

«Утверждаю»
Генеральный директор
ОАО «Нижневартовское
Нефтегазодобывающее предприятие»

С.В. Караваев
М.П.
19 июля 2012 г.



Отчет

о мониторинге сокращений выбросов парниковых газов
проекта Совместного Осуществления:

«Сбор попутного нефтяного газа на Хохряковском
месторождении»

Период мониторинга: 01.01.2008 – 31.12.2011

Версия 04

Июль 2012

Содержание

РАЗДЕЛ А. Общее описание проектной деятельности	3
РАЗДЕЛ Б. Система мониторинга сокращенных выбросов парниковых газов, достигнутых при реализации проекта, и расчетные формулы	6
РАЗДЕЛ В. Процедуры по обеспечению и контролю качества	14
РАЗДЕЛ Г. Расчёт сокращенных выбросов парниковых газов за период мониторинга 2008-2011	19

РАЗДЕЛ А. Общее описание проектной деятельности

А.1 Название проекта

Сбор попутного нефтяного газа на Хохряковском месторождении.

А.2. Секторная область

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

А.3. Ссылка на проектную документацию

Версия 03 ПДД от 31.03.2012 года одобренная независимой экспертной организацией Bureau Veritas Certification, положительное заключение NO. RUSSIA-DET/0267/2011 from 04.04.2012

А.4. Описание проекта

Хохряковская группа месторождений находится в Нижневартовском районе в Ханты-Мансийском автономном округе. Перечень месторождений входящих в Хохряковскую группу: Хохряковское; Пермьковское; Кошильское; Колик-Ёганское месторождения¹.

В настоящее время месторождения разрабатываются и эксплуатируются ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие» далее (ННП), компанией входящей в структуру ТНК-ВР, расположенной в г. Москве.

Ситуация до проекта

В процессе подготовки нефти на центральном пункте сбора нефти (ЦПС) Хохряковского месторождения из сырой нефти, транспортированной с указанных месторождений Хохряковской группы, выделяется попутный нефтяной газ (ПНГ), который до реализации проекта сжигался на факельных установках ЦПС Хохряковского месторождения, так как оценки Компанией инвестиций, необходимых для реализации проекта, свидетельствовали об отсутствии экономической эффективности, что являлось демотивирующим фактором начала работ по проекту.

Цель проекта

Проект направлен на полезную утилизацию ПНГ, который в ином случае был бы сожжён на факелах ЦПС Хохряковского месторождения и, следовательно, на сокращение выбросов парниковых газов. Компания ННП ожидает, что продажи единиц сокращенных выбросов (ЕСВ) в рамках механизма Совместного Осуществления Киотского Протокола улучшат экономическую эффективность проекта.

Описание проекта

Располагая значительным ресурсом ПНГ, компания ННП предпринимает действия по увеличению уровня его полезной утилизации. С этой целью проектом предусматривается

¹ Краткое описание данных месторождений, включая дату освоения и ввода в эксплуатацию, ориентир и расстояние от Нижневартовска: Хохряковское м/р – месторождение открыто в 1972г. и введено в разработку в 1985г. Все продуктивные пласты объединены в один объект разработки. В административном отношении м/р находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 165км к северо-востоку от г. Нижневартовска. Пермьковское м/р - месторождение открыто в 1972г. и введено в разработку в 1985г. Все продуктивные пласты объединены в один объект разработки. В административном отношении м/р находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 205км к северо-востоку от г. Нижневартовска. Кошильское м/р - месторождение открыто в 1987г. и введено в разработку в 1992г. Все продуктивные пласты объединены в один объект разработки. В административном отношении м/р находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 210км к северо-востоку от г. Нижневартовска. Колик-Ёганское месторождение открыто в 1971г. и введено в разработку в 1997г. Все продуктивные пласты объединены в один объект разработки. В административном отношении м/р находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 180км к северо-востоку от г. Нижневартовска.

строительство компрессорной станции (КС). КС территориально расположена на Хохряковском месторождении, но ее проектная мощность рассчитана на транспортировку газа всей Хохряковской группы месторождений. В ходе реализации проекта был произведен демонтаж законсервированной газлифтной компрессорной станции КС-3 с Самотлорского месторождения и монтаж на Хохряковском месторождении, а также строительство 3 км газопровода диаметром 325мм до магистрального газопровода АК «СИБУР».

Этот новый газопровод и КС обеспечивают транспортировку ПНГ под повышенным давлением до газоперерабатывающих заводов (ГПЗ): Белоозерного и Нижневартовского, которые находятся за пределами границ проекта. На ГПЗ проектный объем ПНГ подвергается переработке с получением сухого газа и на широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ). Далее, на выходе из ГПЗ, сухой газ подается под высоким давлением в магистральный газопровод ОАО «Газпром» «Парабель-Кузбасс» для поставки потребителям. ШФЛУ направляется для дальнейших переделов на Тобольский НХК СИБУР

Таким образом, улавливание, компримирование и подача ПНГ в газопровод позволит уменьшить выбросы парниковых газов, включая CO_2 (диоксид углерода) и CH_4 (метан).

Газопровод, построенный в рамках проекта, транспортирующий ПНГ до межпромысловой сети газопроводов «Сибур», оснащён кранами и узлами переключения газовых потоков. Электроэнергия для управления трубопроводными задвижками не расходуется.

Компрессора на КС активируются электроприводами, которые используют в качестве топлива электроэнергию, поступающую из внешней энергосети. Компрессора обеспечивают необходимое давление для транспортировки ПНГ по газопроводам до ГПЗ.

А.5. История проекта

01 Февраля 2004 г. – Рассмотрение экономической эффективности различных вариантов утилизации ПНГ, в том числе местная выработка электроэнергии, закачка в пласт и строительство компрессорной станции. NPV всех проектов были отрицательны.

16 Февраля 2004г. – Компания «ННП» приняла решение использовать механизм СО в рамках Киотского протокола для реализации проекта утилизации ПНГ с Хохряковского месторождения, по сбору и транспортировке попутного нефтяного газа на ГПЗ.

Июнь 2005г. – Начало строительных работ.

23.10.2006 – Утверждение ПСД.

31.10.2007 – Проект стартовал.

А.6. Период мониторинга

С 01.01.2008 по 31.12.2011

А.7. Объем сокращенных выбросов парниковых газов за период мониторинга

Объем сокращенных выбросов, рассчитанный на основании данных мониторинга за период с 01.01.2008 по 31.12.2011, составляет **2 419 011** тонн CO_2 -эквивалента.

Объем сокращенных выбросов, указанный в проектно-технической документации (ПТД) проекта для аналогичного периода составляет **2 419 008** тонн CO_2 -эквивалента.

А.8. Утвержденный статус проекта

15 сентября 2011 г. принято Постановление Правительства Российской Федерации «О мерах по реализации статьи 6 Киотского протокола к РКИК ООН об изменении климата». Этот документ утверждает Положение о реализации статьи 6 Киотского протокола.

В соответствии с пунктом 4 Положения утверждение проектов будет осуществлять Минэкономразвития РФ на основании результатов конкурсного отбора заявок. Конкурсный отбор заявок проводит оператор углеродных единиц (Сбербанк России) в соответствии с пунктом 5 Постановления Правительства РФ № 780.

Таким образом, в соответствии с законодательством РФ в области реализации проектов СО, Проекта был утвержден Приказом Минэкономразвития № 277 от 16 марта 2012 г.

На момент верификации отчета о мониторинге за 2011 г проект находится в процессе его утверждения другими участвующими сторонами. Данный процесс еще не завершен.

А.9. Версия отчета о мониторинге

Версия 04 от 13.07.12

А.10. Информация о лице, ответственном за подготовку и представление отчета по мониторингу

Предоставление данных для подготовки отчета:
Открытое акционерное общество
«Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»
Россия, 628616, Нижневартовск, улица Ленина, 17/П
Контактное лицо: Денис Загайнов
Тел.: 8 (3466) 62-35-53
Факс: 8 (3466) 62-32-00
Email: nvnpodo@tnk-bp.com

Подготовка отчета по мониторингу:

- ЗАО «НОППТУ» (Москва);
- Трофимов Николай Андреевич,
- Специалист Департамента развития проектов
- Тел +7 499 788 78 35 доб. 111
- Факс 8 499 788 78 35 доб. 107
- E-mail: TrofimovN@ncsf.ru

ЗАО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода» не является участником данного проекта.

РАЗДЕЛ Б. Система мониторинга сокращенных выбросов парниковых газов, достигнутых при реализации проекта, и расчетные формулы

Б.1. Описание операционной и управленческой структуры проекта

Структура плана мониторинга сокращений при реализации Проекта адаптирована к существующей системе учёта и отчётности в ННП. План мониторинга базируется на национальных стандартах ГОСТ Р «Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерения параметров и количества свободного нефтяного газа. Главные метрологические и технические требования »и корпоративной автоматизированной программы «Система измерения качества газа » и « Система сбора и обработки информации »

Роли и ответственности лиц, подразделений и организаций, осуществляющих данный мониторинг, распределяются следующим образом:

№ №	Организации	Должность/подразделение	Задачи	Комментарии
1.	ЗАО «НОППТУ», Москва	Департамент развития проектов	Расчеты фактических сокращений выбросов по формулам раздела Г. Составление отчетов о мониторинге	Передача отчета о мониторинге в Департамент маркетинга газа и жидких углеводородов
2.	ОАО «ТНК-ВР Менеджмент», Москва	Департамент регулирования и тарифообразования ОАО "ТНК-ВР Менеджмент"	Координация работ по подготовке отчётов о мониторинге между НОППТУ и ННП	Утверждение отчетов о мониторинге Передача утвержденного отчета о мониторинге компании-верификатору. Передача отчета о верификации в ННП и ОАО «ТНК-ВР Менеджмент»
3.	ООО «Юграгазпроцессинг», (Компания Сибур Золдинг), Ноябрьск	Руководство	Подготовка и передача ежегодных производственных данных	Передача данных для расчета утечек в ННП и ОАО "ТНК-ВР Менеджмент"
4.	ННП	Отдел по подготовке и перекачке нефти и газа (ППН)	Подготовка и утверждение данных для ежемесячных товарных отчетов по использованию ПНГ	В состав товарного отчета входит следующая информация • Объем ПНГ поставленного ЮГПИ с Хохряковской КС на ГПЗ
5.	ННП	диспетчерская	Сбор ежесуточных	Передача данных

		служба и АРМ (данные от поточного газоизмерительного узла)	данных по балансу ПНГ	для обработки в отдел ППН
6.	ННП	Дежурные операторы ЦПС Хохряковского месторождения	Сбор ежесуточных данных по использованию ПНГ и его составу	Данные заносятся в режимный лист и передаются для обработки в диспетчерскую службу и в АРМ
7.	«Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации»		Калибровка измерительных приборов	Калибровка измерительных приборов в соответствии с периодами поверки

Необходимая для расчета сокращений выбросов парниковых газов информация собирается так, как это обычно делается на местах добычи в ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие», поэтому для мониторинга не требуется никакой иной дополнительной информации, по сравнению с уже собранной.

Все необходимые данные находятся под наблюдением, что является обычной, повседневной практикой: данные от датчиков контрольных точек мониторинга, включая данные по составу ПНГ, передаются на автоматизированные приборы учета и одновременно автоматически фиксируются в электронную базу данных АРМ и отражаются у общей диспетчерской по ННП.

Данные по составу ПНГ получают непосредственно на КС в поточном газоанализаторе, который обеспечивает необходимый класс точности. На основании 2 часовых статистик формируются ежедневные и ежемесячные производственные данные о ПНГ.

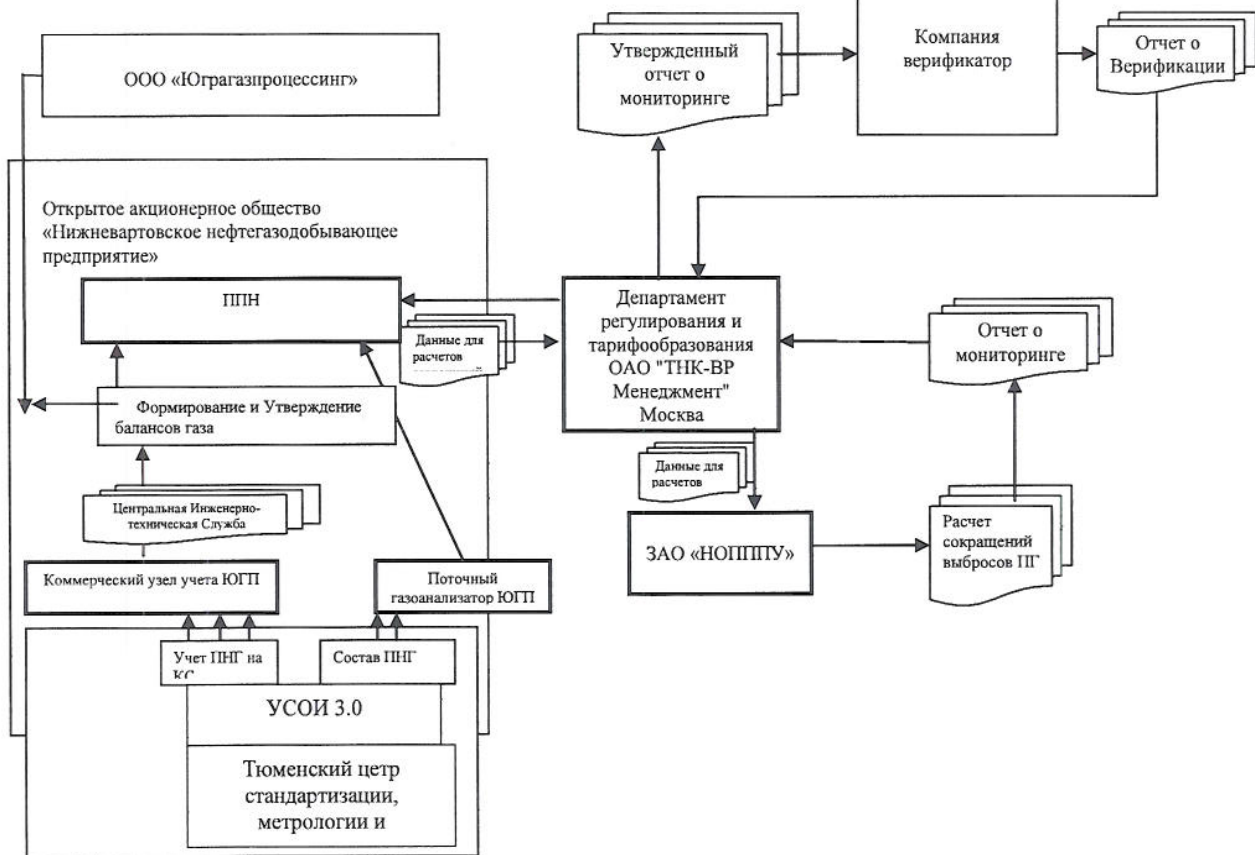
Расчет сокращений выбросов ПГ проводится на основании ежемесячных товарных отчетов по поставке газа по данным деятельности ННП на Хохряковском месторождении, а также данных о производственной деятельности ООО «ЮГП» на Белоозерном и Нижневартовском газоперерабатывающих заводах. Заполненные и подписанные ежемесячные производственные товарные отчеты, отражающие ежемесячные значения указанных в мониторинге данных, кроме состава ПНГ, по запросу, предоставляются в Департамент регулирования и тарифообразования ОАО "ТНК-ВР Менеджмент" Москва. Данный департамент проводит внутренний аудит предоставляемых данных на предмет неверного составления и наличия ошибок.

Ежегодно данный департамент предоставляет годовую сводку на основании месячных товарных отчетов газа вместе с ежемесячными данными по составу газа с КС Хохряковского месторождения, а также другими ежегодными данными от ООО «ЮГП» в департамент развития проектов ЗАО «НОППУ» для проведения ежегодных расчетов сокращений выбросов ПГ и составления отчета о мониторинге.

Годовой отчет о мониторинге выбросов парниковых газов направляется по электронной почте в Департамент регулирования и тарифообразования ОАО "ТНК-ВР Менеджмент" для утверждения. Утвержденный годовой отчет подается в независимую экспертную компанию для проведения ежегодной верификации достигнутых сокращений выбросов.

Графически структура мониторинга сокращений при реализации проекта выглядит следующим образом:

Схема Г 3. Операционная и управленческая структура мониторинга проектной деятельности



Б.2. Планируемые отклонения или исправления утвержденного плана мониторинга

Никаких существенных отклонений от проекта нет.

Б.3. Показатели, включенные в план мониторинга

Источниками выбросов парниковых газов, включенными в рамки Проекта, являются следующие показатели:

Оценка фактических выбросов CO₂ при реализации проекта выполняется на основании учета рабочих показателей, получаемых от ОАО «ННП», а также постоянных коэффициентов из утвержденного руководства МГЭИК 2006.

Данные/Параметр	ρCH ₄
Единица измерения	кг/м ³
Описание	Плотность метана (CH ₄) при стандартных условиях.
Время детерминации/мониторинга	Фиксируемый параметр
Использованный источник данных (или который будет использован)	Тепловой расчёт котла (нормативный метод), НПО ЦКТИ, СП6, 1998
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	0,668

Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Плотность метана необходима для расчёта коэффициента эмиссии при сжигании ПНГ на факеле
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	Справочные данные
Комментарии	-

Данные/Параметр	ρ_{CO_2}
Единица измерения	кг/м ³
Описание	Плотность диоксида углерода (CO ₂) при стандартных.
<u>Время детерминации/мониторинга</u>	Фиксируемый параметр
Использованный источник данных (или который будет использован)	Тепловой расчёт котла (нормативный метод), НПО ЦКТИ, СПб, 1998
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	1,842
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Плотность диоксида углерода необходима для расчёта коэффициента эмиссии при сжигании ПНГ на факеле
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	Справочные данные
Комментарии	-

Данные/Параметр	Потенциал глобального потепления метана (GWP CH ₄)
Единица измерения	tCO ₂ /tCH ₄
Описание	Потенциал Глобального Потепления метана требуется для расчёта коэффициента выбросов CH ₄ при сжигании ПНГ на факеле
<u>Время детерминации/мониторинга</u>	Определяется один раз на стадии разработки проектной документации
Использованный источник данных (или который будет использован)	Решение 2/CP.3 http://unfccc.int/resource/docs/cop3/07a01.pdf#page=31 Изменение климата 1995, Наука изменения климата: Заключение для политиков и техническое заключение Отчёта Рабочей Группы I, стр. 22. http://unfccc.int/ghg_data/items/3825.php
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	21
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Потенциал глобального потепления необходим для расчёта коэффициента эмиссии при сжигании ПНГ на факеле
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или	-

которые будут применены)	
Комментарии	-

Данные/Параметр	Nc	
Единица измерения	единиц	
Описание	Количество молей углерода в моле компонента ПНГ	
Время детерминации/мониторинга	Определяется один раз на стадии разработки проектной документации	
Использованный источник данных (или который будет использован)	Химическая формула	
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	Диоксид углерода, CO ₂	1
	Метан, CH ₄	1
	Этан, C ₂ H ₆	2
	Пропан, C ₃ H ₈	3
	и-бутан, C ₄ H ₁₀	4
	н-бутан, C ₄ H ₁₀	4
	и-пентан, C ₅ H ₁₂	5
	с-пентан, C ₅ H ₁₂	5
	н-пентан, C ₅ H ₁₂	5
	гексан, C ₆ H ₁₄	6
гептан, C ₇ H ₁₆	7	
октан, C ₈ H ₁₈	8	
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Этот параметр необходим для расчёта коэффициента эмиссии CO ₂ при факельном сжигании ПНГ	
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	Справочные данные	
Комментарии	-	

Данные/Параметр	ε
Единица измерения	доля
Описание	Доля несгоревшего ПНГ на факеле при сажевом типе горения
Время детерминации/мониторинга	Ежегодно
Использованный источник данных (или который будет использован)	«Методика определения выбросов загрязняющих веществ при сжигании нефтяного попутного газа на факелах», НИИ по защите атмосферного воздуха, Санкт-Петербург, 1998
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	0,035 (3,5%)
Подтверждение выбора	Данный параметр необходим для определения

данных или описания методов измерения и процедур	коэффициентов выбросов при сжигании ПНГ на факеле, если $U_{\text{flow}} < 0.2 U_{\text{sound}}$, тогда горение является сажевым. В этом случае коэффициент недожога равняется 0,035.
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	На основе исходных данных
Другие комментарии	-

Параметры, мониторинг которых проводится напрямую

Данные/Параметр	Объём ПНГ с КС Хохряковская на ГПЗ					
Единица измерения	Тыс.м ³ (при стандартных условиях)					
Описание	Основной источник выбросов базовой линии. ПНГ произведённый в рамках базовой линии, был бы сожжён на факеле.					
Время детерминации/мониторинга	Ежемесячно					
Использованный источник данных (или который будет использован)	Расходомер газа GM868					
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	2008	2009	2010	2011	2012	
	243659	219041	198284	190789	246686	
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Данные за 2008-2011 являются фактическими, за 2012 – прогнозные данные.					
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	Основные измерительные приборы верифицируются и калибруются «Тюменским центром стандартизации, метрологии и сертификации»					
Другие комментарии	-					

Данные/Параметр	W_{CO_2} , W_{CH_4} , W_{VOC}
Единица измерения	%
Описание	Необходим для расчета выбросов при факельном сжигании ПНГ на ЦПС
Время детерминации/мониторинга	Ежемесячно
Использованный источник данных (или который будет использован)	Поточный Газовый хроматограф

Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	2008		2009	2010	2011-2012
				1,362%	1,348%
CO2	1,551%	65,293	%	59,001	60,509
CH4	63,448%			%	%
C2H6	7,058%		8,602%	13,618	13,705
C3H8	17,603%		15,404	%	%
C4H10	3,004%		%	17,256	16,051
C4H10	4,855%		2,662%	%	%
C5H12	0,000%		4,389%	2,731%	2,524%
C5H12	0,374%		0,000%	4,215%	4,070%
C5H12	0,254%		0,369%	0,000%	0,000%
C6H14	0,000%		0,274%	0,214%	0,232%
C7H16	0,000%		0,097%	0,146%	0,166%
C8H18	0,000%		0,000%	0,001%	0,001%
C9H20	0,000%		0,000%	0,000%	0,000%
C10H22	0,000%		0,000%	0,000%	0,000%
C11H24	0,000%		0,000%	0,000%	0,000%
H2S	0,000%		0,000%	0,000%	0,000%
N2	1,885%		1,622%	0,000%	0,000%
O2	1,551%		0,000%	1,466%	1,387%
				0,000%	0,000%
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Значения параметра за 2008-2011 гг. основаны на фактических данных. Значения на 2012 основаны на среднегодовых значениях в период 2008-2011 годов.				
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	Прибор верифицируется и калибруется «Тюменским центром стандартизации, метрологии и сертификации»				
Другие комментарии	Использование усредненного состава ПНГ за год не ведет к искажению результатов.				

Б.4. Мониторинг выбросов загрязняющих веществ

В соответствии с законодательством в области охраны окружающей среды, предприятие должно контролировать выбросы загрязняющих веществ, сбросы сточных вод, организовать и обеспечивать управление отходами производства и потребления, предоставлять установленную отчетность в уполномоченные государственные органы (Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору). В ННП работа по охране окружающей среды организована департаментом охраны труда, промышленной безопасности, охраны окружающей среды, гражданской обороны и чрезвычайных ситуаций, в частности отделом охраны окружающей среды ННП, отдел в установленные сроки готовит и предоставляет уполномоченным государственным органам официальные статистические отчеты и формы, в том числе:

- 2-ТП (воздух) - данные по охране воздушной среды, в том числе информация о количестве уловленных и нейтрализованных загрязняющих веществ, подробная информация о выбросах конкретных загрязняющих веществ, количество источников

выбросов, меры по сокращению выбросов в атмосферу и выбросы от отдельных групп источников загрязнения;

- 2-ТП (водные ресурсы) - данные по использованию воды, в том числе информация о потреблении воды из природных источников, сбросах сточных вод и содержания загрязняющих веществ в воде, емкость воды и т.д. очистных сооружений;
- 2-ТП (отходы) - данные об образовании, использовании, обезвреживании, транспортировке и размещении отходов производства и потребления, включая годовой баланс отходов отдельно по их типам и классам опасности.

РАЗДЕЛ В. Процедуры по обеспечению и контролю качества

Контроль за источниками выбросов загрязняющих веществ лежит на испытательной лаборатории ОАО "НПП". Результаты измерений и мониторинга поступают в Департамент охраны окружающей среды ОАО "НПП".

В.1.1 Роль и ответственность

Ответственный за управление и надзор за осуществлением экологического мониторинга возложено на заместителя начальника управления охраны окружающей природной среды ОАО «НПП».

Ответственный за расчет годовых сокращений выбросов является представитель департамента развития проектов ОАО «НОПППУ» в соответствии с процедурами управления данных, связанных с СО.

№	Наименование данных	Единица измерения	Название прибора	Серийный номер прибора	Погрешность	Дата установки	Дата последней поверки	Дата след. поверки	Ответственность	
									за калибровку (поверку) данных	за сертификацию органа проводящего поверку
М1	Объем поставки ПН с Хохряковского месторождения на ГПЗ, линия 1(Рабочая линия)	Тыс.м3	Преобразователь давления- Rosemount 3051;	7970108	±2,5 %	2007	-	-	Начальник отдела метрологии	Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации
			Преобразователь избыточного давления – Rosemount 3051;	0000700148	±0,25 %	2007	16.06.2011	16.06.2012		
			Преобразователь температуры – Rosemount 644Н;	3019741	±0,25 %	2007	20.06.2011	20.06.2012		
			Сужающее устройство ДКС10-200	321/1	±0,2 %	2007	14.07.2011	14.07.2012		
				101064	±0,2 %	2007	28.05.2010	28.05.2014		
М2	Объем поставки ПН с Хохряковского месторождения на ГПЗ, линия 2(Резервная линия)	Тыс.м3	Преобразователь давления- Rosemount 3051;	8229399	±2,5 %	2007	16.06.2011	16.06.2012	Начальник отдела метрологии	Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации
			Преобразователь избыточного давления – Rosemount 3051;	0000700149	±0,25 %	2007	16.06.2011	16.06.2012		
			Преобразователь температуры – Rosemount	3019742	±0,25 %	2007	20.06.2011	20.06.2012		
						2007	14.07.2011	14.07.2012		

			644Н; Сужающее устройство ДКС10-200	322/1 101064	±0,2 % ±0,2 %	2007	28.05.2010	28.05.2014		
M3	Химический состав ПНГ поступающего с КС Хохряковская на ГПЗ	% объема	Flow chromatograph Interchrom 2003-2	023	±0,75 %		12.12.2011	12.12.2012	Начальник отдела метрологии	Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации
M4	Потребление электроэнергии на КС Хохряковская для компримирования ПНГ	кВт	СЭТ-4ТМ.03	0107061066 0107061057	0.2	-	02.06.2009	02.06.2019	Система коммерческого учета электроэнергии поверяется согласно установленным срокам. Ответственный за поверку гл.энергетик.	Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации

В.1.2 Хранение данных мониторинга

№	Наименование данных	Единица измерения	Объем	Периодичность	Форма данных	Способ хранения (электронный / бумажный)	Место хранения	Срок хранения	Ответственность	
									за достоверность данных	за сохранность данных
M1	Объем поставки ПН с Хохряковского месторождения	Тыс.м3	100%	Ежемесячно	Электронный и бумажный	Электронный и бумажный	Хохряковская КС	1 year	Начальник отдела	Начальник отдела

	на ГПЗ, линия 1(Рабочая линия)									
M2	Объем поставки ПН с Хохряковского месторождения на ГПЗ, линия 2(Резервная линия)	Тыс.м3	100%	Ежемесячно	Электронный и бумажный	Электронный и бумажный	Хохряковская КС	1 year	Начальник отдела	Начальник отдела
M3	Химический состав ПНГ поступающего с КС Хохряковская на ГПЗ	% объема	100%	Ежемесячно	Электронный	Электронный	Хохряковская КС	3 years	Начальник отдела	Начальник отдела
M4	Потребление электроэнергии на КС Хохряковская для компримирования ПНГ	кВт	100%	Ежемесячно	Электронный и бумажный	Электронный и бумажный	Департамент оперативного учета ООО «ТНК-ВР Бизнессервис»	5 years	Сертифицированная система коммерческого учета электроэнергии.	Департамент оперативного учета ООО «ТНК-ВР Бизнессервис»

C.1.3 QA & QC procedures

В.2 Вовлечение третьих сторон

Для калибровки измерительных приборов в соответствии с периодом поверки была привлечена аккредитованная организация «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации».²

Для подготовки данного отчета были привлечены специалисты департамента развития проектов ЗАО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода», которые разработали расчетную модель мониторинга, систематизировали и обработали полученную информацию и оформили отчет.

² <http://www.csm72.ru/download/Attestat.pdf>

В.3 Внутренний аудит и меры контроля

Гарантией правильности отчетных данных обеспечивается процедуры внутреннего контроля надлежащим отделом НПП.

Внутренние проверки (ревизии) проводится на ежемесячной основе, в ходе подготовки ежемесячных балансов по использованию ПНГ. Значение аудита является - сравнение полученных данных (ежемесячные отчеты по использованию ПНГ) с данными диспетчерской службы, а также их последующей корректировкой.

РАЗДЕЛ Г. Расчёт сокращенных выбросов парниковых газов за период мониторинга 2008-2011

Формулы расчёта сокращений выбросов ПГ

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

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

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

V_{APG_PJ} – объём ПНГ, утилизируемый по проекту, т.е. транспортируемый с КС на ГПЗ, тыс. м³

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 ПНГ на ЦПС Хохряковского месторождения (на основании протоколов газового анализа).

GWP_{CH4} – показатель глобального потепления для метана 21 тCO₂/тCH₄

EC_c – годовое потребление электроэнергии на КС Хохряковская, кВтч

EF_{grid} – коэффициент выбросов при потреблении электроэнергии из сети Урала, тCO₂/МВтч

Выбросы парниковых газов базовой линии от сжигания ПНГ на ЦПС Хохряковского месторождения

$$BE = V_{APG_PJ} * (EF_{CO2,APG} + EF_{CH4,F}) \quad (2)$$

BE – выбросы исходных условий, тCO₂.

V_{APG_PJ} – ПНГ, утилизируемый в рамках проекта, т.е. транспортируемый с Хохряковской КС до ГПЗ, тыс. м³

EF_{CO2,APG} – среднегодовой коэффициент выбросов CO₂ при сжигании ПНГ на ЦПС, тCO₂/тыс. м³;

EF_{CH4, F} – среднегодовой коэффициент выбросов CH₄ при сжигании ПНГ на ЦПС, тCO₂/тыс. м³;

$$EF_{CO2,APG} = (W_{CO2} + (NC_{CH4} * W_{CH4} + \sum_j NC_{VOCj} * W_{VOCi})) * \rho_{CO2} * OXID \quad (3)$$

$W_{CO_2}, W_{CH_4}, W_{VOC}$ – среднегодовые объёмные доли углерода, метана и летучих органических соединений (ЛОС) в ПНГ с ЦПС Хохряковская (источник информации – протокол газового анализа).

$N_{CH_4}, \sum_j N_{VOC_j}$ – количество молей углерода в моле метана и ЛОС соответственно ($\sum_j N_{VOC_j}$ где j – дельный компонент ЛОС.)

ρ_{CO_2} – плотность CO_2 при $20^\circ C$ равный 1.842 кг/м^3 .

$Oxid$ – эффективность сжигания ПНГ на факеле равен 0.965 , рассчитывается как $1 - \varepsilon$

ε – Количество не сгоревшего ПНГ при факельном сжигании составляет $3,5\%$, при выполнении условия сажевого горения.

В связи с неполным сжиганием, часть ПНГ выбрасывается в атмосферу не окисляясь. Методика НИИ «Атмосфера» определяет эффективность такого недожога равную 3.5% , что вызывает выбросы метана в атмосферу. Коэффициент эмиссии метана в пересчёте в CO_2 эквивалент определяется следующим образом:

$$EF_{CH_4,F} = W_{CH_4,av} * \rho_{CH_4} * (1 - Oxid) * GWP_{CH_4} \quad (4)$$

W_{CH_4} – среднегодовая объёмная доля метана в ПНГ с ЦПС Хохряковская (источник информации – протокол газового анализа).

ρ_{CH_4} – плотность метана CH_4 при стандартных условиях равен 0.668 кг/м^3

$Oxid$ – эффективность факельного сжигания ПНГ равна $0,965$

GWP_{CH_4} – показатель глобального потепления метана равен $21 \text{ т}CO_2/\text{т}CH_4$

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

$$LE = LE_{BL} - L \quad (5)$$

LE_{BL} – утечки относящиеся к исходным условиям;

L – утечки вследствие реализации проектной деятельности.

Все проектные утечки рассчитываются по следующей формуле:

$$L = L_{gpp} \cdot \varepsilon + L_p \quad (6)$$

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

$$L_{gpp\ ec} = SEC_{gpp} * V_{APG_PJ} * EF_{grid} \quad (7)$$

V_{APG_PJ} – объем ПНГ, утилизируемый по проекту, т.е. транспортируемый с КС на ГПЗ, тыс. м³

SEC_{gpp} – удельный коэффициент потребления электроэнергии при процессинге ПНГ на ГПЗ, кВтч/тыс.м³ Данный параметр предоставляется ежегодно по запросу к Юграгазпроцессинг.

EF_{grid} – коэффициент выбросов при потреблении электроэнергии из сети, тСО₂/МВтч

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

$$L_{proc} = E_{proc} * V_{APG_PJ} * 1000 * W_{CH4,av} * \rho_{CH4} * GWP_{CH4} \quad (8)$$

V_{APG_PJ} – количество полезно утилизируемого ПНГ с Хохряковской КС на ГПЗ, тыс м³

E_{proc} – средний коэффициент потерь при переработке сырья на ГПЗ, %; Определяется один раз – 1,18%

$W_{CH4,av}$ – средняя объемная доля метана в ПНГ с Хохряковской КС, протокол исследования газа.

ρ_{CH4} – плотность метана CH₄ при стандартных условиях, принимается равной 0,668 кг/м³

GWP_{CH4} – показатель глобального потепления для метана, принимается равным 21 т.СО₂/т.СН₄

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

$$LE_{BL} = LE_{NG,rec} + LE_{NG\ GT} \quad (9)$$

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

$LE_{NG\ GT}$ – выбросы при сжигании природного газа в газовых турбинах на установках комплексной подготовки газа газовых месторождений (УКПГ).

Выбросы при добыче природного газа

$$LE_{NG,rec} = V_{APG_PJ} * V_{GPP\ APG} * EF_{NG\ prod} * GWP_{CH4} \quad (10)$$

V_{APG_PJ} -объём ПНГ направляемый на ГПЗ с Хохряковской КС в рамках проекта, тыс. м3;

$V_{GPP\ APG}$ – коэффициент выхода сухого газа из ГПЗ, %

$EF_{NG\ prod}$ – коэффициент потерь природного газа при его добыче, представленный в годовом экологическом отчёте ОАО Газпром, %

Утечки при сжигании природного газа в газовых турбинах на УКПГ

$$LE_{NG\ GT} = (SFC_{GT} * FC_{APG_PJ} * VGPP\ APG * EF_{CO_2,GT}) / l_{com} \quad (11)$$

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

$$SFC_{GT} = ((SEC_p * C) / \epsilon_{modern\ GT}) / NCV_{NG} \quad (12)$$

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

C коэффициент перевода из кВтч в калории, 1кВтч=0,86*10⁶ кал

$\epsilon_{modern\ GT}$ эффективность современной газовой турбины, принятая равной 34% (это значение близко к эквивалентному тепловому КПД электрической системы Урала с ежегодным коэффициентом эмиссии за 2008-2012 тCO₂/МВтч)

NCV_{NG} - низшая теплотворная способность природного газа (в соответствии с ГОСТ 5542-87), ккал/м³

$EF_{CO_2,GT}$ – коэффициент выбросов CO₂ при сжигании природного газа в газовых турбинах на УКПГ , тCO₂/тыс. м³

$$EF_{CO_2,GT} = (W_{CO_2\ ng} + (N_{C_{CH_4}} * W_{CH_4\ NG} + \sum N_{C_{VOC}} * W_{VOC\ NG})) * \rho_{CO_2} * FE_{GT} \quad (13)$$

$W_{CO_2\ NG}$, $W_{CH_4\ NG}$, $W_{VOC\ NG}$ – объёмная доля углерода, метана и ЛОС для природного газа при процессинге на УКПГ³;

$N_{C_{CH_4}}$, $\sum_j N_{C_{VOC_j}}$ – количество молей углерода в моле метана и ЛОС соответственно ($\sum_j N_{C_{VOC_j}}$ где j дельный компонент ЛОС.)

ρ_{CO_2} – плотность CO₂ при 20°C равно 1.842 кг/м³.

³ 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.

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

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

$$I_{com} = (((P_{2apg}/P_{1apg})^{((1,31-1)/1,31)}-1)/(P_{2ng}/P_{1ng})^{((1,31-1)/1,31)}-1) \quad (14)$$

I_{com} является коэффициентом корреляции, который представляет собой отношение работы сжатия (т.е. увеличение давления P_1 до P_2) попутного нефтяного газа на ДКС месторождения Хохряковском для транспортировки в газопровод Сибура, т.е. работа для сжатия природного газа в комплексе блока подготовки газа (КБПГ) Газпрома для транспортировки природного газа в магистральном газопроводе.

$1,31$ – адиабата метана (CH_4)

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

P_{1ng} – среднее давление природного газа в газовых скважинах месторождений большого Уренгоя (50 ата в 2008)⁴

P_{1apg} - Давление газа на входе в КС, эквивалентно 3,2 ата .

P_{2apg} - Давление газа на выходе с КС, эквивалентно 30 ата .

Расчёт сокращений по следующей формуле:

$$ER = BE - PE - LE \quad (15)$$

ER – сокращения выбросов CO_2 , вследствие реализации Проекта, т CO_2

BE – выбросы CO_2 по исходным условиям, т CO_2

PE – выбросы CO_2 в рамках проектной деятельности, т CO_2

LE – утечки, т CO_2

Г.1 Значение данных необходимых для расчета сокращений выбросов ПГ по проекту за 2008-2011 года

⁴ <http://www.indpg.ru/nefteservis/2008/04/20007.html>. Table 1-Текущее устьевое давление, ата

Таблица Г 1.1. Выбросы CO₂ при физических утечках метана при компримировании ПНГ на Хохряковской КС в 2008-2011

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011
Коэффициент выбросов при подготовке газа (МГЭИК 2006)	E _{pr}	ГгрСН ₄ /млн.м ³	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011
ПНГ утилизируемый по проекту	V _{ARG_PJ}	млн. м ³	244	219	198	191
Потенциал глобального потепления	GWP _{СН₄}	тСО ₂ /тСН ₄	21	21	21	21
Проектные выбросы при компримировании ПНГ	PE _{pr}	тСО ₂	5629	5060	4580	4407

Таблица Г 1.2. Выбросы CO₂ при физических утечках метана при транспортировке ПНГ с Хохряковской КС до газосборной сети АК Сибур в 2008-2011

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011
Коэффициент выбросов при транспорте газа (МГЭИК 2006)	E _t	ГгрСН ₄ /млн.м ³	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011
ПНГ утилизируемый по проекту	V _{ARG_PJ}	млн. м ³	244	219	198	191
Потенциал глобального потепления	GWP _{СН₄}	тСО ₂ /тСН ₄	21	21	21	21
Проектные выбросы при транспортировке ПНГ	PE _t	тСО ₂	5629	5060	4580	4407

Таблица Г 1.3. Выбросы CO₂ при потреблении электроэнергии из энергосети на Хохряковской КС при компримировании ПНГ в 2008-2011

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011
Потребление ЭЭ на КС	EC _{cs}	тыс.кВтч	48653	44502	43534	45823,3
Коэффициент выбросов в сети	EF _{grid}	тСО ₂ /МВтч	0,631	0,631	0,638	0,668

Проектные выбросы при потреблении электроэнергии на КС	PEcs	tCO ₂	30700	28081	27775	30610
--	------	------------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Таблица Г 1.4. Общие проектные выбросы в 2008-2011 гг.

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011
Общие проектные выбросы	PE	tCO ₂	41957	38200	36935	39424

Г.2. Оцениваемые утечки:

Утечки, вследствие проектной деятельности, происходящие за рамками проекта

Таблица Г 2.1. Выбросы CO_{2экв} при потреблении электроэнергии из энергосети на ГПЗ при процессинге проектного объема ПНГ в 2008-2011 гг

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011
Удельное потребление электроэнергии в ГПЗ	SEC _{APG}	кВтч/тыс.м ³	265,6	265,6	265,6	265,6
ПНГ, используемый в проекте	V _{APG_PJ}	тыс. м ³	243659	219041	198284	190789
Коэффициент выбросов в сети	EF _{CO2,ELEC}	tCO ₂ /МВтч	0,631	0,631	0,638	0,668
Выбросы CO _{2экв} при потреблении электроэнергии из энергосети на ГПЗ при процессинге проектного объема ПНГ	LEec	tCO _{2экв}	40836	36710	33600	33850

Таблица Г 2.2. Выбросы CO_{2экв}, происходящих от физических потерь газа при процессинговых операциях на ГПЗ при переработке проектного объема ПНГ в 2008-2011

Показатель	Обозначение	Единиц	2008	2009	2010	2011
------------	-------------	--------	------	------	------	------

Доля потерь газа при процессинге на ГПЗ	Eproc	%	1,18	1,18	1,18	1,18
ПНГ, используемый в проекте	V _{APG,PJ}	тыс. м ³	243659	219041	198284	190789
Показатель глобального потепления	GWP _{CH4}	tCO ₂ /tCH ₄	21	21	21	21
Выбросы CO ₂ экв, происходящих от физических потерь газа при процессинговых операциях на ГПЗ при переработке проектного объема ПНГ	LEproc	tCO ₂ экв	25590	23674	19365	19110

Таблица Г 2.3. Общие утечки, вследствие проектной деятельности, происходящие за рамками проекта

Общие утечки вследствие проекта	LE	tCO ₂ экв	66426	60384	52965	52960
---------------------------------	----	----------------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Утечки, ассоциированные с исходными условиями, происходящие за рамками проекта:

Таблица Г 2.4. Выбросы CO₂экв при физических утечках метана при добыче энергетического эквивалента природного газа в 2008-2011 гг.

Показатель	Обозначение	Единиц	2008	2009	2010	2011
ПНГ, утилизируемый в проекте	FC _{APG,PJ}	тыс. м ³	243659	219041	198284	190789
Выход сухого газа из ГПЗ при переработке проектного объема ПНГ, который закачивается в магистральный газопровод	V _{gpp}	%	86	86	86	86
Доля потерь газа из скважин на месторождениях Газпрома	%	-	0,00070	0,00052	0,00029	0,00029
Потенциал глобального потепления для метана	GWP _{CH4}	tCO ₂ /tCH ₄	21	21	21	21

Выбросы CO ₂ экв при физических утечках метана при добыче энергетического эквивалента природного газа	LE _{NG,rec}	tCO ₂ экв	3074	2042	1056	1065
--	----------------------	----------------------	-------------	-------------	-------------	-------------

Таблица Г 2.5. Выбросы CO₂экв при сжигании природного газа (топливного газа) на УКПГ в 2008-2011 гг.

Показатель	Обозначение	2008	2009	2010	2011
Удельный расход газа на УКПГ Газпрома при процессинге и компримировании природного газа (современные газовые турбины, КПД 34%)	м ³ /тыс. м ³	158	158	158	158
Коэффициент выбросов CO ₂ в газовой турбине (стандартный химический состав, МГЭИК 2006)	tCO ₂ /тыс. м ³	2,106	2,106	2,106	2,106
ПНГ, утилизируемый в проекте	тыс. м ³	243659	219041	198284	190789
Выход сухого газа из ГПЗ при переработке проектного объема ПНГ, который закачивается в магистральный газопровод	%	86	86	86	86
Коэффициент корреляции давления	-	7,1	7,1	7,1	7,1
Выбросы CO ₂ экв при сжигании природного газа (топливного газа) на УКПГ	tCO ₂ экв	8393	7545	6830	6572

Таблица Г 2.6. Общие утечки, ассоциируемые с исходными условиями, за рамками проекта 2008-2011 гг.

Показатель	Единицы	2008	2009	2010	2011
------------	---------	------	------	------	------

Общие утечки, ассоциируемые с исходными условиями	tCO ₂ э	11466	9587	7886	7636
---	--------------------	-------	------	------	------

Г.3. Сумма Г.1. и Г.2.:

Таблица Г.3.1. Сумма выбросов по проекту и разности утечек в 2008-2011 гг.

Показатель	Единицы	2008	2009	2010	2011
Сумма	tCO ₂ е	96 917	88 997	82 014	84 747

Г.4. Оцениваемые выбросы базовой линии:

Таблица Г. 4.1. Выбросы CO₂экв при сжигании проектного объема ПНГ по исходным условиям на ЦПС Хохряковского метсорождения в 2008-2011 гг.

Показатель	Обозначение	Ед. изм.	2008	2009	2010	2011
Факельное сжигание ПНГ по базовой линии	V _{APG,Flare,BL}	тыс. м ³	243659	219041	198284	190789
Коэффициент выбросов CO ₂ при факельном сжигании	EF _{CO₂,Flare}	tCO ₂ /тыс. м ³	2,96	2,88	3,00	2,95
Выбросы CO ₂ при сжигании ПНГ на факеле по базовой линии	BE _{CO₂,Flare}	tCO ₂	721135	631030	595449	562371
Факельное сжигание ПНГ по базовой линии	V _{APG,Flare,BL}	тыс. м ³	243659	219041	198284	190789
Коэффициент выбросов CH ₄ (в CO ₂ эквиваленте) при факельном сжигании	EF _{CH₄,Flare}	tCO ₂ е/тыс.м ³	0,312	0,321	0,290	0,305
Выбросы CH ₄ (в CO ₂ эквиваленте) при сжигании ПНГ на факеле по базовой линии	BE _{CH₄,Flare}	tCO ₂ е	75904	70219	57440	58136

Общие выбросы базовой линии	BE	tCO ₂	797039	701250	652889	620508
-----------------------------	----	------------------	---------------	---------------	---------------	---------------

Г.5. Разность Г.4. и Г.3., определяющая сокращение выбросов по проекту:

	2008	2009	2010	2011
tCO₂	700122	612252	570874	535761
Всего (2008-2012)	2 419 011			

Г.6. Таблица, отражающая значения, получившиеся в результате применения вышеуказанных формул:

Год	Выбросы по проектному сценарию (тонн CO ₂)	Утечки (тонн CO ₂)	Выбросы по базовой линии (тонн CO ₂)	Сокращение выбросов (тонн CO ₂)
2008	41 957	54 960	797 039	700 122
2009	38 200	50 797	701 250	612 253
2010	36 935	45 079	652 889	570 875
2011	39 424	45 323	620 508	535 761
Всего (тонн CO ₂ - экв.)	156 516	196 159	2 771 686	2 419 011

Приложение 1

Тест на выполнение критерия сажевого горения:

Этот тест определяет эффективность сгорания от сжигания ПНГ. Используемые формулы:

1. Условие бессажевого горения:

$$\text{if } U_{flow} > 0,2 U_{sound}$$

тогда сажа не выделяется, сжигание считается полным.

$$\text{if } U_{flow} < 0,2 U_{sound}$$

Сажевое горение, демонстрирует неполное сжигание ПНГ. В этом случае, при сжигании принимается коэффициент недожога равный 0,0035 для дальнейших расчетов :

2. Скорость истечения ПНГ, м/сек (U_{flow}):

$$(1) \quad U_{flow} = 4 * W_{\sqrt{}} / (\pi * d^2)$$

V_{APG_PJ} – Объем потока ПНГ, м³/с;

d – диаметр факела, равный 0,5 м;

3. Скорость прохождения звука через ПНГ, м/сек (U_{sound}):

$$(2) \quad U_{sound} = 91,5 * (K * (T_{APG} + 273) / \mu_{APG})^{0,5}$$

K_{APG} – Адиабата ПНГ

$$(3) \quad K_{APG} = \sum 0,01 * V_i * k_i;$$

W_i , - объемная концентрация i -компонента в ПНГ, % объема;

k_i – значение адиабаты для i -компонента в ПНГ;

T_{APG} – Температура ПНГ, °С;

μ_{APG} – молекулярная масса ПНГ, кг/моль.