов за мониторируемый период. Графически структура мониторинга сокращений при реализации проекта выглядит следующим образом.



Хранение данных по мониторингу в ОАО «ТНК-ВР Менеджмент» будет производиться в электронной форме на сетевых ресурсах. Данные по мониторингу будут храниться в течении двух лет после окончания кредитного периода.

Б.2. Планируемые изменения и корректировки в одобренный план-мониторинг

Никаких изменений в план мониторинга не было произведено.

Б.3. Данные, используемые в мониторинге

Б.3.1. Данные, которые должны собираться для наблюдения за выбросами от проекта, и как эти данные будут архивироваться:								
ИД номер	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), подсчитанный (п), оцененный (о)	Частота проведения регистрационных записей	Доля мониторируемых данных	Способ хранения (электронный/ на бумажном носителе)	Комментарий
$M1_{SNG_NiGPP}$	*Объём ПНГ, отправляемый с месторождений ОАО «СНГ» на Нижневартовский ГПК*	*Узлы коммерческого учёта газа*	*Тыс. м3*	*и*	*Ежемесячно*	*100%*	*На электронном и носителе*	*Узлы коммерческого учёта располагаются на УУГ НиГПК на следующих позициях: F-C2H7; F-C2H9; F-C2H6; F-C2H8; F-C3H7; F-C3H9.*
$M1_{SNG_BGPP}$	*Объём ПНГ, отправляемый с месторождений ОАО «СНГ» на Белозерный ГПК*	*Узлы коммерческого учёта газа*	*Тыс. м3*	*и*	*Ежемесячно*	*100%*	*На электронном носителе*	*Узлы коммерческого учёта располагаются на УУГ БГПК на следующих позициях: 1/1 FE-001 1/2 FE-001*
$M1_{VNG_NiGPP}$	*Объём ПНГ, отправляемый с месторождений ОАО «ВНГ» на Нижневартовский ГПК*	*Узлы коммерческого учёта газа*	*Тыс. м3*	*и*	*Ежемесячно*	*100%*	*На электронном носителе*	*Узлы коммерческого учёта располагаются на УУГ НиГПК на следующих*

								позициях: F-C3H3; F-C3H11; F-C3H12.
$M1_{VNG_BCS}$	*Объём ПНГ, отправляемый с месторождений ОАО «ВНГ» на УУГ Бахиловской КС*	*Узлы коммерческого учёта газа*	*Тыс. м3*	*и*	*Ежемесячно*	*100%*	*На электронном носителе*	*Узлы коммерческого учёта располагаются на УУГ Бахиловской КС на позиции: FE-3103*
$M1_{VNG_CS\text{-}3}$	*Объём ПНГ, отправляемый с месторождений ОАО «ВНГ» на УУГ КС-3 Варьёганского ГПП*	*Узлы коммерческого учёта газа*	*Тыс. м3*	*и*	*Ежемесячно*	*100%*	*На электронном носителе*	*Узлы коммерческого учёта располагаются на УУГ КС-3 Варьёганского на позиции: FE-501*
$M1_{TNK\text{-}NG_BGPP}$	*Объём ПНГ, отправляемый с месторождений ОАО «ТНК-Нягань» на ОАО «Няганьгазпереработка»*	*Узлы коммерческого учёта газа*	*Тыс. м3*	*и*	*Ежемесячно*	*100%*	*На электронном носителе*	*Узлы коммерческого учёта располагаются на УУГ НяГПК на следующих позициях: 501-2ИТ1 501-2ИТ2*
$M1_{VN_TCS}$	*Объём ПНГ, отправляемый с месторождений ООО «ВН» на УУГ Тюменской КС*	*Узел коммерческого учёта газа*	*Тыс. м3*	*и*	*Ежемесячно*	*100%*	*На электронном носителе*	*Узлы коммерческого учёта располагаются на УУГ ТКС на позиции F-*

								510.
$M2_{SNG}$	*Среднегодовой компонентный состав ПНГ, отправляемого с месторождений ОАО «СНГ»*	*Газовый хроматограф*	*% об.*	*и*	*ежемесячно*	*100%*	*в электронном виде*	*Усреднение компонентного состава проводится на основе ежемесячного анализа проб отбора ПНГ.*
$M2_{VNG}$	*Среднегодовой компонентный состав ПНГ, отправляемого с месторождений ОАО «ВНГ»*	*Газовый хроматограф*	*% об.*	*и*	*ежемесячно*	*100%*	*в электронном виде*	*Усреднение компонентного состава проводится на основе ежемесячного анализа проб отбора ПНГ.*
$M2_{VN}$	*Среднегодовой компонентный состав ПНГ, отправляемого с месторождений ООО «ВН»*	*Газовый хроматограф*	*% об.*	*и*	*ежемесячно*	*100%*	*в электронном виде*	*Усреднение компонентного состава проводится на основе ежемесячного анализа проб отбора ПНГ.*
$M2_{TNK-NG}$	*Среднегодовой компонентный состав ПНГ, отправляемого с месторождений ОАО «ТНК-ВН»*	*Газовый хроматограф*	*% об.*	*и*	*ежемесячно*	*100%*	*в электронном виде*	*Усреднение компонентного состава проводится на основе ежемесячного анализа проб отбора ПНГ.*
Показатели, которые не мониторятся в течении кредитного периода, но детерминируются только один раз								
GWP_{CH4}	*Потенциал глобального потепления*	Decision 2/CP.3 http://unfccc.int/resource/docs/cop3/07a01.pdf#page=31	*mCO_2/ mCH_4*	*о*	*Один раз*	*100%*	*Электронный*	*21 mCO_2/mCH_4*

	метана	*Climate Change 1995, The Science of Climate Change: Summary for Policymakers and Technical Summary of the Working Group I Report, page 22. http://unfccc.int/ghg_data/items/3825.php*						
EF_{grid}	*Коэффициент выбросов ПГ при производстве электроэнергии в ОЭС Урала*	*Исследование исходных условий. ЕБРР. 09.09.2010. Таблица 5-2.*	*тCO_2/ МВтч*	*о*	*Один раз*	*100 %*	*Бумажный/электронный*	*2008-0,631; 2009-0,631; 2010-0,638; 2011-0,668; 2012-0,712.*
E_{tr}	*Коэффициент МГЭИК для газотранспортных операций*	*Emission value is presented in 2006 IPCC Guidelines For National Greenhouse Gas Inventories, volume 2, chapter 4, table 4.2.5.*	*ГгСН4/млн.м3*	*о*	*Один раз*	*100%*	*Электронный*	*0,0011 ГгСН4/млн.м3*
E_p	*Коэффициент МГЭИК для процессинговых операций*	*Emission value is presented in 2006 IPCC Guidelines For National Greenhouse Gas Inventories, volume 2, chapter 4, table 4.2.5.*	*ГгСН4/млн.м3*	*о*	*Один раз*	*100%*	*Электронный*	*0,0011 ГгСН4/млн.м3*

Б.3.2. Данные необходимые для определения исходных выбросов антропогенных выбросов парниковых газов по источникам в рамках границ проекта, и каким образом эти данные будут собираться и храниться:								
ИД номер *(Пожалуйста, используйте номера с целью облегчения использования перекрестных ссылок с D.2)*	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), подсчитанный (п), оцененный (о)	Частота проведения регистрационных записей	Доля мониторируемых данных	Способ хранения (электронный/ на бумажном носителе)	Комментарий
Не измеряются во время кредитного периода, значение детерминируется только один раз и используется в течение всего кредитного периода.								

ρ_{CH4}	*Плотность метана (CH4) при стандартных условиях*	*Тепловой расчет котлов (Нормативный метод), НПО ЦКТИ, Санкт-Петербург, 1998*	*кг/м^3*	*о*	*Один раз*	*100%*	*Электронная*	*0.668 кг/м^3*
Nc_{CH4}, $\sum j Nc_{VOCj}$	*Количество молей углерода в моле метана и ЛОС соответственно*	*IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006 – Volume 2: Energy, Chapter 4: Fugitive Emissions, p. 4.45*	*Моль*	*о*	*Один раз*	*100%*	*Электронная*	$n_{C,CH4} = 1$; $n_{C,C2H6} = 2$; $n_{C,C3H8} = 3$; $n_{C,C4H10} = 4$; $n_{C,C5H12} = 5$; $n_{C,C6H14} = 6$; $n_{C,CO2} = 1$; $n_{C,N2} = 0$; $n_{C,O2} = 0$; $n_{C,He} = 0$.
ρ_{CO2}	*Плотность CO2 при стандартных условиях*	*Тепловой расчет котлов (Нормативный метод), НПО ЦКТИ, Санкт-Петербург, 1998*	*кг/м^3*	*о*	*Один раз*	*100%*	*Электронный*	*эквивалентно 1.842 кг/м^3*

GWP_{CH4}	*Потенциал глобального потепления метана*	*Decision 2/CP.3 http://unfccc.int/resource/docs/cop3/07a01.pdf#page=31 Climate Change 1995, The Science of Climate Change: Summary for Policymakers and Technical Summary of the Working Group I Report, page 22. http://unfccc.int/ghg_data/items/3825.php*	*mCO_2/mCH_4*	*о*	*Один раз*	*100%*	*Электронный*	*21 mCO_2/mCH_4*

Б.3.3. Там, где применимо, пожалуйста, опешите данные и род информации, которые будут собираться для осуществления мониторинга эффекта утечек по проекту:								
ИД номер *(Пожалуйста, используйте номера с целью облегчения использования перекрестных ссылок с D.2)*	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), подсчитанный (п), оцененный (о)	Частота проведения регистрационных записей	Доля монитори-руемых данных	Способ хранения (электронный/ на бумажном носителе)	Комментарий
Не измеряются во время кредитного периода, значение детерминируется только один раз и используется в течение всего кредитного периода								
$V_{GPP\ APG}$	*Выход сухого газа на ГПЗ при процессинге ПНГ*	*Данные техни-ческих отчётов ГПЗ (Нижневартовского /Белоозерного)*	*%*	*п*	*ежегодно*	*100%*	*В электронном виде*	
EFgrid	*Коэффициент*	*Исследование*	*mCO2/*	*о*	*Один раз*	*100%*	*В электронном*	*2008-0,631;*

	выбросов ПГ при производстве электроэнергии в ОЭС Урала	*исходных условий. ЕБРР. 09.09.2010. Таблица 5-2.*	*МВтч*				*виде*	*2009-0,631; 2010-0,638; 2011-0,668; 2012-0,712.*
SEC_{gpp}	*Удельный расход электроэнергии во время переработки ПНГ на ГПЗ*	*Используется значение из детерминированной проектной документации*	*кВтч/тыс. м3*	*о*	*Один раз*	*100%*	*В электронном виде*	*За период 2008-2012 эти значения приняты ка константа, поскольку они известны.*
E_{proc}	*Доля потерь во время переработки ПНГ на ГПЗ*	*Используется значение из детерминированной проектной документации*	*%*	*о*	*Один раз*	*100%*	*В электронном виде*	*За период 2008-2012 эти значения приняты ка константа, поскольку они известны.*
ρ_{CO2}	*Плотность CO2 при стандартных условиях*	*Тепловой расчет котлов (Нормативный метод), НПО ЦКТИ, Санкт-Петербург, 1998*	*кг/м^3*	*о*	*Один раз*	*100%*	*В электронном виде*	*эквивалентно 1.842 кг/м^3*
ρ_{CH4}	*Плотность метана (CH4) при стандартных условиях*	*Тепловой расчет котлов (Нормативный метод), НПО ЦКТИ, Санкт-Петербург, 1998*	*кг/м^3*	*о*	*Один раз*	*100%*	*В электронном виде*	*0.668 кг/м^3*
$EF_{NG\ prod}$	*Доля потерь природного газа*	*Годовой отчёт ОАО*	*%*	*о*	*один раз*	*100%*	*В электронном виде*	$EF_{NG\ prod\ 2008}$ – *0.00070*

	во время его производства	*«Газпром»*						$EF_{NG\ prod\ 2009}$ – *0.00052* $EF_{NG\ prod\ 2010}$ – *0.00029* $EF_{NG\ prod\ 2011}$ – *0.00029* $EF_{NG\ prod\ 2012}$ – *0.00029*
$\boldsymbol{SEC_p}$	*Удельный расход электроэнергии на компримирование и переработку на установках комплексной подготовки газа (УКПГ) Газпром*	*Данное значение принимается из прошедшего детерминацию проекта СО «Полезная утилизация ПНГ на Ярайнерском нефтяном месторождении ОАО «Газпромнефть-Ноябрьснефтегаз»*	*кВтч/тыс. м3*	*О*	*Один раз*	*100%*	*В электронном виде*	*475 кВтч/тыс. м3*
$\boldsymbol{NCV_{NG}}$	*Низшая теплота сгорания природного газа*	*ГОСТ 5542-87*	*Ккал/м3*	*о*	*Детерминируется раз*	*100%*	*В электронном виде*	*7600 ккал/м3*

РАЗДЕЛ В. Расчёт сокращений выбросов парниковых газов

В.1. Описание формул, используемых для оценки проектных выбросов (для каждогогаза, источника итд; в единицах CO2эквивалента):
>>

Выбросы парниковых газов по проекту от потребления электроэнергии на КС и газопроводах, а также от физических потерь метана при компримировании и транспортировке ПНГ.

$$PE=(E_{tr}*FC_{APG_PJ}*1000*W_{CH4,av}*GWP_{CH4})+(E_p*FC_{APG_PJ}*1000*W_{CH4,av}*GWP_{CH4})+((EC_c*EFgrid) \quad (1)$$

PE– проектные эмиссии при потреблении электроэнергии , а также от физических потерь метана при компримировании и транспортировке ПНГ на утилизацию, тCO2

FC_{APG_PJ} – объём ПНГ, транспортируемый по проекту по новым газопроводам на ГПЗ и другим потребителям, тыс. $м^3$,

E_{tr}–коэффициент МГЭИК для газотранспортных операций (значение эмиссии при транспорте природного газа принимаемое по умолчанию и представленное в Руководстве МГЭИК по проведению национальных инвентаризаций парниковых газов, том 2, глава 4, таблица 4.2.5.)

E_p–коэффициент МГЭИК для процессинговых операций (значение эмиссии при транспорте природного газа принимаемое по умолчанию и представленное в Руководстве МГЭИК по проведению национальных инвентаризаций парниковых газов, том 2, глава 4, таблица 4.2.5.)

$W_{CH4,av}$ –среднегодовое значение объёмной доли метана в i-ПНГ на i-ом месторождении (на основании протоколов газового анализа).

ρ_{CH4}– плотностьметанаCH4 при стандартных условиях 0.668 кг/$м^3$

GWP_{CH4} – показатель глобального потепления для метана 21тCO_2/тCH_4

EC_c – удельный коэффициент потребления электроэнергии при компримировании ПНГ на ВКС, кВтч/тыс.м3

EFgrid– коэффициент выбросов при потреблении электроэнергии из сети, тCO2/МВтч

$$FC_{APG_PJ} = (FC_{APG_GPP} - FC_{APG_users}) - FChis_{APG\ max} \quad (2)$$

FC_{APG_GPP} общий объём, транспортируемый на переработку на ГПЗ с проектных месторождений, тыс. $м^3$;

FC_{APG_users} – объём ПНГ, транспортируемый для утилизации сторонним потребителям с проектных месторождений, тыс. $м^3$;

$FChis_{APG\ max}$ - исторический объём ПНГ, отправляемый на утилизацию с проектных месторождений. Расчётный консервативный параметр определяемый как максимальное значение поставленного на утилизацию ПНГ в период 2000-2003 (для СНГ и ТНК-Нягань). Для ВН и ВНГ принимается значение равное объёму ПНГ, отправленному на утилизацию в 2003 году.

$$EC_c = iSEC_{APG} * FC_{APG_PJ} \quad (3)$$

$iSEC_{APG}$ – удельный расход электроэнергии на ВКС во время компримирования ПНГ в рамках проектной деятельности, кВтч/тыс. м3. Ежегодное значение этого параметра предоставляется оператором ТНК-ВР.

B.2 Расчет проектных выбросов

B.2.1. Проектные выбросы при компримировании и транспортировке ПНГ с Самотлорского месторождения (ОАО «СНГ»)

Выбросы CO_2 при физических утечках метана при компримировании ПНГ

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Проектные выбросы при компримировании ПНГ	$PEpr_{_SNG}$	тCO2	55 803	71 877	74 031	74 900	36 046

Выбросы CO_2 при физических утечках метана при транспортировке ПНГ in 2008-2012

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Проектные выбросы при транспортировке ПНГ	$PEt_{_SNG}$	ГгCH4/млн $м^3$	55 803	71 877	74 031	74 900	36 046

Выбросы CO_2 при потреблении электроэнергии из энергосети

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Проектные выбросы при потреблении электроэнергии	PE_{CS_SNG}	tCO2	208 222	268 199	279 302	295 867	151 764

Общие проектные выбросы при компримировании и транспортировке ПНГ с Самотлорского месторождения в 2008- I-е полугодие 2012

Общие проектные выбросы (СНГ)	$PE_{_SNG}$	tCO2e	319 828	411 953	427 365	445 667	223 855

B.2.2. Проектные выбросы при компримировании и транспортировке ПНГ с месторождений ОАО «ВНГ»

Выбросы CO_2 при физических утечках метана при компримировании

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012

Проектные выбросы при компримировании ПНГ	PEpr	tCO2	13 570	11 833	16 140	20 470	14 119

Выбросы CO_2 при физических утечках метана при транспортировке ПНГ

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Проектные выбросы при транспортировке ПНГ	PEt	tCO_2	13 570	11 833	16 140	20 470	14 119

Выбросы CO_2 при потреблении электроэнергии из энергосети

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Проектные выбросы при потреблении электроэнергии	PEcs	tCO2	0	96 293	138 637	417 909	119 243

Общие проектные выбросы при компримировании и транспортировке ПНГ с месторождений ВНГ в 2008- I-е полугодие 2012

Общие проектные выбросы (ВНГ)	PE_VNG	tCO2e	27 140	119 960	170 918	458 849	147 482

В.2.3. Проектные выбросы при компримировании и транспортировке ПНГ с месторождений ООО «СП ВН»

Выбросы CO_2 при физических утечках метана при компримировании

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Проектные выбросы при компримировании ПНГ	PEpr	tCO2	0	0	829	7 133	5 842

Выбросы CO_2 при физических утечках метана при транспортировке ПНГ

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012

Проектные выбросы при транспортировке ПНГ	PEt	tCO_2	0	0	829	7 133	5 842

Выбросы CO_2 при потреблении электроэнергии из энергосети

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Проектные выбросы при потреблении электроэнергии	PEcs	tCO2	0	0	0	0	30 793

Общие проектные выбросы при компримировании и транспортировке ПНГ с месторождений ВН в 2008- I-е полугодие 2012

Общие проектные выбросы (ВН)	$PE_{_VN}$	tCO2e	0	0	1 658	14 266	42 478

В.2.4. Проектные выбросы при компримировании и транспортировке ПНГ с месторождений ОАО «ТНК-Нягань»

Выбросы CO_2 при физических утечках метана при компримировании

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Проектные выбросы при компримировании ПНГ	PEpr	tCO2	7 955	10 154	11 532	11 526	7 307

Выбросы CO_2 при физических утечках метана при транспортировке ПНГ

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Проектные выбросы при транспортировке ПНГ	PEt	tCO_2	7 955	10 154	11 532	11 526	7 307

Выбросы CO_2 при потреблении электроэнергии из энергосети

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012

Проектные выбросы при потреблении электроэнергии	PEcs	tCO2	0	0	0	0	0

Общие проектные выбросы при компримировании и транспортировке ПНГ с месторождений ТНК-Нягань в 2008- I-е полугодие 2012

Общие проектные выбросы (ТНК-Нягань)	$PE_{_TNK\text{-}Nyagan}$	tCO2e	15 910	20 308	23 064	23 053	14 613

B.2.5. Общие проектные выбросы при компримировании и транспортировке ПНГ с месторождений ОАО «ТНК»

Показатель	Обозначение	Ед. изм	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Проектные выбросы_SNG	$PE_{_SNG}$	tCO2e	319 828	411 953	427 365	445 667	223 855
Проектные выбросы_VNG	$PE_{_VNG}$	tCO2e	27 140	119 960	170 918	458 849	147 482
Проектные выбросы_ТНК-Нягань	$PE_{_TNK\text{-}Nyagan}$	tCO2e	15 910	20 308	23 064	23 053	14 613
Проектные выбросы_ВН	$PE_{_BH}$		0	0	1 658	14 266	42 478
Общие проектные выбросы	PE	tCO2e	362 877	552 221	623 005	941 835	428 429

B.3. Описание формул, используемых для оценки выбросов при исходных условиях:

>>

Выбросы парниковых газов при исходных условиях от сжигания ПНГ на проектных месторождениях:

$$BE = FC_{APG_PJ}*(EF_{CO2,APGi} + EF_{CH4,Fi}) \qquad (4)$$

BE –выбросы исходных условий, $тCO_2$.
FC_{APG_PJ} – объём ПНГ, транспортируемый по проекту по новым газопроводам на ГПЗ и другим потребителям, тыс. $м^3$,
$EF_{CO2,APGi,}$ - среднегодовое значение коэффициента выбросов CO2 во время сжигания ПНГ на i-ЦПС, тCO2/тыс. м3;
$EF_{CH4,Fi}$ - среднегодовое значение коэффициента выбросов CH4 во время сжигания ПНГ на i-ЦПС, тCO2/тыс. м3;

$$EF_{CO2,APGi} = (W_{CO2} +(NC_{CH4}*W_{CH4}+ \sum_j NC_{VOCj} *W_{VOC\,i}))*\rho_{CO2}*OXID \qquad (5)$$

$W_{CO2,}$ **W**y_{CH4} W_{VOC} среднегодовые объёмные доли углерода, метана и летучих органических соединений (ЛОС) в ПНГ с месторождений (источник информации – протокол газового анализа).

$Nc_{CH4,}$ $\sum$**j**Nc_{VOCj} – количество молей углерода в моле метана и ЛОС соответственно ($\sum$**j**Nc_{VOCj} где j удельный компонент ЛОС.)
ρCO_2–плотностьCO_2при 20°С равный 1.842 кг/м3.
FE –эффективность сжигания ПНГ на факеле равен 0.98

В связи с неполным сжиганием, часть ПНГ выбрасывается в атмосферу не окисляясь. Методика МГЭИК определяет эффективность такого недожога равную 2%, что вызывает выбросы метана в атмосферу. Коэффициентэмиссииметанав пересчёте в СО2 эквивалент определяется следующим образом:

$$\mathbf{EF_{CH4,Fi} = W_{CH4,av}*\rho_{CH4}*(1\text{-}OXID)*GWP_{CH4}} \qquad (6)$$

$\mathbf{W_{CH4}}$ –среднегодовая объёмная доля метана в ПНГ с месторождений (источник информации – протокол газового анализа).
$\boldsymbol{\rho_{CH4}}$– плотность метана СН4 при стандартных условиях равен 0.668 кг/м^3

FE –эффективность факельного сжигания ПНГ равна 0,98

$\mathbf{GWP_{CH4}}$ – показатель глобального потепления метана равен 21 тCO_2/тCH_4

<u>В.2.1. Расчёт выбросов при исходных условиях</u>

С.2.1.1.Выбросы при факельном сжигании ПНГ на Самотолорском месторождении (ОАО «СНГ»)

Выбросы СО2 при факельном сжигании

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Выбросы CO_2 при факельном сжигании ПНГ	**BE CO_{2,F_SNG}**	**tCO_2**	7 715 491	11 831 333	12 103 569	12 142 829	5 369 371

Выбросы СН4 вследствие недожога при факельном сжигании

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012

Выбросы CO_{2e} при неполном сгорании ПНГ на факеле	**BE CO_{2,F_SNG}**	**tCO_2**	462093	498383	530494	545817	290758

Общие выбросы при факельном сжигании на Самотлорском месторождении при исходных условиях

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Выбросы CO_2 при факельном сжигании ПНГ на месторождениях ОАО «СНГ»	BE CO_{2,F_VNG}	tCO_2	7 715 491	11 831 333	12 103 569	12 142 829	5 369 371
Выбросы CO_{2e} при неполном сгорании ПНГ на факеле	BE CO_{2,F_VNG}	tCO_2e	462093	498383	530494	545817	290758
Общие выбросы при исходных условиях_СНГ	$BE_{,F_SNG}$	tCO_2e	8 177 584	12 329 715	12 634 063	12 688 645	5 660 128

B.2.1.2. Выбросы при факельном сжигании ПНГ на месторождениях ОАО «ВНГ» (ОАО «ВНГ»)

Выбросы CO2 при факельном сжигании

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Выбросы CO_2 при факельном сжигании ПНГ на месторождениях ОАО ВНГ	BE CO_{2,F_VNG}	**tCO_2**	3 103 176	2 752 470	3 804 520	4 675 179	3 270 206

Выбросы CH4 вследствие недожога при факельном сжигании

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Выбросы CO_{2e} при неполном сгорании ПНГ на факеле	BE CO_{2e,F_VNG}	**tCO_2**	54 364	34 482	44 852	78 161	52 835

Общие выбросы при факельном сжигании на месторождениях ОАО «ВНГ» при исходных условиях

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Выбросы CO_2 при факельном сжигании ПНГ на месторождениях ОАО «ВНГ»	BE CO_{2,F_VNG}	tCO_2	3 103 176	2 752 470	3 804 520	4 675 179	3 270 206

Выбросы CO_{2e} при неполном сгорании ПНГ на факеле	BE $CO_2e_{,F_VNG}$	tCO_2e	54 364	34 482	44 852	78 161	52 835
Общие выбросы при исходных условиях_ВНГ	$BE_{,F_VNG}$	tCO_2e	3 157 540	2 786 953	3 849 372	4 753 340	3 323 041

В.2.1.3. Выбросы при факельном сжигании ПНГ на месторождениях ОАО «ТНК-Нягань»

Выбросы CO2 при факельном сжигании

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Выбросы CO_2 при факельном сжигании ПНГ на месторождениях ОАО «ТНК-Нягань»	BE $CO_{2,F_TNK\text{-}NG}$	tCO_2	1 816 495	2 307 045	2 602 440	2 632 870	1 688 252

Выбросы CH4 вследствие недожога при факельном сжигании

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Выбросы CO_{2e} при неполном сгорании ПНГ на факеле	BE $CH_{4,F_TNK\text{-}NG}$	tCO_2	31 891	39 350	44 751	45 297	28 794

Общие выбросы при факельном сжигании на месторождениях ОАО «ТНК-Нягань» при исходных условиях

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Выбросы CO_2 при факельном сжигании ПНГ на месторождениях ОАО «ТНК-Нягань»	BE $_{CO2,F_TNK\text{-}NG}$	tCO_2	1 816 495	2 307 045	2 602 440	2 632 870	1 688 252
Выбросы CO_{2e} при неполном сгорании ПНГ на факеле	$BE_{CH4,F_TNK\text{-}NG}$	tCO_2e	31 891	39 350	44 751	45 297	28 794
Общие выбросы при исходных условиях_ТНК-Нягань	$BE_{,F_TNK\text{-}NG}$	tCO_2e	1 848 386	2 346 395	2 647 191	2 678 168	1 717 046

В.2.1.4. Выбросы при факельном сжигании ПНГ на месторождениях ООО СП «ВН»

Выбросы CO2 при факельном сжигании

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Выбросы CO_2 при факельном сжигании ПНГ на месторождениях ООО СП «ВН»	BE CO_{2,F_VN}	**tCO_2**	0	0	180 431	1 607 307	1 266 400

Выбросы СН4 вследствие недожога при факельном сжигании

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Выбросы CO_{2e} при неполном сгорании ПНГ на факеле	BE_{CO2,F_VN}	**tCO_2**	0	0	3 807	30 625	26 272

Общие выбросы при факельном сжигании на месторождениях ОАО «ТНК-Нягань» при исходных условиях

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Выбросы CO_2 при факельном сжигании ПНГ на месторождениях ООО СП «ВН»”	BE $_{CO2,F_VN}$	tCO_2	0	0	180 431	1 607 307	1 266 400
Выбросы CO_{2e} при неполном сгорании ПНГ на факеле	BE_{CH4,F_VN}	tCO_2e	0	0	3 807	30 625	26 272
Общие выбросы при исходных условиях_ВН	$BE_{,F_VN}$	tCO_2e	0	0	184 238	1 637 932	1 292 672

В.3. Описание формул используемых для расчёта утечек:

Эффект утечек определяется как чистое изменение антропогенных выбросов за пределами границ проекта:

$$\mathbf{LE = LE_{BL} - L} \qquad (7)$$

LE_{BL} - утечки относящиеся к исходным условиям, тСО2е;

L - утечки вследствие реализации проектной деятельности, тСО2е.

Все проектные утечки рассчитываются последующей формуле:

$$\mathbf{L = L_{gppec} + L_p} \quad (8)$$

Утечки, связанные с расходом электроэнергии на ГПЗ при процессинговых операциях при переработке проектного объема ПНГ:

$$Lgppec = SEC_{gpp} * FC_{APG_PJ} * EFgrid \quad (9)$$

FC_{APG_PJ} – объём ПНГ, транспортируемый с КС на ГПЗ, тыс. $м^3$
SEC_{gpp}– средний удельный коэффициент потребления электроэнергии при процессинге ПНГ на ГПЗ, кВтч/тыс.$м^3$
EFgrid– коэффициент выбросов при потреблении электроэнергии из сети, тCO2/МВтч

Утечки, связанные с физическими потерями метана в процессе переработки проектного объема ПНГ на ГПЗ:

$$Lproc = E_{proc} * FC_{APG_PJ} * 1000 * W_{CH4,av} * \rho_{CH4} * GWP_{CH4} \quad (10)$$

FC_{APG_PJ} - объём ПНГ, транспортируемый с КС на ГПЗ, тыс. $м^3$
E_{proc} - доля потерь во время переработки ПНГ на ГПЗ, %
$W_{CH4,av}$ –средняя объемная доля метана в i-ПНГ на i-КС, протокол исследования газа.
ρCH4– плотность метана CH4 при стандартных условиях, принимается равной 0,668 кг/$м^3$
GWP_{CH4} – показатель глобального потепления для метана, принимается равным 21 т.CO_2/т.CH_4

Общие выбросы за пределами проектных границ, которые бы произошли в отсутствие проектной деятельности при исходных условиях:

$$LE_{BL} = LE_{NG,rec} + LE_{NG_GT} \quad (11)$$

$LE_{NG,rec}$– выбросы при добыче природного газа на газовых месторождениях, тCO2;

LE_{NG_GT}– выбросы при сжигании природного газа в газовых турбинах на установках комплексной подготовки газа (УКПГ) на газовых месторождениях ОАО «Газпром» при подготовке эквивалентного объёма природного газа к транспортировке, тCO2;

Выбросы при добыче природного газа

$$LE_{NG,rec} = FC_{APG_PJ} * V_{GPP\ APG} * EF_{NGprod} * GWP_{CH4} \quad (12)$$

FC_{APG_PJ} - объём ПНГ, транспортируемый с КС на ГПЗ, тыс. $м^3$;

$V_{GPP\ APG}$ – выход сухого газа на ГПЗ при процессинге ПНГ, %;

EF_{NGprod} – доля потерь природного газа во время его производства, представленная в годовом экологическом отчёте ОАО Газпром, %

Утечки при сжигании природного газа в газовых турбинах на УКПГ

$$LE_{NG\ GT} = (SFC_{GT} * FC_{APG_PJ} * V_{GPP\ APG} * EF_{CO2,GT})/lcom \quad (13)$$

SFC_{GT} удельный расход природного газа в современных газовых турбинах для компремирования и процессинга природного газа на УКПГ ОАО «Газпром», м3/тыс м3:

$$SFC_{GT} = ((SEC_p*C)/\acute{\varepsilon}_{modern\ GT})/NCV_{NG} \qquad (14)$$

SEC_p средний удельный расход электроэнергии на УКПГ Газпром при компремировании/процессинге при стандартной эффективности, кВтч/тыс. м3

C коэффициент перевода из кВтч в калории, 1кВтч=0,86*10^6 кал;

$\acute{\varepsilon}_{modernGT}$ эффективность современной газовой турбины, принятая равной 34% (это значение близко к эквивалентному тепловому КПД электрической системы Урала с коэффициентом эмиссии 0,606 тCO2/МВтч);

NCV_{NG}-низшая теплотворная способность природного газа (в соответствии с ГОСТ 5542-87), ккал/$м^3$

$EF_{CO2,GT}$– коэффициент выбросовCO_2 при сжигании природного газа в газовых турбинах на УКПГ , тCO_2/тыс. $м^3$

$$EF_{CO2,GT} = (W_{CO2\ ng} + (Nc_{CH4}*W_{CH4\ NG} + \sum Nc_{VOC}*W_{VOC\ NG}))*\rho_{CO2}*FE_{GT} \qquad (15)$$

$W_{CO2\ NG}$, $W_{CH4\ NG}$, $W_{VOC\ NG}$ – объёмная доля углерода, метана и ЛОС для природного газа при процессинге на УКПГ[1];

Nc_{CH4}, $\sum_j Nc_{VOCj}$– количество молей углерода в моле метана и ЛОС соответственно ($\sum_j Nc_{VOCj}$ где j удельный компонент ЛОС.)

ρ_{CO2}– плотность CO_2при 20°Сравно 1.842 кг/$м^3$.

FE_{GT} –эффективностьсжигания газа в газовых турбинах приравнивается к 1.

l_{com}- коэффициент корреляции при первом давлении создаваемом при работе газовой турбины (среднее давление природного газа в устье скважины 50ата- среднее давление ПНГ на первой ступени сепарации 4.5ата)

$$l_{com} = ((P_{2\,p}/P_{1\,ng})\text{^}((1{,}31-1)/1{,}31))-1\ ) / ((P_{2\,p}/P_{1apg})\text{^}((1{,}31-1)/1{,}31))-1) \qquad (16)$$

1,31 –адиабата метана (CH4)

$P_{2\,p}$- давление на входе в газопровод, 75ата (стандартное значение давление при транспортировке газа в ОАО Газпром)

$P_{1\,ng}$ – среднее давление природного газа в газовых скважинах месторождений большого Уренгоя (50 ата в 2008)[2]

$P_{1\,apg}$– среднее давление сепарации ПНГ на первой ступени сепарации на проектных месторождениях(4.5ата)[3].

<u>В.3.1. Расчёт выбросов при утечках</u>

---

[1]Типичный состав природного газа: 91,9% CH4, 0,58% CO2, 0,68% N2 and 6,84% ЛОС).Источник информации: IPCC 2006 ТОм 2, Глава 4, стр. 4.58, таблица. 4.2.4.
[2]http://www.indpg.ru/nefteservis/2008/04/20007.html. Table 1-Текущееустьевоедавление, ата
[3]Техническаядокументация по строительству проектного трубопровода и КС,ата

B.3.1.1. Утечки вследствие реализации проекта на Самотлорском месторождении (СНГ)

Утечки, связанные с расходом электроэнергии на ГПЗ при процессинговых операциях при переработке проектного объема ПНГ, поступившего из Самотлорского месторождения:

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Утечки, связанные с расходом электроэнергии на ГПЗ при процессинговых операциях при переработке проектного объема ПНГ	L_{GPP_SNG}	tCO_2	393 122	502 726	523 231	551 340	284 530

Утечки, связанные с физическими потерями метана в процессе переработки на ГПЗ проектного объема ПНГ, поступившего из Самотлорского месторождения:

Показатель	Обозначение	Единицы	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	I п/г **2012**
Утечки, связанные с физическими потерями метана в процессе переработки на ГПЗ проектного объема ПНГ	LE_{proc_SNG}	tCO_2e	109 430	140 305	116 738	116 122	73 091

Общие утечки вследствие реализации проекта на Самотлорском месторождении

Общие утечки вследствие реализации проекта _СНГ	LE_{SNG}	tCO_2e	502 552	643 031	639 970	667 462	357 621

Утечки, относящиеся к исходным условиям_СНГ

$LE_{NG,rec}$– выбросы СН4 при добыче природного газа на газовых месторождениях

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Выбросы CH_4 при добыче природного газа на газовых месторождениях	LE_{NG,rec_SNG}	tCO_2e	30 676	29 510	17 068	17 387	8 285

LE_{NG_GT}– выбросы при сжигании природного газа в газовых турбинах на установках комплексной подготовки газа (УКПГ) на газовых месторождениях ОАО «Газпром» при подготовке эквивалентного объёма природного газа к транспортировке

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Выбросы при сжигании природного газа в газовых турбинах на УПГ	$LE_{NG\ GT_SNG}$	tCO_2e	64 893	84 035	87 151	88 779	42 304

Общие утечки, относящиеся к базовым условиям_СНГ

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Общие утечки, относящиеся к базовым условиям _СНГ	LE_{BL_SNG}	tCO_2e	95 569	113 545	104 220	106 166	50 589

В.3.1.2. Утечки вследствие реализации проекта на месторождениях ОАО “ВНГ”

Утечки, связанные с расходом электроэнергии на ГПЗ при процессинговых операциях при переработке проектного объема ПНГ, поступившего из месторождений ОАО «ВНГ»

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Утечки, связанные с расходом электроэнергии на ГПЗ при процессинговых операциях при переработке проектного объема	L_{GPP_VNG}	tCO_2	95 597	82 766	114 075	150 678	111 453

ПНГ							

Утечки, связанные с физическими потерями метана в процессе переработки на ГПЗ проектного объема ПНГ, поступившего месторождений ОАО «ВНГ»

Показатель	Обозначение	Единицы	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	I п/г **2012**
Утечки, связанные с физическими потерями метана в процессе переработки на ГПЗ проектного объема ПНГ	LE_{proc_VNG}	tCO_2e	37 094	33 501	34 786	41 241	34 349

Общие утечки вследствие реализации проекта на месторождениях ОАО «ВНГ»

Общие утечки вследствие реализации проекта _ВНГ	LE_{VNG}	tCO_2e	132 086	115 752	148 614	191 652	145 585

Утечки, относящиеся к исходным условиям_ВНГ

$LE_{NG,rec}$– выбросы СН4 при добыче природного газа на газовых месторождениях

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Выбросы CH_4 при добыче природного газа на газовых месторождениях	LE_{NG,rec_VNG}	tCO_2e	7 460	4 858	3 721	4 752	3 245

LE_{NG_GT}– выбросы при сжигании природного газа в газовых турбинах на установках комплексной подготовки газа (УКПГ) на газовых месторождениях ОАО «Газпром» при подготовке эквивалентного объёма природного газа к транспортировке

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Выбросы при сжигании природного газа в газовых турбинах на УПГ	$LE_{NG\ GT_VNG}$	tCO_2e	15 780	13 835	19 001	24 263	16 571

Общие утечки, относящиеся к исходным условиям_ВНГ

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Общие утечки, относящиеся к исходным условиям _ВНГ	LE_{BL_VNG}	tCO_2e	23 240	18 693	22 722	29 015	19 816

В.3.1.3. Утечки вследствие реализации проекта на месторождениях ОАО“ТНК-Нягань”

Утечки, связанные с расходом электроэнергии на ГПЗ при процессинговых операциях при переработке проектного объема ПНГ, поступившего из месторождений ОАО «ТНК-Нягань»

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Утечки, связанные с расходом электроэнергии на ГПЗ при процессинговых операциях при переработке проектного объема ПНГ	$L_{GPP_\ TNK\text{-}NG}$	tCO_2	56 040	71 021	81 507	84 846	57 676

Утечки, связанные с физическими потерями метана в процессе переработки на ГПЗ проектного объема ПНГ, поступившего месторождений ОАО «ТНК-Нягань»

Показатель	Обозначение	Единицы	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	I п/г **2012**
Утечки, связанные с физическими потерями метана в процессе переработки на ГПЗ проектного объема ПНГ	$LE_{proc_TNK\text{-}Nyagan}$	tCO_2e	14 670	19 281	16 558	15 627	11 950

Общие утечки вследствие реализации проекта на месторождениях ОАО «ТНК-Нягань»

Общие утечки вследствие реализации проекта _ТНК-НГ	LE	tCO2e	70 710	90 303	98 065	100 473	69 626

Утечки, относящиеся к исходным условиям_ТНК-Нягань

$LE_{NG,rec}$– выбросы CH4 при добыче природного газа на газовых месторождениях

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Выбросы CH_4 при добыче природного газа на газовых месторождениях	$LE_{NG,rec_TNK\text{-}Nyagan}$	tCO_2e	4 373	4 169	2 659	2 676	1 679

LE_{NG_GT}– выбросы при сжигании природного газа в газовых турбинах на установках комплексной подготовки газа (УКПГ) на газовых месторождениях ОАО «Газпром» при подготовке эквивалентного объёма природного газа к транспортировке

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Выбросы при сжигании природного газа в газовых турбинах на УПГ	$LE_{NG\ GT_TNK\text{-}NG}$	tCO_2e	9 251	11 872	13 576	13 662	8 575

Общие утечки, относящиеся к исходным условиям_ТНК-Нягань

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Общие утечки, относящиеся к исходным условиям _ТНК-НГ	$LE_{BL_TNK\text{-}NG}$	tCO_2e	13 624	16 041	16 235	16 338	10 254

В.3.1.4. Утечки вследствие реализации проекта на месторождениях ООО СП “ВН”

Утечки, связанные с расходом электроэнергии на ГПЗ при процессинговых операциях при переработке проектного объема ПНГ, поступившего из месторождений ООО СП «ВН»

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012

Утечки, связанные с расходом электроэнергии на ГПЗ при процессинговых операциях при переработке проектного объема ПНГ	L_{GPP_VN}	tCO_2	0	0	5 860	52 506	46 118

Утечки, связанные с физическими потерями метана в процессе переработки на ГПЗ проектного объема ПНГ, поступившего месторождений ООО «ВН»

Item	Designation	Units	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	I п/г **2012**
Утечки, связанные с физическими потерями метана в процессе переработки на ГПЗ проектного объема ПНГ	LE_{proc_VN}	tCO_2e	0	0	1 408	10 566	10 903

Общие утечки вследствие реализации проекта на месторождениях ООО СП «ВН»

Общие утечки вследствие реализации проекта	LE_{VN}	tCO2e	0	0	7 268	63 072	57 021

Утечки, относящиеся к исходным условиям_ВН

$LE_{NG,rec}$– выбросы CH4 при добыче природного газа на газовых месторождениях

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Выбросы CH_4 при добыче природного газа на газовых месторождениях	LE_{NG,rec_VN}	tCO_2e	0	0	191	1 656	1 343

LE_{NG_GT}– выбросы при сжигании природного газа в газовых турбинах на установках комплексной подготовки газа (УКПГ) на газовых месторождениях ОАО «Газпром» при подготовке эквивалентного объёма природного газа к транспортировке

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Выбросы при сжигании природного газа в газовых турбинах на УПГ	$LE_{NG\ GT_VN}$	tCO_2e	0	0	976	8 455	6 857

Общие утечки, относящиеся к исходным условиям_ВН

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	I п/г 2012
Общие утечки, относящиеся к исходным условиям _ВН	LE_{BL_VN}	tCO_2e	0	0	1 167	10 111	8 200

<u>В.4. Описание формул, используемых для оценки сокращений выбросов:</u>

$$ER = BE - PE - LE \qquad (17)$$

ER – сокращения выбросов CO2, вследствие реализации Проекта, т CO_2
BE – выбросы CO_2по исходным условиям, тCO_2
PE – выбросы CO_2 в рамках проектной деятельности, тCO_2
LE – утечки,т CO_2

В.4.1. Расчёт сокращений выбросов

СНГ	Ед. изм	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**1/2 2012**
Выбросы при исходных условиях	тCO2	8 177 584	12 329 715	12 634 063	12 688 645	5 660 128
Проектные выбросы	тCO2	319 828	411 953	427 365	445 667	223 855
Утечки	тCO2	406 983	529 486	535 751	561 297	307 032
Сокращения выбросов	тCO2	7 450 773	11 388 276	11 670 948	11 681 681	5 129 241
Всего	**тCO2**		**47 320 919**			

ТНК-НГ	Ед. изм.	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**1/2 2012**

Выбросы при исходных условиях	тСО2	1 848 386	2 346 395	2 647 191	2 678 168	1 717 046
Проектные выбросы	тСО2	15 910	20 308	23 064	23 053	14 613
Утечки	тСО2	57 087	74 262	81 830	84 135	59 371
Сокращения выбросов	тСО2	1 775 390	2 251 824	2 542 297	2 570 979	1 643 062
Всего	**тСО2**		**10 783 552**			

ВНГ	Ед. изм.	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**1/2 2012**
Выбросы при исходных условиях	тСО2	3 157 540	2 786 953	3 849 372	4 753 340	3 323 041
Проектные выбросы	тСО2	27 140	119 960	170 918	458 849	147 482
Утечки	тСО2	108 846	97 059	125 892	162 637	125 769
Сокращения выбросов	тСО2	3 021 555	2 569 934	3 552 562	4 131 854	3 049 790
Всего	**тСО2**		**16 325 695**			

ВН	Ед. изм.	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**1/2 2012**
Выбросы при исходных условиях	тСО2	0	0	184 238	1 637 932	1 292 672
Проектные выбросы	тСО2	0	0	1 658	14 266	42 478
Утечки	тСО2	0	0	6 101	52 962	48 821
Сокращения выбросов	тСО2	0	0	176 479	1 570 705	1 201 373
Всего	**тСО2**		**2 948 557**			

Проект в целом	Ед. изм	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**1/2 2012**
Выбросы при исходных условиях	тСО2	13 183 511	17 463 063	19 314 864	21 758 085	11 992 888
Проектные выбросы	тСО2	362 877	552 221	623 005	941 835	428 429

Утечки	тCO2	572 916	700 807	749 574	861 031	540 993
Сокращения выбросов	тCO2	12 247 718	16 210 035	17 942 285	19 955 219	11 023 466
Всего	**тCO2**		**77 378 723**			

Общее количество сокращений вследствие реализации проектной деятельности за мониторируемый период 01.01.2008 – 30.06.2012 составляют 77 378 723 тонн CO2 эквивалента.

РАЗДЕЛ Г. Процедуры по обеспечению и контролю качества

Г.1 Процедуры поверки

Поверка коммерческих измерительных комплексов проводится один раз в три года аккредитованной организацией, Тюменский Центр Стандартизации, Метрологии и Сертификации (Тюменский ЦСМ).

Информация о периодах поверки КИК и входящих в них средств измерения представлена в следующих таблицах.

Коммерческие измерительные комплексы, установленные на Нижневартовском ГПЗ для определения количеств ПНГ, поставляемого с ОАО «СНГ»

Компания-поставщик ПНГ	Позиция	Средства измерения включенные в КИК	Заводской номер	Межповерочный период
СНГ	F-C3H7	КИК		Once per 3 years
		Преобразователь давления EJA110A-EMS5C	91J123790	1 year
		Преобразователь абсолютного давления Metran-100-DA	301 212	1 year
		Термопреобразователь TPU 0304/M1	12-6081	1 year
		Измерительно-вычислительный комплекс SPG761	3032	4 year
	F-C3H9	КИК		Once per 3 years
		Преобразователь давления EJA110A-EMS5C	91H844001	1 year
		Преобразователь давления EJX110A-EMS7C	91H843998	1 year
		Термопреобразователь TPU 0304	12-6082	1 year
		Измерительно-вычислительный комплекс SPG761	3032	4 year
СНГ	F-C2H6, 7,8	КИК		Once per 3 years
		Преобразователь давления Metran-100-Ex-DD-1495-02	301308 301295 301301	1 year
		Преобразователь давления Metran-100- Ex-DD-1430-02	306824	1 year
		Преобразователь абсолютного давления Metran-100-Ex-DA-1050-02	301214 81793 301212	1 year
		temperature transducer Metran-256-02	545879	1 year
		Термопреобразователь TSP-0595-01	3 282	1 year
		Измерительно-вычислительный комплекс SPG761	4035	4 year
СНГ	F-C2H9	КИК		Once per 3 years
		Преобразователь давления EJA110A-EMS5C	91H843997	1 year
		Преобразователь абсолютного давления Metran-100- Ex-DA	301215	1 year
		Термопреобразователь TR-62	SN F6001414309	1 year

		Измерительно-вычислительный комплекс SPG761	1844	4 year
SNG	F-C2H4	КИК		Once per 3 years
		Преобразователь давления EJX110A-EMS5C	91J123777	1 year
		Преобразователь давления EJX110A-EMS5C	91L247982/	1 year
		Преобразователь абсолютного давления Metran-100-Ex-DA	81791	1 year
		Термопреобразователь TSP 0595	282	1 year
		Измерительно-вычислительный комплекс SPG761	10998	4 years

Коммерческие измерительные комплексы, установленные на Нижневартовском ГПЗ для определения количеств ПНГ, поставляемого с ОАО «ВНГ»

Компания-поставщик ПНГ	Позиция	Средства измерения включенные в КИК	Заводской номер	Межповерочный период
ВНГ	F-C3H3	КИК		Once per 3 years
		Преобразователь давления EJA110A-EMS5C	91J123774 / T1J110178	1 year
		Преобразователь давления EJA110A-ELS5J	91H639498 / T1J110199	1 year
		Преобразователь абсолютного давления EJA530A-EBS9N	210484/ T1K312030	1 year
		Термопреобразователь TPU 0304/M1	12-6078/ H5L16166	1 year
		Измерительно-вычислительный комплекс SPG761	3032	4 years
	F-C3H11	КИК		Once per 3 years
		Преобразователь абсолютного давления Metran-100Ex-DA;	301214	1 year
		Преобразователь давления Yokogawa - EJA110A	91J123783	1 year
		Термопреобразователь TPU-0304/M	12-6083	1 year
		Измерительно-вычислительный комплекс ABAK	256	4 year
ВНГ	F-C3H12	КИК		Once per 3 years
		Преобразователь абсолютного давления Yokogawa - EJX510A;	91L317957	1 year
		Термопреобразователь TR 62	F 600 1714309	2 years
		Преобразователь давления EJX110A-EMS5C	91GB12707	1 year
		Измерительно-вычислительный комплекс ABAK	250	4 years
ВНГ	F-C2H4	КИК		Once per 3 years
		Преобразователь давления EJX110A-EMS5C	91J123777 / T1K312031	1 year
		Преобразователь давления EJX110A-EMS5C	91L247982/ T1K312041	1 year
		Преобразователь абсолютного	81791	1 year

		давления Metran-100-Ex-DA		
		Термопреобразователь TSP 0595	282	1 year
		Измерительно-вычислительный комплекс SPG761	10998	4 years

Коммерческие измерительные комплексы, установленные на Белозерном ГПЗ для определения количеств ПНГ, поставляемого с ОАО «СНГ»

Компания-поставщик ПНГ	Позиция	Средства измерения включенные в КИК	Заводской номер	Межповерочный период
СНГ	1/1 FE-001	CMS itself		Once per 3 years
		Преобразователь давления EJA110A	91GB12658	3 years
		Преобразователь абсолютного давления EJA530A-EBS7N	91 H620470	1 year
		Термопреобразователь WIKA TRD 20	9078	2 years
		Измерительно-вычислительный комплекс ABAK	102	4 years
	½ FE - 001	КИК		Once per 3 years
		Преобразователь давления EJA110A	91GB12658	3 years
		Преобразователь абсолютного давления EJA530A-	91 H620464	3 years
		Температурный преобразователь T12.10.000	9073	2 years
		Измерительно-вычислительный комплекс ABAK	102	4 years

Коммерческие измерительные комплексы, установленные на Бахиловской КС для определения количеств ПНГ, поставляемого с ОАО «ВНГ»

Компания-поставщик ПНГ	Позиция	Средства измерения включенные в КИК	Заводской номер	Межповерочный период
СНГ	FE-3103	КИК		Once per 3 years
		Преобразователь давления EJA110A	91G9909175	3 years
		Температурный преобразователь TSPU 276-08	665892; 08081502	2 years
		Измерительно-вычислительный комплекс ABAK	107	4 years

Коммерческие измерительные комплексы, установленные на Варёганском ГПП для определения количеств ПНГ, поставляемого с ОАО «ВНГ»

Компания-поставщик ПНГ	Позиция	Средства измерения включенные в КИК	Заводской номер	Межповерочный период
ВНГ	FE-501A	КИК		Once per 3 years
		Преобразователь давления	91H620487	3 years

		EJX110A		
		Преобразователь абсолютного давления EJA510A	91H620475	3 years
		Термопреобразователь TSPU 0104	11-5754	1 year

Коммерческие измерительные комплексы, установленные на ГПЗ ОАО «Няганьгазпереработка» для определения количеств ПНГ, поставляемого с ОАО «ТНК-Нягань»

Компания-поставщик ПНГ	Позиция	Средства измерения включенные в КИК	Заводской номер	Межповерочный период
ТНК-Нягань	501-2 ИТ1	КИК		Once per 3 years
		Преобразователь давления EJX110A	91J429451	2 years
		Преобразователь абсолютного давления EJA510A	91J429700	3 years
		Термопреобразователь TSMU Metran 274	2000622	1 year
		Измерительно-вычислительный комплекс UVP-280 B.01	101075	1 year
ТНК-Нягань	501-2 ИТ2	КИК		Once per 3 years
		Преобразователь давления EJX110A	91J429422	2 years
		Преобразователь абсолютного давления EJA510A	91J429701	3 years
		Термопреобразователь TSMU Metran 274	2000626	1 year
		Измерительно-вычислительный комплекс UVP-280 B.01	101075	1 year

Коммерческий измерительный комплекс, установленный на Тюменской компрессорной станции ОАО «Няганьгазпереработка» для определения количеств ПНГ, поставляемого с ООО СП «Ваньеганнефть»

Компания-поставщик ПНГ	Позиция	Средства измерения включенные в КИК	Заводской номер	Межповерочный период
ВН	F-510	КИК		Раз в три года
		Преобразователь давления EJX110A – EMS5C	91J123785	1 год
		Преобразователь давления EJX110A-ELS5J	91H639499	1 year
		Преобразователь абсолютного давления Metran 100Ex-DA	81795	1 year
		Термопреобразователь TSP-0595	D2005114308	1 year
		Измерительно вычислительный комплекс SPG-761	3035	4 years

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Письмо об утверждении ПСО от Министерства Экономического Развития Российской Федерации

Письмо об утверждении ПСО от Уполномоченного органа Швейцарской Конфедерации