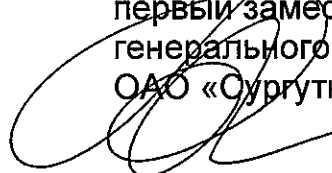


УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер –
первый заместитель
генерального директора
ОАО «Сургутнефтегаз»



А.Н.Буланов
«20» апреля 2012 г.

Утилизация попутного нефтяного газа на Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении, Российская Федерация

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

(для подачи в составе заявки об утверждении проекта для совместного
осуществления в соответствии со статьей 6 Киотского протокола)

Сургут
2012



**ФОРМА ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ДЛЯ ПРОЕКТА СОВМЕСТНОГО
ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ**

Редакция 01 — действует с: 15 июня 2006 г.

СОДЕРЖАНИЕ

- A. Общее описание проекта
- B. Базовая линия
- C. Срок реализации проекта / период кредитования
- D. План мониторинга
- E. Расчет объема сокращения выбросов парниковых газов
- F. Влияние на окружающую среду
- G. Комментарии заинтересованных лиц

Приложения

Приложение 1: Контактная информация об участниках проекта

Приложение 2: Информация об исходных условиях

Приложение 3: План мониторинга



РАЗДЕЛ А. Общее описание проекта

А.1. Наименование проекта:

Наименование проекта: «Утилизация попутного нефтяного газа на Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении, Российская Федерация»

Сектор (категория) источников: (10) Фугитивные выбросы, вызванные сжиганием ископаемого топлива (твердого, нефти и газа).

Версия проектной документации: 1.2

Дата: 04/04/2012

А.2. Описание проекта:

Краткое описание проекта

Проектом предусматривается строительство компрессорной станции (далее КС) для целей утилизации попутного нефтяного газа (далее ПНГ) на Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении в Республике Саха (Якутия), Российская Федерация. Для того чтобы утилизировать ПНГ, он будет закачиваться КС в газовую шапку нефтяного пласта через нагнетательные скважины для целей поддержания пластового давления. Основной целью закачки ПНГ является предотвращение его сгорания в факелах, однако закачка также имеет дополнительную второстепенную цель — поддержание пластового давления. Нагнетенный ПНГ будет храниться в газовой шапке пласта длительное время. На момент написания настоящей Проектно-технической Документации (ПТД)¹ планов по извлечению закачанного ПНГ не было. Настоящая ПТД предполагает, что в отдаленном будущем закачанный ПНГ может быть извлечен для использования в качестве топлива, таким образом, заменяя другие виды топлива. Реализация проекта позволит ОАО «Сургутнефтегаз» сберечь ценный природный ресурс — ПНГ, избегая загрязнения окружающей среды остаточными продуктами сгорания.

Цель проекта

Главными целями проекта являются:

- Повышение уровня утилизации ПНГ;
- Сбережение природных ресурсов для следующих поколений;
- Улучшение экологической ситуации в районе нефтяных месторождений;
- Снижение уровня выбросов парниковых газов (ПГ).
- Замена закачки воды как способа поддержания пластового давления;

Ситуация, предшествующая началу реализации проекта

До реализации проекта попутный нефтяной газ преимущественно сжигался на факелах. Лишь незначительное количество ПНГ использовалось для внутренних нужд. ПНГ сжигался на факеле в неоптимальном режиме (также называемом сажевое горение на факеле), т.е. часть ПНГ не окислялась надлежащим образом и выбрасывалась в атмосферу. На момент принятия решения о реализации проекта² сжигание на факеле ПНГ являлось обычной практикой на нефтяных месторождениях в России. Дополнительное последствие реализации проекта, такое как поддержание пластового давления, могло бы обеспечиваться путем закачки воды. Мощность оборудования по закачке воды была достаточной для обеспечения добычи нефти в тех же объемах, что и в случае реализации проекта.

Базовый сценарий

¹ Декабрь 2011 г.

² 2006



Описание Базового сценария: в отсутствие данного проекта, ПНГ, утилизируемый КС, сжигался бы на факелах. Поддержание пластового давления на Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении осуществлялось бы путем закачки воды.

Основной источник выбросов в базовом сценарии — выбросы CO₂ от сжигания углеводородов, содержащихся в ПНГ. Базовый сценарий также включает выбросы углеводородов вследствие неполного сгорания ПНГ на факелах. Среди углеводородов метан определен РКИК ООН как парниковый газ. Таким образом, выбросы метана от неполного сгорания ПНГ включены в базовый сценарий.

Ожидаемые результаты реализации проекта:

- Повышение уровня утилизации ПНГ;
- Снижение потребления воды в целях поддержания пластового давления;
- Сбережение ценного природного ресурса — ПНГ, который состоит, в основном, из метана. ПНГ не будет сжигаться на факельных установках, но будет сохраняться для последующего использования;
- Улучшение экологической обстановки в районе факелов;
- Снижение негативных экологических последствий, включая снижение выбросов ПГ в среднем на 777 857 тонн CO₂экв./год.

Проектный сценарий

По проектному сценарию построена компрессорная станция около Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения, разрабатываемого ОАО «Сургутнефтегаз» в Республике Саха (Якутия). КС предназначена для подготовки, компримирования, осушки и транспортировки ПНГ к нагнетательным скважинам Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения. ПНГ будет закачиваться в газовую шапку нефтяного пласта для целей поддержания пластового давления. Нагнетенный ПНГ будет храниться в газовой шапке пласта длительное время. Основным топливом для КС является ПНГ Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения. Электроснабжение КС производится с газотурбинной/газопоршневой электростанции, расположенной неподалеку, которая в качестве топлива также использует ПНГ с того же нефтегазоконденсатного месторождения, что и сам проект. Реализация проекта приведет к значительному повышению уровня утилизации ПНГ и сбережению ископаемых топливных ресурсов.

Суммарный объем закачанного ПНГ за период 2010-2012 гг. составит около 849 млн м³.

Краткая история проекта (включая его компоненту механизма Совместного осуществления)

В 2004 году ОАО «Сургутнефтегаз» получило лицензию на разработку Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения. В 2005 году компания начала буровые работы и подготовку базовой инфраструктуры, такой как дороги, генерация и транспортировка электроэнергии, жилье для рабочих, и т.п., необходимой для дальнейшей разработки месторождения, а также производственной инфраструктуры по обработке и транспортировке нефти.

В начале 2006 года отдел охраны природы и борьбы с коррозией провел анализ ситуации с механизмом Совместного осуществления (СО) в России³. Он принял к сведению опыт реализации проектов утилизации ПНГ на газотурбинных и газопоршневых электростанциях, выполненных в рамках механизма СО, начатых в 2001 и 2005 гг. соответственно. В отчете отмечено, что, невзирая на отсутствие экономических выгод и необходимость значительных капитальных затрат, утилизация ПНГ на Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении может привлечь софинансирование через механизм СО.

³ Подтверждающие документы были предоставлены верификаторам.



Технические параметры проекта утилизации ПНГ первоначально обсуждались в апреле 2006 на совещании Технического совета под председательством Главного инженера ОАО «Сургутнефтегаз». В сентябре 2006 Главный инженер утвердил техническое задание на разработку проектной документации. К концу 2007 года компания получила проектную документацию, разработанную ОАО «УкрХимПроект», получила все необходимые государственные разрешения и одобрения (Главгосэкспертиза) и приступила к строительству КС⁴. Строительство и ввод в эксплуатацию были завершены в октябре 2010, что подтверждается актами приемки законченных строительством объектов⁵.

В начале 2010, когда нормативно-правовой режим стал более прозрачным и Сбербанк объявил первый конкурсный отбор заявок на одобрение проектов СО принимающей страной, ОАО «Сургутнефтегаз» и «Газпром Маркетинг и Трейдинг Лтд.» («ГМиТ») начали совместную работу по коммерциализации углеродных единиц, генерируемых проектами СО компании по утилизации ПНГ. 9 июня 2011 ОАО «Сургутнефтегаз» и «Газпром Маркетинг и Трейдинг Лтд.» («ГМиТ») заключили договор покупки сокращений выбросов и начали разработку Проектно-технической документации по проекту «Утилизация попутного нефтяного попутного газа на Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении, Российская Федерация».

А.3. Участники Проекта:

Участвующая сторона	Юридическое лицо - участник проекта (в применимых случаях)	Пожалуйста, укажите, если Участвующая сторона желает, чтобы ее рассматривали в качестве участника проекта (Да/Нет)
Сторона А: Российская Федерация (принимающая сторона)	Юридическое лицо А1: Открытое акционерное общество «Сургутнефтегаз»	Нет
Сторона В: Великобритания	Юридическое лицо В1: «Газпром Маркетинг и Трейдинг Лтд.»	Нет

Открытое акционерное общество «Сургутнефтегаз»

Нефтегазовая компания «Сургутнефтегаз» — одна из крупнейших компаний в российском нефтяном секторе. На ее долю приходится почти 13% сырой нефти, добываемой в стране, и 25% газа, добываемого местными нефтяными компаниями⁶.

Основными направлениями деятельности компании являются:

- Разведка и добыча углеводородов;
- Переработка газа и выработка электроэнергии;
- Производство и сбыт нефтепродуктов, продажа газа и продукции из газа;
- Нефтехимическое производство.

⁴ Соответствующие документы были предоставлены верификаторам.

⁵ Акт приемки законченных строительством объектов был предоставлен верификаторам.

⁶ <http://www.surgutneftgas.ru/en/about/today/>



«Газпром Маркетинг и Трейдинг»

Компания «Газпром Маркетинг и Трейдинг», базирующаяся в Лондоне, является международной торговой компанией, предлагающей своим клиентам комплексные решения в энергетической сфере. «Газпром Маркетинг и Трейдинг» полностью принадлежит инвестиционной холдинговой компании «Газпром Германия ГМБХ». В свою очередь «Газпром Германия ГМБХ» является 100% дочерним предприятием компании ООО «Газпром экспорт» — экспортного подразделения ОАО «Газпром», крупнейшей в мире газодобывающей компании.

А.4. Техническое описание проекта:

А.4.1. Местонахождение проекта:

Российская Федерация, Республика Саха (Якутия)

А.4.1.1. Принимающая сторона (стороны):

Российская Федерация

А.4.1.2. Регион/штат/провинция и т.п.:

Республика Саха (Якутия)



А.4.1.3. Город/поселок/населенный пункт и т.п.:

Город Якутск

А.4.1.4. Информация о физическом местонахождении, включая информацию, позволяющую обеспечить уникальную идентификацию проекта (не более одной страницы):

Проектом предусматривается строительство компрессорной станции неподалеку от Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения. Талаканское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на юго-западе Республики Саха (Якутия) в среднем течении реки Лены в 300 км от города Киренска. Расположение нефтяных месторождений и ГТЭС отображено на приведенной ниже карте.



Географические координаты: широта - 59°47' с.ш., долгота - 110°52' в.д.⁷.



А.4.2. Применяемые технологии, меры, операции или действия, предусмотренные проектом:

Краткое описание проекта

Проектом предусматривается строительство компрессорной станции неподалеку от Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения, разрабатываемого ОАО «Сургутнефтегаз» в Республике Саха (Якутия).

КС предназначена для подготовки, компримирования, осушки и транспортировки ПНГ к нагнетательным скважинам Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения. ПНГ будет утилизироваться посредством закачки КС в газовую шапку нефтяного пласта через нагнетательные скважины для целей поддержания пластового давления. Основным топливом для КС является ПНГ Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения.

КС состоит из 4 идентичных компрессорных линий. Три линии являются рабочими и одна находится в резерве. Мощность каждой линии по закачке ПНГ составляет 500 млн м³ в год.

Технологическое решение основано на установке компрессоров с газотурбинным приводом с тремя стадиями сжатия. Подогретый газ охлаждается после сжатия в газовых охладителях и очищается от жидкости в сепараторах. Осушка и очистка ПНГ от сернистых соединений производится методом адсорбции в цеолите NaA с последующей регенерацией цеолита.

В состав КС входят следующие основные элементы:

- приемный сепаратор с системой сбора и откачки конденсата;
- здание компрессорных установок;
- производственная площадка адсорберов и технологических подогревателей;
- площадка топливного газа;
- факельная установка;
- склады;
- насосная станция пенного пожаротушения;
- распределительное устройство 6 кВ;
- трансформаторные подстанции КТП - 6/0,4 кВ;

⁷ Географические координаты проекта предоставлены ОАО «Сургутнефтегаз». Информации о географических координатах проекта в открытых источниках нет.



- ограждение;
- КПП;
- административное здание;
- наружные инженерные сети.

ПНГ закачивается компрессорами с газотурбинными приводами, которые используют ПНГ в качестве топлива. Основные технические характеристики компрессоров приведены ниже в таблице А.4.2-1.

Таблица А.4.2-1 Технические характеристики одной компрессорной установки

Параметр	Значение
Производитель	ПАО «Сумское машиностроительное научно-производственное объединение им. М.В. Фрунзе»
Тип компрессора	центробежный
Стадии компрессии	три
Привод	газовая турбина НК-16СТ
Расход топливного газа	5 тыс.м ³ / час
Расход нефти	0,4 кг / час
Температура топливного газа	70 - 90°С
Проектное давление (избыточное) на входе компрессора	0,3 МПа
Рабочее давление (избыточное) на входе компрессора	0,3 - 0,5 МПа
Давление (избыточное) на выходе компрессора	14 МПа
Производительность	500 млн м ³ / год
Рабочая среда (тип топлива)	ПНГ

Таблица А.4.2-2 Расход ПНГ компрессорной станцией с целью закачки ПНГ

Год	Единица измерения	Факт./заплан.	Значение
2008	млн м ³	факт	0
2009	млн м ³	факт	0
2010	млн м ³	факт	34,911845
2011	млн м ³	план	38,246
2012	млн м ³	план	56
Итого	млн м ³		129,157845

Каждая компрессорная линия включает следующие основные компоненты:

- газотурбинная установка под шумоизоляционным укрытием с необходимыми технологическими системами для обеспечения эффективной работы двигателя;
- мультипликатор с необходимыми технологическими системами, обеспечивающими эффективность работы;
- компрессорный агрегат с необходимыми технологическими системами, обеспечивающими эффективность его работы;
- аппараты воздушного охлаждения;
- промежуточные сепараторы;
- технологические трубопроводы, запорная арматура, греющий кабель «Raychem» с теплоизоляцией;
- эстакады, площадки для сервисного обслуживания, лестницы;
- система автоматического управления;



- система обнаружения утечек газа;
- система пожаробнаружения;
- автоматизированная система пожаротушения;
- низковольтное комплектное устройство 0,4 кВ бесперебойного электроснабжения для электрооборудования и систем компрессорной линии.

Решения по энергосбережению, примененные в проекте, включают оптимальную прокладку сетей электроснабжения, освещение с использованием газоразрядных ламп, светильники с повышенной светоотдачей, автоматическое управление внешнего освещения и использование строительных конструкций с эффективным утеплением.

КС снабжается электроэнергией с Талаканской ГТЭС/ГПЭС, расположенной неподалеку. КС не имеет возможности резервного энергоснабжения, т.е. станция не подключена к российской ОЭС или другому источнику электроэнергии.

ПНГ закачивается компрессорами (с газотурбинными приводами) работающими на ПНГ, а электроэнергия, потребляемая КС, используется исключительно для второстепенных потребностей. Единственным источником электроэнергии является газотурбинная и газопоршневая электростанция на ПНГ, расположенная неподалеку. Проект никак не повлияет на других потребителей электроэнергии с ГТЭС и ГПЭС, поскольку их суммарная мощность составляет 156,6 МВт, а максимальная нагрузка в 2011 году, включая потребление энергии компрессорной станцией, составила 43,5 МВт. Таким образом, в резерве остается примерно 113,1 МВт. Проектное энергопотребление КС составляет 16 490 МВтч при полной загрузке трех компрессорных линий. Фактические и плановые показатели потребления электроэнергии, уточненные с учетом фактических объемов переработанного и закачанного ПНГ, представлены в таблице А.4-2 ниже.

Таблица А.4-3. Электропотребление КС⁸

Год	Единица измерения	Факт/план	Значение
2008	МВтч	факт	0
2009	МВтч	факт	1 454,1
2010	МВтч	факт	6 046,9
2011	МВтч	план	6 190,1
2012	МВтч	план	5 691,7
Итого	МВтч		19 382,9

Наиболее распространенным методом поддержания пластового давления на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» является закачка воды. Талаканское нефтегазоконденсатное месторождение оборудовано 9 водяными насосами с общей мощностью по закачке 2 520 м³ / час, или 60 480 м³ / день. Установленная мощность по закачке воды является достаточной для поддержки пластового давления без закачки ПНГ. Около 129,87 м³ ПНГ должно закачиваться вместо 1 м³ воды для обеспечения такого же уровня давления⁹. Максимальный объем закачки ПНГ, который ожидается по проекту, оставляет 562 млн м³ ПНГ¹⁰, или 1,5 млн м³ ПНГ в день. Этот объем эквивалентен закачке 11,935 м³ воды в день, что значительно ниже, чем установленная мощность оборудования по закачке воды.

Закачка ПНГ частично заменит закачку воды, а после реализации проекта закачка воды будет продолжена. Объем закачки воды будет уменьшен, поскольку закачка ПНГ частично заменит закачку воды. В 2011 году было закачено примерно 4 294,18 тыс. м³ воды. Количество воды,

⁸ Данные предоставлены ОАО «Сургутнефтегаз».

⁹ Информация предоставлена ОАО «Сургутнефтегаз»

¹⁰ 562 млн м³ ПНГ планируется закачать в 2016 г.



отделенной от эмульсии сырой нефти, очень незначительно, и большая часть закачанной воды была извлечена из водозаборных скважин (более 98%). В случае отказа от данного проекта количество воды, извлеченное из водозаборных скважин, было бы еще больше. Это значит, что проект позволяет снизить извлечение и повторную закачку пресной воды, что рассматривается как положительный эффект с точки зрения защиты окружающей среды.

Объем ПНГ, поставляемого на нагнетательные скважины, и его состав представлен в приведенной ниже таблице.

Таблица А.4-4. Фактический и плановый объем ПНГ, закачиваемого КС, и усредненный состав ПНГ для предварительных расчетов

Параметр	Единица измерения	Фактические значения ¹¹			Плановые значения	
		2008	2009	2010	2011	2012
Закачка ПНГ	млн м ³	0	0	146,404	271,769	431
Метан (СН ₄)	% об,	73,97	77,13	73,34	74,81	74,81
Этан (С ₂ Н ₆)	% об,	13,35	11,77	12,29	12,47	12,47
Пропан (С ₃ Н ₈)	% об,	6,54	6,4	6,96	6,63	6,63
i-бутан (метилпропан; С ₄ Н ₁₀)	% об,	0,94	0,39	0,41	0,58	0,58
n-бутан (С ₄ Н ₁₀)	% об,	1,78	1,2	1,55	1,51	1,51
i-пентан (метилбутан; С ₅ Н ₁₂)	% об,	0,39	0,22	0,22	0,28	0,28
n-пентан (С ₅ Н ₁₂)	% об,	0,41	0,23	0,33	0,32	0,32
С ₆ + (гексаны и выше)	% об,	0,28	0,16	0,17	0,20	0,20
Двуокись углерода (СО ₂)	% об,	0	0	0,08	0,03	0,03
Азот (N ₂)	% об,	2,34	2,5	4,66	3,17	3,17

Программа обучения

Полноценная программа обучения была организована для ряда сотрудников, работающих вахтовым методом, в том числе инженеров, операционного и обслуживающего персонала. Программа обучения включала следующие основные курсы:

- Оператор компрессора;
- Оператор газовой турбины;
- Оператор установки обработки газа;
- Наладчик установки обработки газа;
- Наладчик газового и парового оборудования;
- Слесарь по обслуживанию газового оборудования;
- Техник по обслуживанию;
- Техник по КИПиА;
- Электрик;
- Монтажник.

Отдел кадров ОАО «Сургутнефтегаз» отвечает за надлежащее обучение и поддержание квалификации сотрудников, вовлеченных в проект. В общей сложности было обучено около 50 человек.

¹¹ Среднегодовые значения используются для предварительных расчетов



Таблица А.4.2-5. График реализации проекта

Этапы	Начало строительства	Дата ввода в эксплуатацию ¹²
Строительство газокompрессорной станции	21 декабря 2007 г.	20 октября 2009 г.
Строительство производственно-административного здания	21 декабря 2007 г.	20 октября 2009 г.
Строительство машинного и ремонтного цехов	21 декабря 2007 г.	20 октября 2009 г.
Строительство насосной станции пенного пожаротушения	21 декабря 2007 г.	20 октября 2009 г.
Строительство КПП	21 декабря 2007 г.	20 октября 2009 г.
Установка системы видеонаблюдения	1 августа 2009 г.	30 октября 2009 г.
Строительство газовой компрессорной станции (расширение)	1 июня 2010 г.	30 сентября 2010 г.

А.4.3. Краткое объяснение того, каким образом антропогенные выбросы парниковых газов из источников будут сокращаться в рамках предложенного проекта СО, а также того, почему сокращения выбросов были бы невозможны без предложения проекта, учитывая особенности национальной и/или отраслевой политики и другие обстоятельства:

В целом реализация проекта приведет к снижению выбросов ПГ, главным образом, СО₂ и СН₄.

Снижение выбросов ПГ в результате реализации проекта произойдет вследствие следующих факторов:

- Снижение выбросов СО₂ от сжигания ПНГ на факелах;
- Сокращение количества фугитивных выбросов СН₄ в результате неполного сгорания метана на факелах.

Без привлечения механизмов Киотского протокола и регистрации настоящего проекта как проекта СО строительство КС маловероятно по следующим причинам:

- Реализация предлагаемого проекта не является привлекательной в финансовом отношении;
- ОАО «Сургутнефтегаз» может продолжать сжигание ПНГ на факелах в связи с отсутствием ограничений в отношении сжигания на факелах или экономических стимулов, поощряющих инвестиции в проекты утилизации ПНГ;
- Для продолжения сжигания ПНГ на факелах не требуется дополнительных инвестиций;
- Не предвидится значительных изменений в российском экологическом законодательстве, которые требовали бы от ОАО «Сургутнефтегаз» прекращения сжигания ПНГ на факелах;
- В России не существует ограничений на выброс ПГ для компаний, и до 2012 года ввода таких ограничений не ожидается.

Более подробная информация содержится в Разделе В.2 ниже.

Кроме того, проект способствует снижению загрязнения атмосферы, включая выбросы двуокиси азота, окиси азота, двуокиси серы, окиси углерода, углеводородов и сажи¹³. В этой связи экологическая обстановка в районах расположения факелов должна значительно улучшиться.

А.4.3.1. Расчетный объем сокращений выбросов за период кредитования:

¹² Согласно актам ввода в эксплуатацию

¹³ Это утверждение основано на результатах оценки воздействия на окружающую среду (часть проектной документации). Более подробная информация содержится в разделе F ниже.



	Лет
<u>Продолжительность периода кредитования</u>	3
Год	Ожидаемые сокращения выбросов, в тоннах эквивалента CO ₂
2010	397 766
2011	749 090
2012	1 186 716
Общий расчетный объем сокращения выбросов за <u>период кредитования</u> (в тоннах эквивалента CO ₂)	2 333 572
Ожидаемые среднегодовые сокращения выбросов за <u>период кредитования</u> (в тоннах эквивалента CO ₂)	777 857

A.5. Утверждение проекта участвующими Сторонами:

Согласно российскому законодательству, письменное одобрение проекта предоставляется российским правительством на основе экспертного заключения, предоставленного независимой экспертной организацией. После получения одобрения в PDD в отчет о детерминации вносятся изменения и отчет о детерминации приобретает окончательную форму.

Одобрение проекта Стороной В: Одобрение со стороны Великобритании будет получено после получения одобрения проекта Принимающей стороной.



РАЗДЕЛ В. Базовая линия

В.1. Описание и обоснование выбранной базовой линии:

В соответствии с пунктом 9 "Руководства по критериям для исходных условий и мониторинга", версия 03 (далее "Руководство"), участники проекта могут выбрать:

- (а) подход для определения исходных условий и мониторинга, разработанных в соответствии с приложением В к руководящим принципам для СО (особый подход для СО), или
- (б) методологию определения исходных условий и мониторинга, утвержденную Исполнительным советом Механизма чистого развития (МЧР), включая методологию осуществления деятельности в рамках мелкомасштабных проектов, в зависимости от обстоятельств, в соответствии с параграфом 4(а) решения 10/СМР.1, а также методологию лесонасаждения/восстановления лесных массивов в рамках проекта; или
- (с) подход для определения исходных условий и мониторинга, уже использованный в аналогичных случаях СО.

Участники проекта выбрали Вариант (а) — особый подход для проектов СО для определения базового сценария для настоящего проекта. Базовая линия устанавливается в соответствии с решением 9/СМР.1, «Руководящими принципами для осуществления Статьи 6 Киотского протокола», решением FCCC/КР/СМР/2005/8/Add.2 от 30 марта 2006 года и на основе «Руководства по критериям для исходных условий и мониторинга», версия 03.

Для того чтобы определить самый правдоподобный и реалистичный базовый сценарий, ниже осуществляется подробный анализ вероятных альтернатив.

Применение выбранного подхода - Определение базовой линии на основе выбора наиболее целесообразного из альтернативных сценариев

Идентификация и перечень вероятных базовых сценариев

Проект предполагает строительство КС суммарной мощностью по переработке и закачке 1 500 000 м³ ПНГ в год. Для того чтобы утилизировать ПНГ, он будет закачиваться КС в газовую шапку нефтяного пласта через нагнетательные скважины. Невзирая на то, что основной целью закачки ПНГ является предотвращение его сгорания в факелах, закачка также имеет дополнительную второстепенную цель — поддержание пластового давления. Нагнетенный ПНГ будет храниться в газовой шапке пласта длительное время. После закачки ПНГ не будет извлекаться, так как отсутствует возможность переработки или использования, помимо факельного сжигания. Республика Саха (Якутия) является одним из крупнейших территориальных субъектов в мире с площадью 3 103 200 км², что немного меньше, чем площадь Индии (3 287 240 км²). В то же время, население республики составляет менее 1 млн человек. Республика Саха (Якутия) является одной из наименее населенных территорий мира, что определяет отсутствие большого количества потребителей газа и газоперерабатывающих мощностей в регионе. Единственный вариант использования ПНГ — сжигание или утилизация на месторождении. Возможные альтернативы утилизации ПНГ приведены и рассмотрены ниже.

КС потребляет электроэнергию с близлежащей ГТЭС/ГПЭС, работающей на том же ПНГ, что и КС. В отсутствие КС электроэнергия для КС не была бы востребована, и ПНГ, используемый для выработки электроэнергии, сжигался бы на факелах. Проект никак не повлияет на других потребителей электроэнергии ГТЭС/ГПЭС, поскольку их суммарная мощность составляет 156,6 МВт, а максимальная нагрузка в 2011 году, включая потребление энергии компрессорной станцией, составила 43,5 МВт. Таким образом, в резерве остается примерно 113,1 МВт. Поскольку ГТЭС/ГПЭС расположена за границами проекта, а проект не оказывает воздействия на остальных потребителей энергии, приведенные ниже альтернативы не предусматривают потребление ПНГ на ГТЭС/ГПЭС.



Проектные выбросы этого типа были исключены из границ проекта вместе с выбросами по базовой линии от сжигания такого же объема на факелах. Этот подход консервативен и позволяет упростить расчеты.

До реализации проекта весь используемый КС ПНГ сжигался на факелах. Сырьем и топливом для КС является ПНГ Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения. Реализация проекта приведет к значительному повышению степени утилизации ПНГ и сбережению ископаемых топливных ресурсов.

Выброс в атмосферу ПНГ в России запрещен. Наиболее дешевым и самым распространенным способом утилизации ПНГ в России является его сжигание на факелах. В 2006 году сжигание ПНГ на факелах являлось в России общепринятой практикой, особенно в таких отдаленных районах, как Республика Саха (Якутия). Согласно данным Национального центра геофизических данных, более 50 млрд. м³ ПНГ было сожжено на факелах в России в 2006 году. Кроме того, как следует из нижеследующей Схемы В.2-1, объем сжигания ПНГ возрастал не только до начала реализации проекта, но и в дальнейшем.

Схема В.2-1 — Уровень сжигания ПНГ на факелах в России¹⁴.



Утилизация попутного нефтяного газа не приносит высоких прибылей нефтяным компаниям из-за низкой цены ПНГ. Цены на ПНГ регулируются Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации и остаются откровенно низкими. Средняя цена ПНГ в 2006 году составляла 759¹⁵ руб./тыс. м³, тогда как цена природного газа составляла 1582 руб./тыс. м³¹⁶. Постановление правительства № 59 от 09.02.2008 г. отменяет государственное регулирование тарифов на ПНГ, который поставляется для дальнейшей обработки на заводы по переработке ПНГ. Это изменение не оказывает воздействия на проект, поскольку возможности использования ПНГ Талаканского нефтяного месторождения на любом из заводов по переработке ПНГ не существует в связи с местоположением месторождения. Кроме того, нефтяные месторождения обычно расположены далеко от конечных потребителей в районах со слаборазвитой инфраструктурой, и с точки зрения нефтяных компаний нецелесообразно вкладывать средства в необходимую инфраструктуру подготовки и транспортировки газа. С учетом постоянного роста

¹⁴http://www.ngdc.noaa.gov/dmsp/interest/flare_docs/Global BCM 20100917.xls

¹⁵ http://www.gks.ru/free_doc/new_site/prices/prom/CENA-PR.xls

¹⁶ http://www.gks.ru/free_doc/new_site/prices/prom/Cena-TER.xls



цен на нефть¹⁷ нефтяные компании в России предпочитали вкладывать средства в основную деятельность — добычу и переработку нефти, а не в разработку технологий утилизации ПНГ.

Утилизация ПНГ не является привлекательной для российских нефтяных компаний в финансовом отношении, и не существует четких законодательных ограничений, которые побуждали бы нефтяные компании к разработке технологий утилизации ПНГ. Сборы и штрафы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу весьма незначительны. До 01.07.2005 г. плата за выброс в атмосферный воздух метана составляла 0,05 руб/т. Согласно Постановлению Правительства Российской Федерации от 01.07.2005 г. № 410,¹⁸ плата за выброс метана увеличена до 50 руб/т в пределах установленных допустимых нормативов выбросов. Только с 2012 года плата за сжигание ПНГ ниже норматива 95% по утилизации установлена на уровне 250 руб/т метана. Даже этот увеличенный сбор, соответствующий 6,4 евро/т метана, не является существенным для того, чтобы заставить российские нефтяные компании вкладывать средства в утилизацию ПНГ.

Предложенный проект имеет две цели, результаты достижения которых не согласуются между собой: утилизация ПНГ и поддержание пластового давления. Сценарии достижения каждой из этих целей будут определены по отдельности. Сочетание наиболее вероятных альтернатив утилизации ПНГ и поддержания пластового давления будут определены в качестве базовой линии для данного проекта.

Ниже рассматриваются альтернативные сценарии для собственника проекта, которые могут быть рассмотрены в качестве целесообразных сценариев утилизации ПНГ:

Альтернативный сценарий А1: Продолжение сжигания ПНГ на факелах;

Альтернативный сценарий А2: Строительство газопоршневых или газотурбинных электростанций на ПНГ;

Альтернативный сценарий А3: транспортировка и продажа ПНГ конечным пользователям;

Альтернативный сценарий А4: Переработка ПНГ на заводе по переработке ПНГ или строительство нового завода по переработке ПНГ;

Альтернативный сценарий А5: Реализация проекта без использования механизма СО. Утилизация ПНГ посредством закачки в газовую шапку нефтяного пласта.

Определение наиболее целесообразного альтернативного сценария утилизации ПНГ

Альтернативный сценарий А1: Продолжение сжигания ПНГ на факелах. При принятии решения о реализации проекта сжигание ПНГ на факеле являлось обычной практикой, которая применялась в России, и традиционной практикой, применявшейся на нефтяных месторождениях, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз». Продолжение сжигания ПНГ на факеле не запрещено российским законодательством, и не существует законодательства, которое эффективно поощряло бы российские нефтяные компании к вложению средств в утилизацию ПНГ. Предполагается, что экологические сборы и штрафы могут быть увеличены лишь с 2012 года. Условия лицензий на разработку нефтяных месторождений не включают никаких обязательств по утилизации ПНГ¹⁹ или иные условия, которые поощряли бы ОАО «Сургутнефтегаз» за утилизацию ПНГ. Этот сценарий может рассматриваться в качестве сценария «обычного ведения бизнеса», который осуществлялся до реализации проекта, поскольку ПНГ традиционно сжигался на факеле, для продолжения сжигания на факеле не требуется каких бы то ни было инвестиций в сравнении с другими рассматриваемыми альтернативами и не существует каких бы то ни было технических или законодательных препятствий для продолжения сценария «обычного ведения бизнеса»..

¹⁷http://www.gks.ru/free_doc/new_site/prices/prom/Cena-TER.xls

¹⁸ Вступило в силу с 20.07.2005 г.

¹⁹ Лицензии на нефтяные месторождения, эксплуатируемые ОАО «Сургутнефтегаз», подтверждающие отсутствие обязательного условия утилизации ПНГ, предоставлены верификаторам.



Вывод

На основе вышеизложенного анализа, анализа альтернатив ниже и инвестиционного анализа, содержащегося в следующем Разделе В.2, Альтернативный сценарий А1 является наиболее целесообразным и эффективным сценарием утилизации ПНГ.

Альтернативный сценарий А2: Строительство газопоршневых (ГПЭС) или газотурбинных (ГТЭС) электростанций на ПНГ. Эта альтернатива предполагает строительство ГТЭС или ГПЭС вместо КС. ГТЭС/ГПЭС покроеет потребности Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения в электроэнергии. Так же, как и в проектном сценарии, строительство ГТЭС/ГТЭС приведет к значительному увеличению утилизации ПНГ. Данный вариант нельзя рассматривать в качестве приемлемого альтернативного сценария проекта по следующим причинам:

1. На Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении уже размещены ГТЭС и ГПЭС, которые питаются таким же ПНГ, что и КС. Суммарная мощность станций составляет около 156 МВт, что более чем покрывает потребности энергопотребности Талаканского месторождения. Таким образом, строительство избыточной мощности не обосновано, так как нет потребителей электроэнергии. Существует теоретическая возможность производить и поставлять электроэнергию потребителям, расположенным вне месторождения, но оно расположено в одном из наименее населенных регионов мира, где отсутствуют крупные потребители, которые бы могли принять энергию, производимую ГТЭС/ГПЭС;
2. Электростанции, расположенные вблизи Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения, также реализуются в качестве проектов СО. Электростанции, построенные как проекты СО той же организацией, что и КС, и расположенные поблизости от нее, не могут считаться приемлемым альтернативным сценарием;
3. ГТЭС/ГПЭС на ПНГ, построенные в том же либо соседнем регионе, зачастую реализуются при участии механизмов Киотского протокола²⁰. Общепринятая практика показывает, что ГПЭС, работающие на ПНГ, зачастую реализуются как Киотские проекты, следовательно, они не могут считаться приемлемым альтернативным сценарием.

Вывод

На основе анализа данной и иных альтернатив, а также на основе инвестиционного анализа, содержащегося в Разделе В.2, строительство ГПЭС или ГТЭС на ПНГ не может считаться целесообразным и эффективным альтернативным сценарием утилизации ПНГ.

Альтернативный сценарий А3: транспортировка и продажа ПНГ конечным пользователям. Эта альтернатива не может считаться целесообразной в связи с расположением проекта. Республика Саха (Якутия) является одним из крупнейших территориальных субъектов в мире с площадью 3 103 200 км², 2 км², что немного меньше, чем площадь Индии 3 287 240 км². В то же время население республики составляет менее 1 млн человек. Республика Саха является одной из наименее населенных территорий мира, что определяет отсутствие крупных потребителей газа. На момент принятия решения о проекте Республика Саха не была газифицирована, а следовательно, отсутствовала инфраструктура газораспределения. Таким образом, этот сценарий не может считаться целесообразным и эффективным сценарием проекта, в связи с тем, что добываемый ПНГ нигде, кроме месторождения, использовать нельзя.

Вывод

²⁰<http://www.bureau-veritas.ru/wps/wcm/connect/8da051804e4747508911ab7cc78c87dd/VP-PDD-Ver%5B2%2C3%5D.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=8da051804e4747508911ab7cc78c87dd>

http://www.bureau-veritas.ru/wps/wcm/connect/886d43804f5bd142a9e3a904ded6671c/%D0%9E%D1%82%D1%87%D1%91%D1%82+%D0%BE+%D0%BC%D0%BE%D0%BD%D0%B8%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%BD%D0%B3%D0%B5_v2_En.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=886d43804f5bd142a9e3a904ded6671c



На основе анализа данной и иных альтернатив, а также на основе инвестиционного анализа, содержащегося в Разделе В.2, транспортировка и продажа ПНГ конечным пользователям не может считаться целесообразным и эффективным альтернативным сценарием утилизации ПНГ.

Альтернативный сценарий А4: Переработка ПНГ на заводе по переработке ПНГ или строительство нового завода по переработке ПНГ. Переработка ПНГ на существующем заводе по переработке ПНГ невозможна по следующим причинам:

1. ОАО «Сургутнефтегаз» является владельцем Сургутского газоперерабатывающего завода (СГПЗ) и исторически поставлял часть добываемого ПНГ на СГПЗ (с месторождений, отличных от Талаканского). После переработки на СГПЗ легкие углеводородные фракции ПНГ поставляются на сургутские ГРЭС. В соответствии с политикой ОАО «Сургутнефтегаз», приоритет в переработке ПНГ отдается СГПЗ. В соответствии с этой политикой СГПЗ был загружен на 100%, начиная с 2001 по 2011 год. Поскольку СГПЗ был уже полностью загружен, не было возможности направлять ПНГ с проекта на СГПЗ;
2. СГПЗ расположен в 2000 км от Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения, и отсутствуют газопроводы, способные транспортировать ПНГ. Строительство таких газопроводов не рассматривалось владельцем проекта в связи с чрезвычайно высокой стоимостью и технологической сложностью.

Строительство нового завода по переработке ПНГ не является целесообразным альтернативным сценарием проекта по следующим причинам:

1. Заводы по переработке ПНГ в основном перерабатывают углеводороды, отличные от метана. Метан обычно отделяется от других фракций и поставляется как топливо потребителям. Как показано в анализе выше, в регионе отсутствуют крупные потребители метана (т.е. природного газа);
2. Строительство заводов по переработке ПНГ является очень затратным. Помимо строительства такого завода потребуются значительные инвестиции в логистику и дистрибуцию продукции завода. Поскольку отсутствуют потребители в регионе, где проект реализуется, строительство завода по переработке ПНГ было бы слишком дорогостоящим и сложным с точки зрения реализации. Эта альтернатива не может считаться целесообразной альтернативой проекта в связи с инвестиционной непривлекательностью и сложностью реализации;
3. Большинство заводов по переработке ПНГ, построенные в том же или близлежащих районах, реализовались в качестве проектов на основе механизма Киотского протокола,²¹ в связи с чем строительство нового завода по переработке ПНГ не может рассматриваться в качестве альтернативы проектному сценарию.

Вывод

На основе анализа данной и иных альтернатив, а также на основе инвестиционного анализа, содержащегося в Разделе В.2, обработка ПНГ на существующем заводе по переработке ПНГ или строительство нового завода по переработке ПНГ не считается целесообразным и эффективным альтернативным сценарием утилизации ПНГ.

Альтернативный сценарий А5: Реализация проекта без использования механизма СО. Реализация проекта без использования механизма СО. Утилизация ПНГ посредством закачки в газовую

²¹ 1) Утилизация попутного нефтяного газа Сугмутского нефтяного месторождения ОАО «Газпромнефть - Ноябрьскнефтегаз»

2) Утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ) на Романовском нефтяном месторождении, Ямало-Ненецкий автономный округ, Тюменская область, Российская Федерация;

3) Утилизация ПНГ Западно-Салымского и Нижне-Шапшинского месторождений, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, Россия



шапку нефтяного пласта. Реализация проекта без привлечения механизма СО не может рассматриваться в качестве целесообразного и эффективного альтернативного сценария утилизации ПНГ в связи с тем, что данная альтернатива не является привлекательной в финансовом отношении. Детальный финансовый анализ содержится в следующем Разделе В.2.

Описание наиболее целесообразного альтернативного сценария утилизации ПНГ

На основе вышеизложенного анализа наиболее целесообразным и эффективным альтернативным сценарием утилизации ПНГ является альтернативный сценарий А1, т. е. продолжение сжигания ПНГ на факелах.

Ниже рассматриваются альтернативные сценарии для собственника проекта, которые могут быть рассмотрены в качестве целесообразных сценариев поддержания пластового давления:

Альтернативный сценарий В1: Поддержание пластового давления посредством закачки воды;

Альтернативный сценарий В2: Реализация проекта без использования механизма СО. Строительство КС и поддержание пластового давления посредством закачки ПНГ.

Определение наиболее целесообразного альтернативного сценария поддержания пластового давления

Альтернативный сценарий В1: Поддержание пластового давления посредством закачки воды. Наиболее распространенным методом поддержания пластового давления на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» является закачка воды. Талаканское нефтегазоконденсатное месторождение оборудовано 9 водяными насосами с общей мощностью по закачке 2 520 м³ / час, или 60 480 м³ / день. Мощность по закачке воды является достаточной для поддержания пластового давления без закачки ПНГ. Необходимо закачивать около 129,87 м³ ПНГ вместо 1 м³ воды для обеспечения такого же уровня давления²². Максимальный объем закачки ПНГ, ожидаемый по проекту, составляет 562 млн м³ ПНГ²³, или 1,5 млн м³ ПНГ в день. Этот объем эквивалентен закачке 11 935 м³ воды в день, что значительно ниже, чем установленная мощность оборудования по закачке воды.

Закачка воды является общепринятой и доступной практикой для собственников проектов по поддержанию пластового давления и поэтому считается наиболее целесообразным альтернативным сценарием.

Альтернативный сценарий В2: Реализация проекта без использования механизма СО. Строительство КС и поддержание пластового давления посредством закачки ПНГ. Реализация проекта без привлечения механизма СО не может рассматриваться в качестве целесообразного и эффективного альтернативного сценария поддержания пластового давления в связи с тем, что данная альтернатива не является привлекательной в финансовом отношении. Детальный финансовый анализ содержится в следующем Разделе В.2.

Описание наиболее целесообразного альтернативного сценария утилизации ПНГ

На основе вышеизложенного анализа наиболее целесообразным и эффективным альтернативным сценарием поддержания пластового давления является альтернативный сценарий В1, т. е. поддержание пластового давления посредством закачки воды.

Описание выбранного базового сценария

На основе приведенных выше результатов анализа можно сделать вывод, что наиболее целесообразным базовым сценарием текущего проекта является сочетание Альтернативных сценариев А1 и В1. Базовый сценарий можно сформулировать следующим образом: в отсутствие данного проекта, ПНГ, утилизируемый КС, сжигался бы на факелах. Поддержка пластового давления осуществлялась бы посредством закачки воды.

²² Информация предоставлена ОАО «Сургутнефтегаз»

²³ 562 млн. м³ ПНГ планируется закачать в 2016 г.



Основной источник выбросов в базовом сценарии — выбросы CO₂ от сжигания углеводородов, содержащихся в ПНГ. Базовый сценарий также включает выбросы углеводородов вследствие неполного сгорания ПНГ на факелах. Среди прочих углеводородов, метан определен РКИК ООН как парниковый газ. Таким образом, выбросы метана от неполного сгорания ПНГ включены в базовый сценарий.

Выбросы по базовой линии (BE_y) включают выбросы CO₂ от сжигания ПНГ и выбросы CH₄ в результате неполного сгорания метана на факелах. Выбросы по базовой линии рассчитываются следующим образом:

$$BE_y = BE_{\text{flaring},y} + BE_{\text{CH}_4,y} \quad (\text{B.1-1})$$

Где:

BE_y — Выбросы по базовой линии в году *y* (тCO₂);

BE_{flaring,y} — Выбросы в результате сжигания ПНГ на факелах (т CO₂);

BE_{CH₄,y} — Выбросы в результате неполного сгорания метана на факелах (т CO₂).

$$BE_{\text{flaring},y} = \sum_m (V_{\text{APG, injection}, m} * W_{h, \text{Injection}, m}) * (1 - \eta_{\text{flare}}) * \rho_h * \text{SMF}_h * 10^3 \quad (\text{B.1-2})$$

Где:

V_{APG, injection, m} — Объем ПНГ, закачанного КС в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления в месяце *m* (млн м³). Это контролируемый параметр;

W_{h, Injection, m} — Объемная доля углеводорода типа *h* в ПНГ, закачанном КС в нагнетательные скважины в месяце *m* (%). Это контролируемый параметр;

η_{flare} — Коэффициент неполного сгорания для сжигания ПНГ (3,5%). Параметр принят как постоянный на весь период кредитования (неконтролируемый параметр). Более подробная информация содержится в приведенной ниже таблице;

ρ_h — Плотность углеводорода типа *h*, используемая для конвертации объема в массу. Параметр принят как постоянный на весь период кредитования (неконтролируемый параметр). Более подробная информация содержится в приведенной ниже таблице;

SMF_h — Массовый коэффициент CO₂, образующегося при полном сгорании единицы массы углеводорода (т CO₂ экв. / т углеводорода). Параметр принят как постоянный на весь период кредитования (неконтролируемый параметр). Более подробная информация содержится в приведенной ниже таблице.

$$BE_{\text{CH}_4,y} = \sum_m ((V_{\text{APG, injection}, m} + V_{\text{APG, fuel}, m}) * W_{h, \text{Injection}, m}) * \eta_{\text{flare}} * \rho_{\text{CH}_4} * \text{GWP}_{\text{CH}_4} * 10^3 \quad (\text{B.1-3})$$

V_{APG, injection, m} — Объем ПНГ, закачанного КС в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления в месяце *m* (млн м³). Это контролируемый параметр;

V_{APG, fuel, m} — Объем ПНГ, закачанного по объему ПНГ, используемого КС в качестве топлива, в месяце *m* (млн м³). Это контролируемый параметр;

W_{h, Injection, m} — Объемная доля метана в ПНГ, закачанном КС в нагнетательные скважины в месяце *m* (%). Это контролируемый параметр;

η_{flare} — Коэффициент неполного сгорания для сжигания ПНГ (3,5%). Параметр принят как постоянный на весь период кредитования (неконтролируемый параметр). Более подробная информация содержится в приведенной ниже таблице;

ρ_{CH₄} — Плотность CH₄ для конвертации объема CH₄ в массу CH₄ (0,67 кг/м³). Параметр принят как постоянный на весь период кредитования (неконтролируемый параметр). Более подробная информация содержится в приведенной ниже таблице;

GWP_{CH₄} — Потенциал глобального потепления метана (21 т CO₂ экв./т CH₄). Параметр принят как постоянный на весь период кредитования (неконтролируемый параметр). Более подробная информация содержится в приведенной ниже таблице.



Теоретическое описание плана мониторинга наряду с формулами, используемыми для расчета сокращения объемов выбросов, приведены в Разделе D ниже.

Ключевые факторы для определения базовой линии

Контролируемые параметры

	$V_{APG, injection, m}$	
	млн. м ³	
	Объем ПНГ, закачанного КС в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления в месяце <i>m</i>	
	Постоянный мониторинг	
	Объем ПНГ измеряется сертифицированными счетчиками постоянно	
	Год	Объем закачанного ПНГ ²⁴ (млн. м ³)
	2010	146,404226
	2011	271,769
	2012	431
	Объем ПНГ контролируется постоянно только сертифицированными и надлежащим образом поверенными счетчиками.	

Все измерения производятся только с использованием сертифицированного и надлежащим образом поверенного оборудования.

Предварительные расчеты сокращений выбросов сделаны на основе среднего состава ПНГ за 2008 — 2010 гг.

	$V_{APG, fuel, m}$	
	млн. м ³	
	Объем ПНГ, используемого КС в качестве топлива для закачки ПНГ в месяце <i>m</i>	
	Постоянный мониторинг	
	Объем ПНГ измеряется сертифицированными счетчиками постоянно	
	Год	Объем ПНГ, используемого в качестве топлива ²⁵

²⁴ 2010 — факт, 2011-2012 — прогноз. Данные предоставлены ОАО «Сургутнефтегаз»

²⁵ 2010 — факт, 2011-2012 — прогноз. Данные предоставлены ОАО «Сургутнефтегаз»



	(млн м ³)
2010	34,911845
2011	38,246
2012	56

Объем ПНГ контролируется постоянно только сертифицированными и надлежащим образом поверенными счетчиками.

Все измерения производятся только с использованием сертифицированного и надлежащим образом поверенного оборудования.

Предварительные расчеты сокращений выбросов сделаны на основе среднего состава ПНГ за 2008 — 2010 гг.

W_h , Injection, m		
%		
Объемная доля углеводорода типа h в ПНГ, закачанном КС в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления в месяце m		
Ежемесячный мониторинг		
Объемные фракции углеводородов в ПНГ контролируются ежемесячно. Определение компонентного состава ПНГ производится в лабораториях ОАО «Сургутнефтегаз».		
Тип компонентов ПНГ (виды углеводородов типа h)	Объемная фракция углеводорода типа h (%)	
	2010	2011-2012 ²⁶
Метан (CH ₄)	73,34	74,81
Этан (C ₂ H ₆)	12,29	12,47
Пропан (C ₃ H ₈)	6,96	6,63
i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀)	0,41	0,58
n-бутан (C ₄ H ₁₀)	1,55	1,51
i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂)	0,22	0,28
n-пентан (C ₅ H ₁₂)	0,33	0,32
C ₆ + (гексаны и выше)	0,17	0,20

Объемные фракции углеводородов определяются лабораториями, оборудованными сертифицированными и надлежащим образом поверенными приборами.

Все измерения производятся только с использованием сертифицированного и надлежащим образом поверенного оборудования.

²⁶ Средний состав за 2008-2010 гг используется в качестве прогноза на 2011-2012 гг.



Предварительные расчеты сокращений выбросов сделаны на основе среднего состава ПНГ за 2008 — 2010 гг.

Неконтролируемые параметры

	LE_y		
	%		
	Коэффициент утечки включает фугитивные утечки метана (так называемые «технологические потери») из оборудования, установленного на КС.		
	Определяется на этапе подготовки ПТД и фиксируется в качестве прогноза.		
	Данный параметр рассчитывается Российским государственным университетом нефти и газа им. Губкина и ежегодно утверждается Министерством энергетики Российской Федерации. В мониторинге используются только утвержденные министерством значения.		
		Коэффициент утечки	Год
	0,287%	2010	Коэффициенты для каждого года утверждены Министерством энергетики Российской Федерации
	0,093%	2011	
	0,093%	201	
Значения утверждены официальным российским органом власти — Министерством энергетики Российской Федерации. Этот источник является самым надежным для определения данного параметра.			
Неприменимо			
Поскольку коэффициенты утечки утверждены для всего периода кредитования (ко времени начала подготовки ПТД), этот параметр зафиксирован в ПТД для всего срока кредитования.			

	fl_{flare}		
	%		
	Коэффициент неполного сгорания для сжигания ПНГ		

²⁷ Документы, подтверждающие использованные параметры на 2010-2012 гг., были предоставлены верификаторам.



	<p>Определяется на этапе подготовки ПТД и фиксируется в качестве прогноза.</p> <p>«Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при сжигании попутного нефтяного газа на факельных установках», утвержденная приказом Государственного комитета по охране окружающей среды Российской Федерации № 199 от 08.04.1998 года.</p>
	3,5 %
	В соответствии с методикой, значение рекомендовано для использования по умолчанию
	Неприменимо

	ρ_h																		
	$10^{-6} \text{ Gg/m}^3 \text{ (кг/м}^3\text{)}$																		
	<p>Это плотность углеводорода типа <i>h</i>. Этот параметр используется для конвертации объема углеводорода в массу углеводорода.</p> <p>Определяется на этапе подготовки ПТД и фиксируется в качестве прогноза.</p>																		
	<p>Плотность для каждого типа углеводородов рассчитывается на основе ГОСТ 31369-2008, Межправительственный стандарт «Природный газ. Расчет теплотворной способности, плотности, относительной плотности и показателя Воббе по составу»²⁸</p>																		
	<table border="1" style="width: 100%;"> <thead> <tr> <th>Тип компонентов ПНГ (виды углеводородов типа <i>h</i>)</th> <th>Плотность реального газа (кг/м³)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Метан (CH₄)</td> <td>0,67</td> </tr> <tr> <td>Этан (C₂H₆)</td> <td>1,26</td> </tr> <tr> <td>Пропан (C₃H₈)</td> <td>1,86</td> </tr> <tr> <td>i-бутан (метилпропан; C₄H₁₀)</td> <td>2,49</td> </tr> <tr> <td>n-бутан (C₄H₁₀)</td> <td>2,50</td> </tr> <tr> <td>i-пентан (метилбутан; C₅H₁₂)</td> <td>3,15</td> </tr> <tr> <td>n-пентан (C₅H₁₂)</td> <td>3,17</td> </tr> <tr> <td>C₆+ (гексаны и выше)</td> <td>3,90</td> </tr> </tbody> </table>	Тип компонентов ПНГ (виды углеводородов типа <i>h</i>)	Плотность реального газа (кг/м ³)	Метан (CH ₄)	0,67	Этан (C ₂ H ₆)	1,26	Пропан (C ₃ H ₈)	1,86	i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀)	2,49	n-бутан (C ₄ H ₁₀)	2,50	i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂)	3,15	n-пентан (C ₅ H ₁₂)	3,17	C ₆ + (гексаны и выше)	3,90
	Тип компонентов ПНГ (виды углеводородов типа <i>h</i>)	Плотность реального газа (кг/м ³)																	
	Метан (CH ₄)	0,67																	
	Этан (C ₂ H ₆)	1,26																	
	Пропан (C ₃ H ₈)	1,86																	
	i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀)	2,49																	
n-бутан (C ₄ H ₁₀)	2,50																		
i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂)	3,15																		
n-пентан (C ₅ H ₁₂)	3,17																		
C ₆ + (гексаны и выше)	3,90																		
<p>Значения рассчитаны на основе принятого официального стандарта ГОСТ 31369-2008. Таблица в формате Excel с расчетами была передана верификаторам для проверки.</p>																			

²⁸http://www.gazanaliz.ru/standards/gost_gasGC_2008/GOST_31369-2008/gost_31369-2008.html



	Расчет плотности по каждому типу углеводородов был предоставлен верификаторам в форме таблицы Excel. Точные ссылки на формулы или данные ГОСТ приводятся в таблице Excel.
	Плотность принята при температуре 20°C и 101,325 кПа (стандартные условия).

	SMF_h																		
	т CO ₂ экв. / т углеводорода типа h																		
	Стехиометрический массовый коэффициент — массовый коэффициент CO ₂ , образующегося при полном сгорании единицы массы углеводорода типа h . Коэффициент рассчитывается следующим образом: $SMF_h = \text{молярная масса CO}_2 (44 \text{ г/моль}) * \text{сумма атомов углерода в углеводороде типа } h (2 \text{ для этана, } 3 \text{ для пропана и т.п.)} / \text{молярная масса углеводорода типа } h (\text{молярные массы берутся по ГОСТ 31369-2008})$																		
	Определяется на этапе подготовки ПТД и фиксируется в качестве прогноза.																		
	Стехиометрический массовый коэффициент для каждого типа углеводородов рассчитывается на основе ГОСТ 31369-2008. Таблица в формате Excel с расчетами была передана верификаторам для проверки.																		
	<table border="1"><thead><tr><th>Тип компонентов ПНГ (виды углеводородов типа h)</th><th>Стехиометрический массовый коэффициент (т/т)</th></tr></thead><tbody><tr><td>Метан (CH₄)</td><td>2,75</td></tr><tr><td>Этан (C₂H₆)</td><td>2,93</td></tr><tr><td>Пропан (C₃H₈)</td><td>2,99</td></tr><tr><td>i-бутан (метилпропан; C₄H₁₀)</td><td>3,03</td></tr><tr><td>n-бутан (C₄H₁₀)</td><td>3,03</td></tr><tr><td>i-пентан (метилбутан; C₅H₁₂)</td><td>3,05</td></tr><tr><td>n-пентан (C₅H₁₂)</td><td>3,05</td></tr><tr><td>C₆+ (гексаны и выше)</td><td>3,06</td></tr></tbody></table>	Тип компонентов ПНГ (виды углеводородов типа h)	Стехиометрический массовый коэффициент (т/т)	Метан (CH ₄)	2,75	Этан (C ₂ H ₆)	2,93	Пропан (C ₃ H ₈)	2,99	i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀)	3,03	n-бутан (C ₄ H ₁₀)	3,03	i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂)	3,05	n-пентан (C ₅ H ₁₂)	3,05	C ₆ + (гексаны и выше)	3,06
Тип компонентов ПНГ (виды углеводородов типа h)	Стехиометрический массовый коэффициент (т/т)																		
Метан (CH ₄)	2,75																		
Этан (C ₂ H ₆)	2,93																		
Пропан (C ₃ H ₈)	2,99																		
i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀)	3,03																		
n-бутан (C ₄ H ₁₀)	3,03																		
i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂)	3,05																		
n-пентан (C ₅ H ₁₂)	3,05																		
C ₆ + (гексаны и выше)	3,06																		
	Стехиометрические массовые коэффициенты рассчитаны на основе известных молярных масс углерода (C), водорода (H), кислорода (O) и данных ГОСТ 31369-2008. Таблица в формате Excel с расчетами молярной массы каждого углеводорода была передана верификаторам для проверки.																		
	Стехиометрические массовые коэффициенты рассчитываются на основе известных молярных масс углерода (C), водорода (H), кислорода (O) и данных ГОСТ 31369-2008. Процедуры гарантирования качества/контроля качества не требуются. Таблица в формате Excel с расчетами молярных масс каждого углеводорода была передана верификаторам для проверки.																		



	GWP _{CH4}
	-
	Потенциал глобального потепления метана по умолчанию
	В соответствии с Потенциалами глобального потепления РКИК ООН, http://unfccc.int/ghg_data/items/3825.php
	21
	Решения РКИК ООН и Киотский протокол (значение 21 подлежит применению в первый период принятия обязательств по Киотскому протоколу)
Неприменимо.	

В.2. Описание того, каким образом антропогенные выбросы парниковых газов из источников будут снижаться ниже значений, которые могли бы иметь место в случае отсутствия проекта CO:

В соответствии с пунктом 2 Приложения I к «Руководству по критериям для определения исходных условий и мониторинга» версия 03, дополнительность может быть продемонстрирована, в частности, с помощью одного из следующих подходов:

- Предоставление отслеживаемой и прозрачной информации, показывающей, что исходные условия были определены на основе консервативных предположений, что проектный сценарий не является частью определенных для проекта исходных условий, и что проект приведет к сокращению антропогенных выбросов из источников или увеличению чистой антропогенной абсорбции поглотителями парниковых газов;
- Предоставление отслеживаемой и прозрачной информации о том, что аналогичный подход в доказательстве дополнительности уже был применен в проектах, принимаемых как сравнимые на основании критериев описанных в пункте 12 Руководства, и в отношении которого детерминация была признана окончательной;
- Применение новейшей версии «Инструмента для демонстрации и оценки дополнительности» («Инструмента для демонстрации и оценки дополнительности»), утвержденной Исполнительным советом МЧР (с учетом льготного периода в два месяца, когда ПТД представляется для публикации на веб-сайте РКИК ООН), или любого другого метода доказательства дополнительности, утвержденного Исполнительным советом МЧР.

В данном случае был применен подход (с) для демонстрации дополнительности проекта. Была применена версия 05.2.1 «Инструмента для демонстрации и оценки дополнительности» (далее — «Инструмент»). Пункт 44 (с) «Руководства по критериям для определения исходных условий и мониторинга», версия 3, обеспечивает наличие восьмимесячного переходного периода.

«Инструментом» предусмотрены следующие шаги:



- Шаг 1: Выявление альтернатив для деятельности по проекту в соответствии с действующим законодательством и нормативно-правовым регулированием;
- Шаг 2: Инвестиционный анализ (включая анализ чувствительности);
- Шаг 3: Анализ барьеров (необязательно);
- Шаг 4: Анализ общей практики.

В соответствии с положениями «Инструмента», для оценки дополнительности проекта были применены Шаги 1, 2 и 4.

Шаг 1. Выявление альтернатив для деятельности по проекту в соответствии с действующим законодательством и нормативно-правовым регулированием.

Подшаг 1а: Определение альтернатив проектной деятельности:

Предложенный проект имеет две цели, результаты достижения которых не согласуются между собой: утилизация ПНГ и поддержание пластового давления. Сценарии достижения каждой из целей будут определены по отдельности. Сочетание наиболее вероятных альтернатив утилизации ПНГ и поддержания пластового давления будут определены в качестве базовой линии для данного проекта.

Ниже рассматриваются альтернативные сценарии для собственника проекта, которые могут быть рассмотрены в качестве целесообразных сценариев утилизации ПНГ:

Альтернативный сценарий А1: Продолжение сжигания ПНГ на факелах;

Альтернативный сценарий А2: Строительство газопоршневых или газотурбинных электростанций на ПНГ;

Альтернативный сценарий А3: транспортировка и продажа ПНГ конечным пользователям;

Альтернативный сценарий А4: Переработка ПНГ на заводе по переработке ПНГ или строительство нового завода по переработке ПНГ;

Альтернативный сценарий А5: Реализация проекта без использования механизма СО. Утилизация ПНГ посредством закачки в газовую шапку нефтяного пласта.

Ниже приведены альтернативные сценарии для собственника проекта, которые могут быть рассмотрены в качестве целесообразных сценариев поддержания пластового давления:

Альтернативный сценарий В1: Поддержание пластового давления посредством закачки воды;

Альтернативный сценарий В2: Реализация проекта без использования механизма СО. Строительство КС и поддержание пластового давления посредством закачки ПНГ.

Подшаг 1б: Соответствие обязательным для исполнения законам и нормативно-правовому регулированию:

Не существует особой государственной и/или отраслевой политики и обстоятельств, которые оказывали бы серьезное влияние на указанные выше альтернативы. Реализация всех альтернатив, включая сам проектный сценарий, предполагает получение различных одобрений, лицензий или разрешений, предусмотренных законодательством, однако ни один из разрешительных документов не может рассматриваться в качестве препятствующего или запрещающего. Все документы могут быть получены в рабочем порядке.

Кроме того, не существует особой национальной и/или отраслевой политики и обстоятельств, которые ограничивали бы сжигание ПНГ на факелах для ОАО «Сургутнефтегаз». Основными документами, регулирующими практику сжигания ПНГ на факелах, являются:

- Закон Российской Федерации «О недрах» № 2395-1 от 21.02.1992 г.;



- Лицензии на эксплуатацию нефтяных месторождений (лицензии выдаются Министерством природных ресурсов Российской Федерации)²⁹;
- Федеральный закон № 7 «О защите окружающей среды» от 10 января 2002 г.

Ни один из указанных документов не содержит прямых ограничений в отношении сжигания ПНГ на факеле. На момент принятия решения о реализации проекта лицензия на эксплуатацию Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения также не содержала никаких обязательств в отношении утилизации ПНГ.

Шаг 2. Инвестиционный анализ

В соответствии с «Инструментом», должно быть установлено, что предлагаемая проектная деятельность не является:

- а) наиболее привлекательной в экономическом или финансовом отношении; или
- б) обоснованной с экономической или финансовой точки зрения без поступлений от продажи единиц сокращения выбросов (ЕСВ).

Был выбран вариант (б). Проведенный инвестиционный анализ подтверждает, что без поступлений от реализации ЕСВ проект не является привлекательным в финансовом отношении.

Подшаг 2а: Определение приемлемого метода анализа

В соответствии с «Инструментом», на этом этапе доказательства дополнительности проекта участник проекта может использовать один из следующих видов анализа: простой анализ затрат (Опция I), сравнительный инвестиционный анализ (Опция II) или сравнительный анализ показателей эффективности проекта (Опция III). Простой анализ затрат к этому проекту неприменим, так как деятельность по проекту и определенные при Шаге 1 альтернативы генерируют финансовые доходы иные, чем доходы, связанные с СО.

Участники проекта решили использовать сравнительный анализ показателей эффективности (Опция III) в соответствии с «Инструментом».

Экономия в результате сокращения размера оплаты за сжигание ПНГ на факелах, а также в результате сокращения объемов закачки воды считается предусмотренным проектом доходом.

Подшаг 2б: Опция III. Применение сравнительного анализа показателей эффективности

В качестве финансового показателя в процессе сравнительного анализа использован чистый приведенный доход (ЧПД). Положительный ЧПД является показателем финансовой привлекательности проекта. Отрицательный ЧПД показывает, что проект нецелесообразен с финансовой точки зрения.

Подшаг 2с: Расчет и сравнение финансовых показателей

Параметры, используемые в финансовом анализе

Параметры, используемые в финансовом анализе, имеют в основе цифры, предоставленные ОАО «Сургутнефтегаз» по состоянию на момент принятия окончательного решения о реализации проекта. Эти цифры представлены детально в следующей таблице В.2.1:

Таблица В. 2-1. Параметры, используемые в финансовом анализе

Позиция	Единица измерения	Значение	Источник происхождения данных
Общий объем	тыс. руб.	3 448 329	Акты приемки законченных

²⁹ Лицензия на разработку Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения была предоставлена верификаторам для проверки.



инвестиций			строительством объектов ³⁰ . Данные об инвестициях, полученные из актов, обеспечивают высокую точность инвестиционного анализа.
Ставка дисконтирования	%	15	Ставка дисконтирования была принята в размере ставки дисконтирования, использованной для проекта СО («Строительство ГТЭС для утилизации ПНГ на тринадцати месторождениях, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз» в Ханты-Мансийском автономном округе, Российская Федерация»), для которого детерминация носила окончательный характер.
Горизонт инвестиционного анализа	Год	12	«Инструмент» ссылается на «Инструкции по проведению инвестиционного анализа», версия 05. В соответствии с пунктом 3 Инструкции, участники проекта могут использовать горизонт инвестиционного анализа от 10 до 20 лет. Участники проекта выбрали период 12 лет (с 2009 по 2020 гг.).
Налог на собственность	%	2,2	Ставки налога на недвижимость устанавливаются субъектами Российской Федерации и не могут превышать 2,2 процента (Статья 380 Налогового кодекса Российской Федерации)
Налог на прибыль	%	20,00	Статья 284 Налогового кодекса Российской Федерации
Ставка инфляции (на промышленные товары)	%	11,53%	Принята средняя ставка инфляции за 2003-2005 гг. ³¹ .
Операционные	тыс. руб.		Приняты фактические

³⁰ Акты приемки законченных строительством объектов были предоставлены верификаторам для проверки.

³¹ Были использованы данные Федеральной службы государственной статистики Российской Федерации.

http://www.gks.ru/free_doc/new_site/prices/potr/2010/I-ipc.htm



издержки			операционные издержки за 2009-2011 гг., далее на период 2012-2020 гг. издержки приняты с учетом инфляции ³² .
Срок амортизации	лет	6	Срок амортизации принят в соответствии с Постановлением Правительства №1 от 01.01.2002 «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы». ³³ Основное оборудование КС — насосы и компрессоры, относятся к третьей группе ³⁴ .
Предусмотренные проектом доходы:	тыс. руб.	-	Реализация проекта позволит ОАО «Сургутнефтегаз» сократить размер оплаты за сжигание ПНГ на факелах и частично заместить закачку воды для поддержания пластового давления. Поскольку в отсутствие данного проекта закачанный КС ПНГ сжигался бы на факелах, а некоторое количество воды закачивалось бы для поддержания пластового давления, реализация проекта позволяет ОАО «Сургутнефтегаз» сократить размер экологических выплат за сжигание ПНГ на факелах и снизить расходы на закачку воды. Поскольку такое уменьшение размеров экологических выплат и оплаты за пользование водой достигается только благодаря реализации данного проекта, такая экономия была признана предусмотренным проектом доходом.

³² Документы, подтверждающие фактические операционные издержки за 2009-2011 гг., были предоставлены верификаторам.

³³ <http://www.n-kodeks.ru/legislation/acts/1171/7648/>

³⁴ Третья амортизационная группа — полезный срок эксплуатации 3-5 лет в соответствии с Налоговым кодексом РФ <http://www.n-kodeks.ru/legislation/codecs/1947/16359/>



Таблица В.2-2 Экономические показатели проекта

Данные	Единица измерения	Проектная деятельность
Инвестиции	тыс. руб.	3 448 329
ЧПД	тыс. руб.	-1 230 907

Подшаг 2d: Анализ чувствительности

Анализ чувствительности был проведен по нескольким факторам:

- Уровень инвестиционных расходов;
- Ставка дисконтирования;
- Ставка инфляции;
- Операционные издержки.

Чувствительность проекта к изменению основных параметров анализируется ниже (см. таблицы В.2-3 - В.2-5)

Для проведения анализа чувствительности и оценки его результатов были определены важнейшие факторы, оказывающие влияние на проект. В их число входят: изменение суммы инвестиций, ставки дисконтирования; инфляции и операционных издержек. Интервал изменений принимается от -10% до +10% с 5% шагом.

Таблица В.2-3. Экономические показатели анализа чувствительности при изменении уровня инвестиционных расходов и ставки дисконтирования

Отклонение	-10%	-5%	0%	5%	10%	
Инвестиции (тыс, руб,)	3 103 496,1	3 275 912,55	3 448 329,00	3 620 745,45	3 982 819,00	
Ставка дисконтирования	13,50%	-646 450	-808 511	-970 573	-1 132 634	-1 472 964
	14,25%	-777 730	-941 214	-1 104 698	-1 268 182	-1 611 497
	15,00%	-901 327	-1 066 118	-1 230 908	-1 395 698	-1 741 757
	15,75%	-1 017 764	-1 183 754	-1 349 744	-1 515 734	-1 864 314
	16,50%	-1 127 522	-1 294 615	-1 461 708	-1 628 801	-1 979 696

Таблица В.2-4. Экономические показатели анализа чувствительности при изменении уровня операционных издержек и ставки дисконтирования

Отклонение	-10%	-5%	0%	5%	10%	
Операционные издержки (тыс, руб,)	402 407,1	424 763,05	447 119,00	469 474,95	516 422,45	
Ставка дисконтирования	13,50%	-765 065	-867 819	-970 574	-1 073 328	-1 289 113
	14,25%	-908 270	-1 006 484	-1 104 699	-1 202 913	-1 409 163
	15,00%	-1 043 050	-1 136 979	-1 230 908	-1 324 838	-1 522 089
	15,75%	-1 169 980	-1 259 863	-1 349 745	-1 439 627	-1 628 381
	16,50%	-1 289 592	-1 375 650	-1 461 709	-1 547 767	-1 728 490

Таблица В.2-5. Экономические показатели анализа чувствительности при изменении уровня инфляции и ставки дисконтирования



Отклонение		-10%	-5%	0%	5%	10%
Инфляция (%)		10,38%	10,95%	11,53%	12,11%	13,32%
Ставка дисконтирования	13,50%	-897 499	-933 453	-970 419	-1 008 426	-1 091 757
	14,25%	-1 035 524	-1 069 562	-1 104 552	-1 140 521	-1 219 364
	15,00%	-1 165 389	-1 197 631	-1 230 770	-1 264 829	-1 339 468
	15,75%	-1 287 651	-1 318 210	-1 349 613	-1 381 884	-1 452 583
	16,50%	-1 402 829	-1 431 808	-1 461 584	-1 492 176	-1 559 181

Вывод по Шагу 2

Как следует из приведенных выше таблиц, в рамках изменений указанных параметров деятельность в рамках проекта не является прибыльной для компании, ЧПД остается негативным. В этой связи предусмотренная проектом деятельность не является вариантом, привлекательным в финансовом отношении.

Шаг 3. Анализ барьеров

Неприменимо к проектной деятельности.

Шаг 4. Анализ общей практики

Подшаг 4а: Анализ другой деятельности, аналогичной предлагаемой проектной деятельности:

Аналогичная проектная деятельность в Республике Саха (Якутия), Российская Федерация, не наблюдается. Существуют другие типы проектов в этом и соседних регионах, также направленные на утилизацию ПНГ, такие как строительство ГТЭС и ГПЭС, но основная часть таких проектов реализуется с привлечением механизма СО³⁵. Прочие проекты утилизации ПНГ, реализуемые в Ханты-Мансийском автономном округе, а также находящиеся вблизи с Ямало-Ненецким автономным округом, также осуществляются как проекты СО³⁶. В соответствии с «Инструментом», другие мероприятия СО не рассматриваются в рамках анализа общей практики.

Таким образом, можно сделать вывод, что проектные мероприятия не являются обычной практикой в Республике Саха (Якутия).

Подшаг 4б: Обсуждение любых аналогичных реализуемых Опций:

Как указано в Подшаге 4а, проектная деятельность не является обычной практикой, и аналогичные мероприятия в регионе осуществляются как проекты СО.

Вывод

На основе вышеизложенного анализа можно сделать вывод о том, что проектная деятельность является дополнительной.

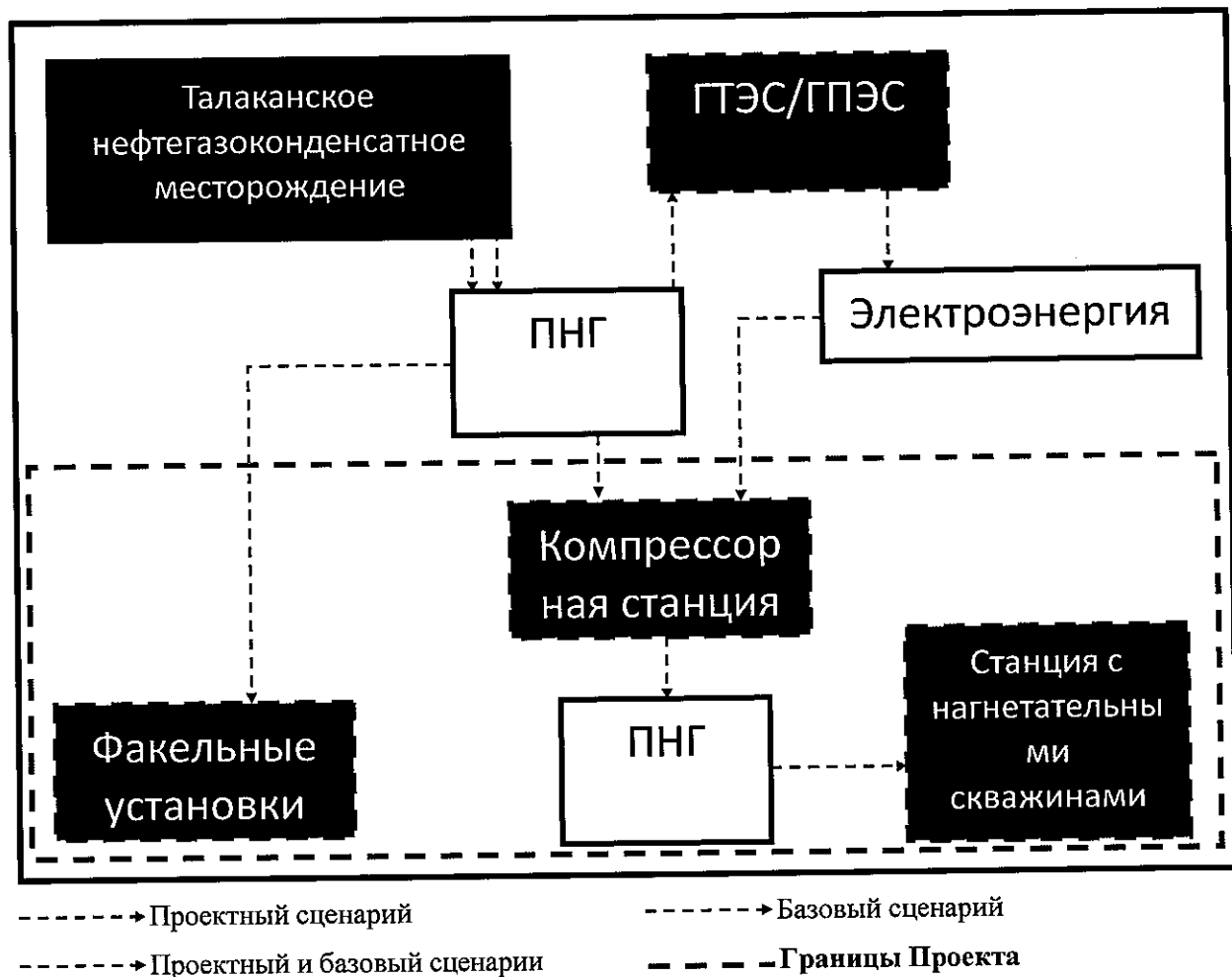
В.3. Описание того, каким образом определение границ проекта применяется к проекту:

Источники выбросов, включенные в границы проекта или исключенные из границ проекта, представлены на рисунке В.3-1 и таблице В.3-1 ниже.

³⁵ http://ji.unfccc.int/JI_Projects/DeterAndVerif/Verification/PDD/index.html проекты СО 41, 52, 90, 108, 114, 142, 160, 171 и 184.

³⁶ http://www.bureau-veritas.ru/wps/wcm/connect/bv_ru/local/home/news/news-ghg-yugragasprocessing?presentationtemplate=bv_master/news_full_story_presentation
http://www.bureau-veritas.ru/wps/wcm/connect/bv_ru/local/home/news/news-ghg-gazpromneft?presentationtemplate=bv_master/news_full_story_presentation

Рисунок В.3-1 Границы проекта.



КС потребляет электроэнергию с Талаканской ГТЭС и ГПЭС, которые снабжаются тем же топливом — ПНГ, что и сама КС. Если бы КС не была построена, электроэнергия, которая необходима для ее функционирования, не была бы потреблена. ПНГ, который используется для генерации электроэнергии на ГТЭС/ГПЭС, не поставлялся бы на ГТЭС, а сжигался бы на факелах. Выбросы от сжигания ПНГ на факелах выше, чем выбросы от сжигания ПНГ на ГТЭС/ГПЭС по причине более полного окисления газа в газотурбинных установках. В соответствии с принципом консерватизма и для обеспечения простоты расчетов, проектные выбросы от потребления электроэнергии и выбросы базовой линии от сжигания на факеле ПНГ, который бы использовался для целей генерации электроэнергии по проекту, исключены из границ проекта.

Базовый сценарий также включает выбросы метана, происходящие в результате неполного сгорания ПНГ на факелах. Это значит, что не весь метан, содержащийся в ПНГ, будет преобразован в CO_2 и, следовательно, будет выпущен в атмосферу несгоревшим.

Помимо потребления электроэнергии, КС потребляет какое-то количество ПНГ в качестве топлива для компрессоров. Эта ситуация аналогична ситуации с потреблением электроэнергии. В отсутствие КС, ПНГ не потреблялся бы в качестве топлива, а сжигался бы на факелах. Выбросы от сжигания ПНГ в КС выше, чем выбросы от сжигания ПНГ на факелах по причине более полного окисления газа в газотурбинных установках компрессоров. Поскольку выбросы по базовой линии в результате неполного сгорания ПНГ, используемого в качестве топлива,



включены в границы проекта, в них также включены проектные выбросы от полного окисления углеводородов, которые не были бы полностью сожжены по базовому сценарию. Источники выбросов, включенные в границы проекта или исключенные из границ проекта, представлены в следующей таблице В.3-1.

Таблица В.3-1 Источники выбросов, включенные в границы проекта или исключенные из границ проекта

	Источник	Газ	Включено/ исключено	Обоснование/Пояснение
Базовый сценарий	Сжигание ПНГ на факелах	CO ₂	Включено	Основной источник выбросов.
		CH ₄	Включено	Выбросы в результате неполного сгорания CH ₄ на факелах.
		N ₂ O	Исключено	Считаются ничтожно малыми.
	Потребление электроэнергии для поддержания пластового давления до реализации проекта.	CO ₂	Исключено	До реализации проекта поддержание пластового давления обеспечивалось посредством закачки воды. Потребление электроэнергии было основным источником выбросов. Эти выбросы были исключены из границ проекта из соображений консерватизма.
		CH ₄	Исключено	
		N ₂ O	Исключено	
Проектная деятельность	Выбросы от потребления электроэнергии для закачки ПНГ	CO ₂	Исключено	КС потребляет электроэнергию с близлежащей ГТЭС/ГПЭС, работающей на том же ПНГ, что и КС. Если бы КС не была построена, электроэнергия для КС бы не потребовалась, а ПНГ, используемый для выработки электроэнергии, сжигался бы на факелах. Проектные выбросы этого типа были исключены из границ проекта вместе с выбросами по базовой линии от сжигания такого же объема ПНГ на факелах. Этот подход консервативен и позволяет упростить расчеты.
		CH ₄	Исключено	
		N ₂ O	Исключено	
	Выбросы в результате потребления ПНГ в качестве топлива	CO ₂	Включено	Основной источник выбросов. Выбросы CO ₂ в результате сжигания ПНГ как по базовой линии, так и по проектному сценарию, практически идентичны. Сюда включены только дополнительные выбросы CO ₂ от полного окисления углеводородов,



	Источник	Газ	Включено/ исключено	Обоснование/Пояснение
				которые не полностью сжигались бы по базовой линии.
		CH ₄	Исключено	Исключено, поскольку такие выбросы ничтожно малы.
		N ₂ O	Исключено	Исключено, поскольку такие выбросы ничтожно малы.
	Выбросы в результате утечки метана (технологические потери)	CO ₂	Исключено	Не применимо, поскольку это прямые фугитивные выбросы метана.
		CH ₄	Включено	Основной источник выбросов.
		N ₂ O	Исключено	Не применимо, поскольку это прямые фугитивные выбросы метана.

В.4. Дополнительная информация о базовой линии, включая дату установления базовой линии и имя (имена) лица (лиц)/организации (организаций), устанавливающих базовую линию:

Дата определения базовой линии: 26/12/2011

Базовая линия была определена компанией «Газпром Маркетинг и Трейдинг Лтд.».

Тел.: +44 (0) 207 756 0000

Эл. почта: emissions@gazprom-nt.com



«Газпром Маркетинг и Трейдинг Лтд.» является участником проекта, указанным в Приложении 1.

РАЗДЕЛ С. Срок реализации проекта / период кредитования

С.1. Дата начала проекта:

09.07.2006 г. (дата подписания договора на поставку оборудования для КС)

С.2. Предполагаемый срок жизни проекта:

25 лет / 300 месяцев (срок эксплуатации основного оборудования)

С.3. Продолжительность периода кредитования:

3 неполных года / около 36 месяцев. 02/01/2010 — 31/12/2012.



Комитет по наблюдению за совместным осуществлением

РАЗДЕЛ D. План мониторинга

D.1. Описание выбранного плана мониторинга:

При разработке плана мониторинга разработчик использовал особый подход для проектов совместного осуществления, принимая во внимание требования «Руководства по критериям установления базовой линии и мониторинга» и с учетом требований решения 9/СМР.1, Приложения В «Критерии для установления базовой линии и мониторинга».

План мониторинга предназначен для расчета и учета снижения выбросов ПГ на КС, оператором которой является ОАО «Сургутнефтегаз», в полной и прозрачной форме. План мониторинга имеет в основе существующие системы измерения параметров топлива и энергии, а также проведенную компанией оценку экологических последствий и определен в соответствии с ними. За реализацию плана мониторинга отвечают три управления:

1. Управление экологической безопасности и природопользования;
2. Управление по внутрипромысловому сбору и использованию нефтяного газа (далее УВСИНГ);
3. Техническое управление.

Процесс мониторинга не требует внесения каких бы то ни было изменений в существующую систему сбора и хранения данных. Все необходимые данные обрабатываются и регистрируются в процессе повседневной деятельности компрессорной станции. Данные плана мониторинга должны сохраняться не менее двух лет после передачи последних ЕСВ в отношении проекта.

Краткое описание проекта и базового сценария и контролируемых составляющих представлены ниже:

I. Описание проектного сценария

Проектом предусматривается строительство компрессорной станции неподалеку от Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения, разрабатываемого ОАО «Сургутнефтегаз» в Республике Саха. КС предназначена для подготовки, компримирования, осушки и транспортировки ПНГ к нагнетательным скважинам Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения. ПНГ будет закачиваться КС в газовую шапку нефтяного пласта через нагнетательные скважины для поддержания пластового давления. Нагнетенный ПНГ будет храниться в газовой шапке пласта длительное время, как минимум до 2013 года. Сырьем для КС является ПНГ Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения.

ПНГ является сопутствующим продуктом при добыче нефти. После закачки в шапку нефтяного пласта ПНГ будет храниться там длительное время, так как не будет необходимости в обозримом будущем в извлечении ПНГ для любых целей, кроме выработки энергии. Талаканское нефтегазоконденсатное месторождение расположено далеко от крупных городов, газоперерабатывающих заводов или иных потенциальных потребителей ПНГ. В связи с этим извлечение закачанного ПНГ в обозримом будущем является невозможным.

КС снабжается электроэнергией с Талаканской ГТЭС/ГПЭС, расположенной неподалеку. В соответствии с подходом, описанным в Разделе В.3, выбросы от выработки электроэнергии на Талаканской ГТЭС/ГПЭС исключены из границ проекта.

Проектные выбросы имеют в основе следующие параметры, которые необходимо контролировать:

- Объем ПНГ, закачанного КС в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления (млн. м³);

Настоящий шаблон не подлежит изменению. Его следует заполнить без изменения/добавления заголовков, логотипа, формата или шрифта.



Комитет по наблюдению за совместным осуществлением

- Объем ПНГ, используемого в качестве топлива для закачки ПНГ (млн. м³);
- Объемная доля углеводорода типа *h* в ПНГ, закачанном КС в нагнетательные скважины (%).

II. Описание базовой линии

Базовый сценарий представляет собой продолжение обычной практики, существовавшей до реализации проекта, т.е. сжигание ПНГ на факеле и поддержание пластового давления за счет закачки воды.

Выбросы по базовой линии имеют в основе следующие параметры, требующие контроля:

- Объем ПНГ, закачанного КС в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления (млн. м³);
- Объем ПНГ, используемого в качестве топлива для закачки ПНГ (млн. м³);
- Объемная доля углеводорода типа *h* в ПНГ, закачанном КС в нагнетательные скважины (%).

Важнейшие факторы, определяющие выбросы III

Важнейшими факторами, определяющими выбросы III, являются:

- Сгорание ПНГ на факелах;
- Фугитивные утечки метана из установленного на КС оборудования;
- Выбросы в результате неполного сгорания метана в процессе сжигания на факелах по базовому сценарию и выбросы в результате полного окисления углеводородов по проектному сценарию.

Не существует специальных национальных стандартов мониторинга, применимых к проекту, за исключением Федерального закона № 102-ФЗ от 11.06.2008 г. «О стандартизации измерений», различных федеральных стандартов (ГОСТ) и методик калибровки измерительных приборов. Все установленные требования законодательства выполнены.

D.1.1. Вариант 1 — Мониторинг выбросов по проектному сценарию и базовому сценарию:

D.1.1.1. Данные, подлежащие сбору с целью мониторинга выбросов в рамках проекта, и способ хранения этих данных:								
Идентификационный номер (Позавайста, используйте номера с целью обеспечения перекрестных	Переменная	Источник данных	Единица измерения	Измерение (m), расчет (c), оценка (e)	Частота записи данных	Доля данных, подлежащая мониторингу	Способ хранения данных (электронный/бумажный)	Комментарий

Настоящий шаблон не подлежит изменению. Его следует заполнить без изменения/добавления заголовков, логотипа, формата или шрифта.



Комитет по наблюдению за совместным осуществлением

ссылка на D.2.)										
1. $V_{ARG, injection, m}$	Объем ПНГ, закачанного КС в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления в месяце m	УВСИНГ	млн m^3	m	постоянно	100%	Электронная	Объем закачанного КС ПНГ измеряется напрямую.		
2. $V_{ARG, fuel, m}$	Объем ПНГ, используемого КС в качестве топлива для зачекки ПНГ в месяце m	УВСИНГ	млн m^3	m	постоянно	100%	Электронная	Объем используемого в качестве топлива ПНГ измеряется напрямую.		
3. $W_{h, Injection, m}$	Объемная доля углеводорода типа h в ПНГ, закачанном КС в нагнетательные скважины в месяце m	УВСИНГ	%	m	ежемесячно	100%	Электронная и бумажная	Определяется посредством лабораторных испытаний раз в месяц		
4. LE_y	Коэффициент утечки включает фугитивные утечки метана	Российский государственный университет нефти и газа	%	e	зафиксировано в качестве прогноза	-	-	Более подробная информация о применяемых значениях в		



Комитет по наблюдению за совместным осуществлением

	(так называемые «технологические потери») из оборудования, установленного на КС.								Разделе В.1 выше.
5. <i>Plume</i>	Коэффициент неполного сгорания для сжигания ЦНГ	«Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при сжигании полутного нефтяного газа на факельных установках», утвержденная приказом Государственного комитета по охране окружающей среды Российской Федерации № 199 от 08.04.1998 года.	%	е	зафиксирован о в качестве прогноза	-	-	-	Более подробная информация о применяемых значениях в таблице в Разделе В.1 выше.
6. <i>P_h</i>	Плотность	ГОСТ 31369-	10^{-6} Gg/m^3	е	зафиксирован	-	-	-	Более



	<p>углеводорода типа <i>h</i>. Этот параметр используется для конвертации объема углеводорода в массу углеводорода.</p>	<p>2008, Межправительственный стандарт «Природный газ. Расчет теплотворной способности, плотности, относительной плотности и показатель Воббе по составу»</p>	<p>(кг/м³)</p>		<p>о в качестве прогноза</p>			<p>подробная информация о применяемых значениях в Разделе В.1 выше.</p>
<p>7. SMF_h</p>	<p>Стехиометрический массовый коэффициент — массовый коэффициент CO₂ образующегося при полном сгорании единицы массы углеводорода типа <i>h</i>.</p>	<p>ГОСТ 31369-2008</p>	<p>т. CO₂ экв. / т углеводорода типа <i>h</i></p>	<p>e</p>	<p>зафиксирован о в качестве прогноза</p>	<p>-</p>	<p>-</p>	<p>Более подробная информация о применяемых значениях в Разделе В.1 выше.</p>
<p>8. GWP_{CH4}</p>	<p>Потенциал глобального потепления метана</p>	<p>В соответствии с Потенциалами глобального</p>	<p>т CO₂ экв./т CH₄</p>	<p>e</p>	<p>зафиксирован о в качестве прогноза</p>	<p>-</p>	<p>-</p>	<p>Более подробная информация о применяемых значениях в</p>



Комитет по наблюдению за совместным осуществлением

	потепления РКИК ООН, http://unfccc.int/ghg_data/item/s/3825.php						таблице в Разделе В.1 выше.
--	--	--	--	--	--	--	-----------------------------------

D.1.1.2. Описание формул, используемых для оценки проектных выбросов (для каждого газа, источника и т.д.; выбросы в единицах эквивалента CO₂):

Проектные выбросы (PE_y) включают фугитивные выбросы CH₄ в результате технологических потерь и выбросы CO₂ в результате полного окисления углеводородов (метана, этана, бутана, пропана, гексана и выше) и рассчитываются следующим образом:

$$PE_y = PE_{Ox,y} + PE_{losses,y} \quad (D.1.1.2-1)$$

Где:

PE_y — Проектные выбросы в году y (т CO₂);

PE_{Ox,y} — Выбросы CO₂ в результате полного окисления углеводородов в году y (т CO₂). Такой тип выбросов имеет место в связи с полным сгоранием углеводородов в компрессорах. До реализации данного проекта это количество углеводородов выбрасывалось бы в атмосферу несгоревшим. Такие выбросы рассчитываются с помощью приведенной ниже формулы D.1.1.2-2;

PE_{losses,y} — Выбросы CH₄ в результате технологических потерь (т CO₂-экв.). Такой тип выбросов имеет место в связи с фугитивными выбросами CH₄ при пуске/останове компрессоров, фугитивными выбросами через уплотнительные материалы, аварийным сбросом ПНГ и т.п. Такие потери незначительны и не подлежат прямому измерению. Данный вид выбросов рассчитывается на основании коэффициента потерь, утвержденного Министерством энергетики Российской Федерации.

$$PE_{Ox,y} = \sum_m \sum_h (V_{ARG, fuel, m} * W_{h, Injection, m} * P_h * \eta_{flare} * SMF_h) * 10^{^3}$$

Где:

PE_{Ox,y} — Выбросы CO₂ в результате полного окисления углеводородов в году y (т CO₂)

V_{ARG, fuel, m} — Объем ПНГ, используемого КС в качестве топлива, в месяце m (млн м³). Это контролируемый параметр;

W_{h, Injection, m} — Объемная доля углеводорода типа h в ПНГ, закачанном КС в нагнетательные скважины в месяце m (%). Это контролируемый параметр;

P_h — Плотность углеводорода типа h для конвертации объема углеводорода в массу углеводорода (кг/м³). Параметр принят как постоянный на весь период кредитования. Более подробная информация в Разделе В.1 выше;

η_{flare} — Коэффициент неполного сгорания для сжигания ПНГ (3,5%). Параметр принят как постоянный на весь период кредитования (неконтролируемый параметр). Более подробная информация в Разделе В.1 выше;



Комитет по наблюдению за совместным осуществлением

SMF_h — Массовый коэффициент CO₂, образующегося при полном сгорании единицы массы углеводорода (т CO₂ экв. / т углеводорода). Параметр принят как постоянный на весь период кредитования (неконтролируемый параметр). Более подробная информация в Разделе В.1 выше;

$$PE_{\text{losses},y} = \sum_m ((V_{\text{ARG, injection}, m} + V_{\text{ARG, fuel}, m}) * W_{h, \text{injection}, m}) * LE_y * P_h * GWP_{\text{CH}_4} * 10^3$$

(D.1.1.2-3)

Где:

PE_{losses,y} — фугитивные выбросы CH₄ в результате технологических потерь в году у (т.CO₂-экв.);

V_{ARG, injection, m} — Объем ПНГ, закачанного КС в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления в месяце *m* (млн м³). Это контролируемый параметр;

V_{ARG, fuel, m} — Объем ПНГ, используемого КС в качестве топлива, в месяце *m* (млн м³). Это контролируемый параметр;

W_{h, injection, m} — Объемная доля метана в ПНГ, закачанном КС в нагнетательные скважины в месяце *m* (%). Это контролируемый параметр;

LE_y — Коэффициент утечки в году у (%). Этот параметр зафиксирован в качестве прогноза (неконтролируемый параметр). Более подробная информация в Разделе В.1 выше;

P_{CH₄} — Плотность CH₄ для конвертации объема CH₄ в массу CH₄ (0,67 кг/м³). Параметр принят как постоянный на весь период кредитования (неконтролируемый параметр). Более подробная информация в Разделе В.1 выше;

GWP_{CH₄} — Потенциал глобального потепления метана (21 т. CO₂-экв./т. CH₄). Параметр принят как постоянный на весь период кредитования (неконтролируемый параметр). Более подробная информация в Разделе В.1 выше;

D.1.1.3. Данные, необходимые для определения базовой линии антропогенных выбросов парниковых газов из источников в рамках границ проекта, и порядок сбора и хранения этих данных:

Идентификационный номер (Пожалуйста, используйте номера с целью обеспечения перекрестных ссылок на D.2.)	Переменная	Источник данных	Единица измерения	Измерение (m), расчет (c), оценка (e)	Частота записи данных	Доля данных, подлежащая мониторингу	Способ хранения данных (электронный/бумажный)	Комментарий
9. V _{ARG, injection, m}	Объем ПНГ, закачанного КС в нагнетательные	УВСИНГ	млн м ³	m	постоянно	100%	Электронная	Объем закачанного КС ПНГ измеряется



Комитет по наблюдению за совместным осуществлением

	скважины для поддержания пластового давления в месяце <i>m</i>								напрямую.
10. $V_{ARG, fuel, m}$	Объем ПНГ, используемого КС в качестве топлива для закачки ПНГ в месяце <i>m</i>	УВСИНГ	млн м ³	<i>m</i>	постоянно	100%	Электронная	Объем используемого в качестве топлива ПНГ измеряется напрямую.	
11. $W_{h, Injection, m}$	Объемная доля углеводорода типа <i>h</i> в ПНГ, закачанном КС в нагнетательные скважины в месяце <i>m</i>	УВСИНГ	%	<i>m</i>	ежемесячно	100%	Электронная и бумажная	Определяется посредством лабораторных испытаний раз в месяц	
12. LE_y	Коэффициент утечки включает фугитивные утечки метана (так называемые «технологические потери») из оборудования, установленного на КС.	Российский государственный университет нефти и газа	%	<i>e</i>	зафиксировано в качестве прогноза	-	-	Более подробная информация о применяемых значениях в Разделе В.1 выше.	



Комитет по наблюдению за совместным осуществлением

13. P_{flare}	Коэффициент неполного сгорания для сжигания ПНГ	«Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при сжигании попутного нефтяного газа на факельных установках», утвержденная приказом Государственного комитета по охране окружающей среды Российской Федерации № 199 от 08.04.1998 года.	%	е	зафиксировано в качестве прогноза	-	Более подробная информация о применяемых значениях в таблице в Разделе В.1 выше.
14. P_h	Это плотность углеводорода типа h . Этот параметр используется для конвертации объема углеводорода в массу углеводорода.	ГОСТ 31369-2008, Межправительственный стандарт «Природный газ. Расчет теплотворной способности, плотности, относительной плотности и показателя Воббе по составу»	10^{-6} Gg/m^3 (kg/m^3)	е	зафиксировано в качестве прогноза	-	Более подробная информация о применяемых значениях в Разделе В.1 выше.
15. SMF_h	Стехиометрический массовый коэффициент — массовый коэффициент CO_2 , образующегося при полном сгорании единицы массы углеводорода типа h .	ГОСТ 31369-2008	$\text{т CO}_2 \text{ экв. / т углеводорода типа } h$	е	зафиксировано в качестве прогноза	-	Более подробная информация о применяемых значениях в Разделе В.1 выше.



Комитет по наблюдению за совместным осуществлением

16. GWP _{CH4}	Потенциал глобального потепления метана	В соответствии с Потенциалами глобального потепления РКИК ООН, http://unfccc.int/ghg_data/items/3825.php	т CO ₂ экв./т CH ₄	е	зафиксировано в качестве прогноза			Более подробная информация о применении значений в таблице в Разделе В.1 выше.
------------------------	---	--	--	---	-----------------------------------	--	--	--

D.1.1.4. Описание формул, используемых для оценки выбросов по базовой линии (для каждого газа, источника и т.д.; выбросы в единицах эквивалента CO₂):

Выбросы по базовой линии (BE_y) включают выбросы CO₂ от сжигания ПНГ и выбросы CH₄ в результате неполного сгорания метана на факелах. Выбросы по базовой линии рассчитываются следующим образом:

$$BE_y = BE_{flaring,y} + BE_{CH_4,y}$$

Где:

BE_y — Выбросы по базовой линии в году y (т CO₂);

BE_{flaring,y} — Выбросы в результате сжигания ПНГ на факелах (т CO₂);

BE_{CH₄,y} — Выбросы в результате неполного сгорания метана на факелах (т CO₂).

$$BE_{flaring,y} = \sum_m (V_{ARG, injection, m} * W_{h, injection, m} * (1 - \eta_{flare}) * p_h * SMF_h) * 10^3$$

(D.1.1.4-2)

Где:

V_{ARG, injection, m} — Объем ПНГ, закачанного КС в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления в месяце m (млн м³). Это контролируемый параметр;

W_{h, injection, m} — Объемная доля углеводорода типа h в ПНГ, закачанном КС в нагнетательные скважины в месяце m (%). Это контролируемый параметр;

η_{flare} — Коэффициент неполного сгорания для сжигания ПНГ (3,5%). Параметр принят как постоянный на весь период кредитования (неконтролируемый параметр). Более подробная информация в Разделе В.1 выше;



Комитет по наблюдению за совместным осуществлением

ρ_h — Плотность углеводорода типа h , используемая для конвертации объема в массу. Параметр принят как постоянный на весь период кредитования (неконтролируемый параметр). Более подробная информация в Разделе В.1 выше;

SMF_h — Массовый коэффициент CO_2 , образующегося при полном сгорании единицы массы углеводорода (т CO_2 экв. / т углеводорода). Параметр принят как постоянный на весь период кредитования (неконтролируемый параметр). Более подробная информация в Разделе В.1 выше;

$$VE_{CH_4,y} = \sum_m ((V_{ARG, injection, m} + V_{ARG, fuel, m}) * W_{h, injection, m}) * \eta_{farc} * P_{CH_4} * GWP_{CH_4} * 10^3 \quad (D.1.1.4-3)$$

$V_{ARG, injection, m}$ — Объем ПНГ, закачанного КС в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления в месяце m (млн m^3). Это контролируемый параметр;

$V_{ARG, fuel, m}$ — Объем ПНГ, закачанного по объему ПНГ, используемого КС в качестве топлива, в месяце m (млн m^3). Это контролируемый параметр;

$W_{h, injection, m}$ — Объемная доля метана в ПНГ, закачанном КС в нагнетательные скважины в месяце m (%). Это контролируемый параметр;

η_{farc} — Коэффициент неполного сгорания для сжигания ПНГ (3,5%). Параметр принят как постоянный на весь период кредитования (неконтролируемый параметр). Более подробная информация в Разделе В.1 выше;

P_{CH_4} — Плотность CH_4 для конвертации объема CH_4 в массу CH_4 (0,67 kg/m^3). Параметр принят как постоянный на весь период кредитования (неконтролируемый параметр). Более подробная информация в Разделе В.1 выше;

GWP_{CH_4} — Потенциал глобального потепления метана (21 т. CO_2 экв./т. CH_4). Параметр принят как постоянный на весь период кредитования (неконтролируемый параметр). Более подробная информация в Разделе В.1 выше;

D. 1.2. Вариант 2 — Прямой мониторинг сокращения выбросов по проекту (значения не должны противоречить значениям, указанным в разделе E.):

Эта опция неприменима к мониторингу проекта.

D.1.2.1. Данные, подлежащие сбору с целью мониторинга сокращения выбросов в рамках проекта, и способ хранения этих данных:								
Идентификационный номер (Пожауйста, используйте номера с целью обеспечения перекрестных ссылок на D.2.)	Переменная	Источник данных	Единица измерения	Измерение (m), расчет (c), оценка (e)	Частота записи данных	Доля данных, подлежащая мониторингу	Способ хранения данных (электронный/бумажный)	Комментарий



Комитет по наблюдению за совместным осуществлением

D.1.2.2. Описание формул, используемых для расчета сокращений выбросов в рамках проекта (для каждого газа, источника и т.д.; сокращение выбросов/выброса в единицах эквивалента CO₂):

Эта опция неприменима к мониторингу проекта.

D.1.3. Порядок учета утечек в плане мониторинга:

D.1.3.1. Там, где применимо, опишите данные и тип информации, которые необходимо собирать для мониторинга последствий утечек в рамках проекта:

Идентификационный номер (Пожалуйста, используйте номера с целью обеспечения перекрестных ссылок на D.2.)	Переменная	Источник данных	Единица измерения	Измерение (m), расчет (c), оценка (e)	Частота записи данных	Доля данных, подлежащая мониторингу (электронный/бумажный)	Доля данных, подлежащая мониторингу (электронный/бумажный)	Комментарий

D.1.3.2. Описание формул, используемых для оценки утечек (для каждого газа, источника и т.д.; выбросы в единицах эквивалента CO₂):

Утечки в рамках данного проекта равны нулю.

D.1.4. Описание формул, используемых для оценки сокращений выбросов в рамках проекта (для каждого газа, источника и т.д.; сокращение выбросов/выброса в единицах эквивалента CO₂):

Следующая формула применяется для оценки снижения выбросов в рамках проекта:

$$RE_y = BE_y - PE_y$$

(D.1.4-1)

Где:

BE_y — Выбросы по базовой линии в году y (тCO₂);

PE_y — Проектные выбросы в году y (тCO₂).



Комитет по наблюдению за совместным осуществлением

D.1.5. Где применимо, в соответствии с процедурами принимającej Стороны, информация о сборе и хранении информации о влиянии проекта на окружающую среду:

Управление экологической безопасности и природопользования ОАО «Сургутнефтегаз» отвечает за деятельность компании в сфере защиты и мониторинга состояния окружающей среды. Управление имеет хорошо подготовленный персонал, все необходимое техническое оборудование и способно обрабатывать информацию об экологических последствиях проекта. Центральная базовая лаборатория экоаналитических и технологических исследований Инженерно-экономического внедренческого центра ОАО «Сургутнефтегаз», отвечающая за общий экологический мониторинг, аккредитована Федеральной службой по аккредитации (Росаккредитация) на проведение анализа по 707 параметрам, включая 365 экологических и 47 радиологических параметров. Система экологического управления охватывает все подразделения компании. В соответствии с экологической политикой компании, обязанности и ответственность персонала отражены в рамках всей структуры управления. Существуют детальные процедуры определения первичных экологических аспектов, составляющих основу планирования экологических мероприятий.

Компания имеет одиннадцать лабораторий для осуществления внутреннего мониторинга качества воды и почвы, атмосферного воздуха, а также контроля источников выбросов и сбросов и мест утилизации. Уникальное лабораторное оборудование позволяет осуществлять широкий спектр исследований, включая определение содержания тяжелых металлов, канцерогенных и других загрязняющих веществ, природных радионуклидов во всех средах. Исследования проводятся квалифицированным инженерно-техническим и лабораторным персоналом с применением современных приборов, таких как хромато-масс-спектрометры, газовые и жидкостные хроматографы и спектрофотометры.

Список основных статистических форм, которые ОАО «Сургутнефтегаз» представляет в соответствии с российским законодательством:

- №2-ТП (воздух). «Сведения об охране атмосферного воздуха за год», включая информацию о количестве собранных и нейтрализованных загрязняющих атмосферу веществ, подробную информацию о выбросах определенных загрязняющих веществ, количество источников выбросов, меры по сокращению выбросов в атмосферу, а также выбросов из отдельных групп источников загрязнения, (подготовлена в соответствии с приказом Росстата от 17 сентября 2010 года № 319 «Об утверждении статистического инструментария для организации федерального статистического наблюдения за сельским хозяйством и окружающей природной средой» (в редакции от 23.03.2011 г.)³⁷);
- №2-ТП (водхоз) «Сведения об использовании воды», включая информацию о потреблении воды из природных источников, сбросе отработанных вод и содержании загрязняющих веществ, мощностях водоочистительных сооружений и т.п. (подготовлена в соответствии с приказом Росстата от 19 октября 2009 года № 230 «Об утверждении статистического инструментария для организации Росводоресурсами Федерального статистического наблюдения об использовании воды»³⁸);

³⁷ Текст документа можно найти по адресу: <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=112162>. Свободный доступ к документу может быть ограничен.

³⁸ Текст документа можно найти по адресу: <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=93393>. Свободный доступ к документу может быть ограничен.



Комитет по наблюдению за совместным осуществлением

- №2-ТП (отходы) «Сведения об образовании, использовании, обезвреживании, транспортировании и размещении отходов производства и потребления», включая годовой баланс обработки отходов по типам и классам опасности, (подготовлена в соответствии с приказом Росстага от 28 января 2011 года № 17 «Об утверждении статистического инструментария для организации Росприроднадзора федерального статистического наблюдения за отходами производства и потребления»³⁹).

Деятельность компании в экологической сфере осуществляется в соответствии с планами защиты окружающей среды, разработанными на основе комплексной экологической программы с целью систематического планового снижения промышленного воздействия на окружающую среду.

Основными аспектами Экологической программы являются:

- строительство природоохранных сооружений;
- защита, использование и восстановление земель;
- защита атмосферного воздуха;
- защита водных ресурсов;
- мониторинг естественной окружающей среды и производственных объектов;
- предупреждение и ликвидация последствий инцидентов на трубопроводном транспорте;
- нейтрализация и утилизация промышленных отходов;
- подготовка персонала по вопросам защиты окружающей среды;
- научно-исследовательская деятельность.

D.2. Процедуры контроля качества (QC) и обеспечения качества (QA) данных мониторинга:

Данные (Указать таблицу и идентификационный номер)	Уровень неопределенности данных (высокий/средний/низкий)	Пояснить процедуры QA/QC, запланированные в отношении этих данных, или обосновать отсутствие необходимости в применении таких процедур.
D.1.1.1 и D.1.1.3 - V APG, injection, m	Низкий	Данные по объему ПНГ, закачанному КС, фиксируются непрерывно с помощью измерительного комплекса, установленного на станции. Применяются только сертифицированные измерительные приборы и оборудование. Все сертифицированные измерительные приборы имеют заводскую калибровку. Калибровка и поверка осуществляются в соответствии с требованиями паспортов измерительных приборов специализированными аккредитованными метрологическими организациями. Устанавливается график калибровки и поверки.

³⁹ Текст документа можно найти по адресу: <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=109918>. Свободный доступ к документу может быть ограничен.



Комитет по наблюдению за совместным осуществлением

D.1.1.1 и D.1.1.3 V _{арс} , fuel, m	Низкий	Данные по объему ПНГ, используемому в качестве топлива, фиксируются непрерывно с помощью измерительного комплекса, установленного на станции. Применяются только сертифицированные измерительные приборы и оборудование. Все сертифицированные измерительные приборы имеют заводскую калибровку. Калибровка и поверка осуществляются в соответствии с требованиями паспортов измерительных приборов специализированными аккредитованными метрологическими организациями. Устанавливается график калибровки и поверки.
D.1.1.3 - W _{h, Injection, m}	Низкий	Специализированная лаборатория отвечает за анализ ПНГ и измерение содержания фракций углеводородов в ПНГ. Лаборатория оснащена газоаналитическим оборудованием и хроматографом. Применяются только сертифицированные измерительные приборы и оборудование. Все используемое оборудование откалибровано и поверено в полном соответствии с требованиями российского законодательства.

D.3. Просим описать операционную и управленческую структуру, с помощью которой оператор проекта намерен реализовать план мониторинга:

Невзирая на то, что проект является первым в своем роде, в его состав входят стандартные технологии, такие как компрессорное оборудование, измерительное оборудование, турбинное оборудование, трубопроводы, электрооборудование и т.п. Эксплуатация такого оборудования представляет собой стандартную задачу для ОАО «Сургутнефтегаз». Для эксплуатации КС не требуется никаких дополнительных инструкций, процедур или специальных государственных стандартов. План мониторинга и структура контроля полностью соответствуют существующей системе производственного мониторинга и контроля ОАО «Сургутнефтегаз». Мониторинг таких параметров, как объем ПНГ, используемого в качестве топлива, объем закачанного ПНГ и потребление электроэнергии из сети, осуществляется дежурными инженерами и инженерами-электриками. Определение объемной доли метана и прочих углеводородов в попутном нефтяном газе осуществляется сертифицированными измерительными приборами.

Для измерения параметров, включенных в план мониторинга, используется только сертифицированное и надлежащим образом откалиброванное и поверенное оборудование. Все оборудование подвергается своевременной калибровке и поверке в соответствии с российскими стандартами и нормативно-правовыми актами, а также внутренними графиками калибровки. Измерительные приборы и оборудование, как правило, подвергаются поверке и калибровке в периоды планового останова. Однако в том случае, если тот или иной измерительный прибор необходимо снять для поверки и калибровки в период эксплуатации, такой измерительный прибор может быть заменен резервным. Некалиброванные приборы и оборудование не используются для мониторинга параметров, включенных в план мониторинга.

Описанная ниже процедура должна применяться в том случае, если контролируемый параметр не может быть измерен надлежащим образом поверенным устройством. Данная процедура должна применяться только в случае долгосрочных перерывов в процессе измерения. В случае краткосрочных перерывов, до 1 дня, могут быть использованы расчеты на основании других данных. В таких случаях размер погрешности слишком



Комитет по наблюдению за совместным осуществлением

незначителен относительно годовых показателей и им можно пренебречь. Долгосрочные перерывы (более 1 дня) измерений подлежат рассмотрению отдельно в каждом конкретном случае. В любом случае, в первую очередь должен соблюдаться принцип консерватизма. Некоторые основные варианты могут быть использованы для расчета данных, которые не подлежат измерению с помощью поверенного оборудования:

- 1) Расчет параметров на основании других производственных параметров. Этот вариант применяется, если расчет измеряемых параметров представляется возможным на основании других измеряемых параметров.
- 2) Использование наиболее консервативных данных прошлого периода. Этот вариант применяется для определения состава ПНГ;
- 3) Исключение сокращения выбросов для такого периода из отчетов по мониторингу.

Основными параметрами мониторинга являются:

- Объем ПНГ, закачанного КС в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления (млн. м³);
- Объем ПНГ, используемого в качестве топлива для заправки ПНГ (млн. м³);
- Объемная доля углеводорода типа *h* в ПНГ, закачанном КС в нагнетательные скважины (%).

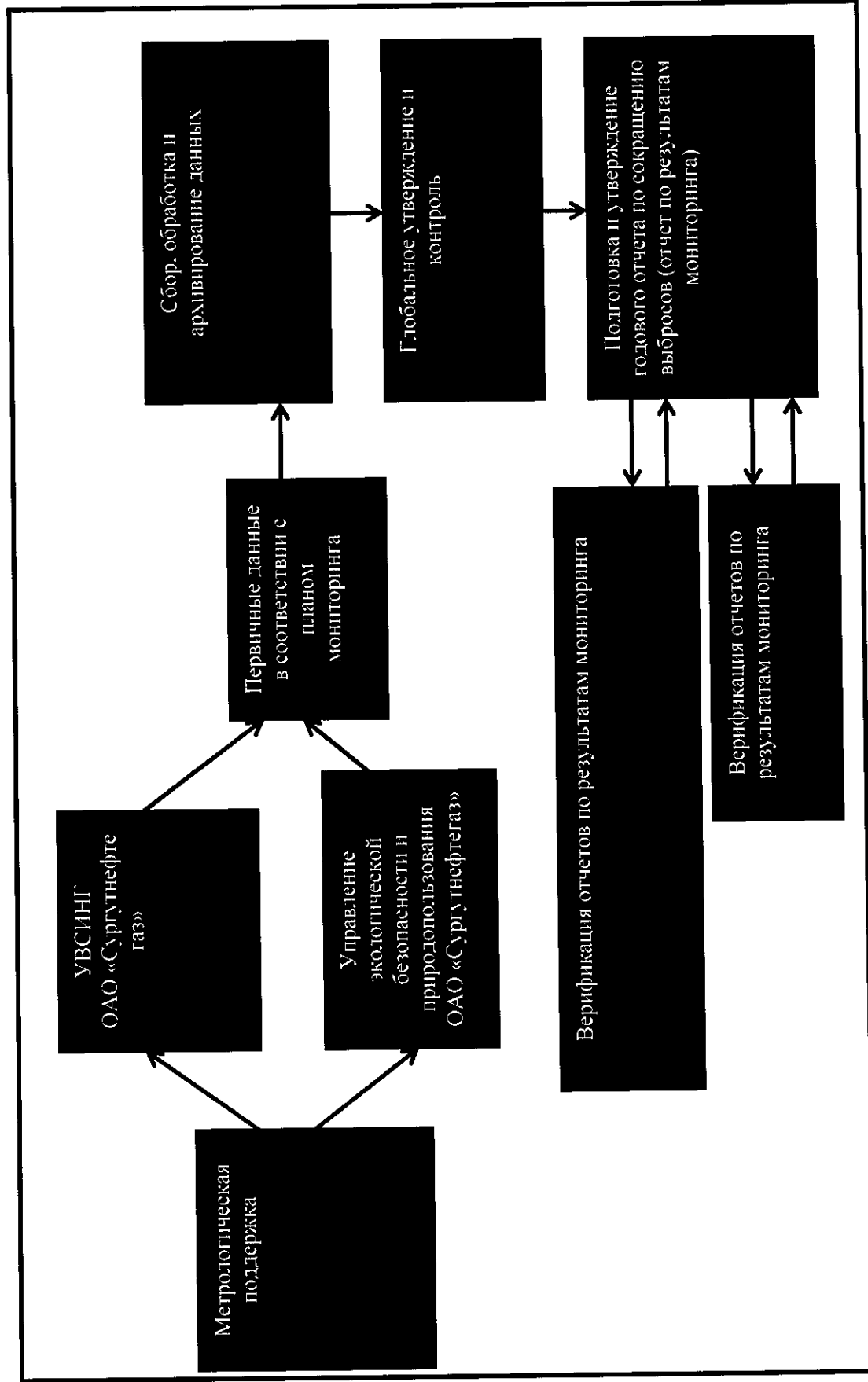
ОАО «Сургутнефтегаз» предоставляет все данные, предусмотренные планом мониторинга, компании «Газпром Маркетинг и Грейдинг Лтд.», которая отвечает за подготовку плана мониторинга и выполнение задач по проверке. Данные плана мониторинга должны сохраняться не менее двух лет после передачи последних ЕСВ в отношении проекта.

Базовая управленческая структура показана ниже на рис. D.3-1.

Рисунок D.3-1 Операционно-управленческая структура



Комитет по наблюдению за совместным осуществлением





Комитет по наблюдению за совместным осуществлением

D.4. Наименование лица (лиц)/организации (организаций), разработавших план мониторинга:

Дата принятия плана мониторинга: 30/10/2011

План мониторинга разработан компанией «Газпром Маркетинг и Трейдинг Лтд.».

Тел.: +44 (0) 207 756 0000

Эл. почта: emissions@gazprom-mt.com

«Газпром Маркетинг и Трейдинг Лтд.» является участником проекта, указанным в Приложении 1.



РАЗДЕЛ Е. Оценка объема сокращения выбросов парниковых газов

Е.1. Ожидаемые проектные выбросы:

Входящие в состав проектных выбросов ПГ выбросы CH_4 в результате технологических потерь, а также в результате полного окисления углеводородов в компрессорных турбинах, представлены в таблицах Е.1-1 — Е.1.3 ниже.

Таблица Е.1-1. Проектные выбросы ПГ в результате технологических потерь за период кредитования, т CO_2 экв.

Год	Выбросы ПГ по проекту
2010	5 370
2011	3 035
2012	4 767
2010-2012	13 172

Таблица Е.1-2. Проектные выбросы ПГ в результате полного окисления в компрессорных турбинах за период кредитования, т CO_2 экв.

Год	Выбросы ПГ по проекту
2010	2 946
2011	3 273
2012	4 792
2010-2012	11 010

Таблица Е.1-3. Суммарные проектные выбросы ПГ за период кредитования, т CO_2 экв.

Год	Выбросы ПГ по проекту
2010	8 316
2011	6 308
2012	9 559
2010-2012	24 182

Е.2. Ожидаемые утечки:

Утечки в рамках данного проекта равны нулю.

Е.3. Сумма Е.1. и Е.2.:

Сумма Е.1 + Е.2 представлена в следующей таблице Е.3-1.

Таблица Е.3-1. Сумма Е.1 + Е.2 за период кредитования, т CO_2 экв.

Год	Сумма Е.1 + Е.2
2010	8 316
2011	6 308
2012	9 559
2010-2012	24 182

Е.4. Ожидаемые выбросы по базовой линии:



В состав выбросов ПГ по базовой линии входят выбросы в результате сжигания ПНГ и неполного сгорания метана на факелах. Выбросы CO₂ по базовой линии представлены в таблицах Е.4-1 — Е.4-3 ниже.

Таблица Е.4-1. Выбросы ПГ по базовой линии в результате сжигания ПНГ на факелах в течение периода кредитования, т CO₂экв.

Год	Выбросы ПГ в результате сжигания ПНГ на факелах по базовой линии
2010	340 596
2011	641 183
2012	1 016 856
2010-2012	1 998 635

Таблица Е.4-2. Выбросы ПГ по базовой линии в результате неполного сгорания метана на факелах за период кредитования, т CO₂экв.

Год	Выбросы ПГ в результате неполного сгорания метана на факелах по базовой линии
2010	65 485
2011	114 215
2012	179 420
2010-2012	359 120

Таблица Е.4-3. Суммарные выбросы ПГ по базовой линии в течение периода кредитования, т CO₂экв.

Год	Выбросы ПГ по базовой линии
2010	406 081
2011	755 398
2012	1 196 275
2010-2012	2 357 754

Е.5. Разница между Е.4 и Е.3, определяющая снижение выбросов в результате реализации проекта:

Сокращение выбросов в результате реализации проекта показано в следующей таблице Е.5-1.

Таблица Е.5-1. Расчетное сокращение выбросов ПГ за период кредитования, т CO₂экв.

Год	Оценка сокращения годовых выбросов в тоннах CO ₂ экв.
2010	397 766
2011	749 090
2012	1 186 716
Общее расчетное сокращение выбросов за период кредитования (тонн CO ₂ экв.)	2 333 572



Е.6. Таблица, демонстрирующая значения, полученные в результате применения вышеуказанных формул:

Год	Ожидаемые <u>проектные</u> выбросы (тонн CO ₂ экв.)	Ожидаемые <u>утечки</u> (тонн CO ₂ экв.)	Ожидаемые выбросы <u>по базовой</u> линии (тонн CO ₂ экв.)	Расчетное сокращение выбросов (тонн CO ₂ экв.)
2010	8 316	8 316	406 081	397 766
2011	6 308	6 308	755 398	749 090
2012	9 559	9 559	1 196 275	1 186 716
Итого (тонн CO ₂ экв.)	24 182	24 182	2 357 754	2 333 572



РАЗДЕЛ F. Влияние на окружающую среду

F.1. Документация по анализу влияния проекта, на окружающую среду, включая трансграничные последствия, в соответствии с процедурами, определенными принимающей Стороной:

Оценка экологических последствий строительства КС была произведена в соответствии со следующими основными документами российского законодательства:

- Федеральный закон № 7 «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 года;
- Строительный кодекс Российской Федерации;
- Федеральный закон № 174 «Об экологической экспертизе» от 23.11.1995.

До февраля 2007 г. все объекты капитального строительства, в том числе компрессорная станция, требовали проведения двух основных государственных экспертиз: экологической экспертизы и государственной экспертизы. В 2006 году были внесены изменения в Федеральный закон № 174 «Об экологической экспертизе», в соответствии с которыми экологическая экспертиза стала обязательной лишь для ряда проектов, описанных в Статье 49 Строительного кодекса Российской Федерации. С 2007 экологическая экспертиза КС более не требуется. Оценка воздействия на окружающую среду для КС была произведена в рамках государственной экспертизы. Помимо технических и иных разделов, часть проекта под названием «Оценка воздействия на окружающую среду» по проекту была выполнена Омским отделением Главгосэкспертизы РФ. В результате было получено положительное заключение № 365-07/ОГЕ-0838/02 от 17 декабря 2007 года.

ОАО «Сургутнефтегаз» получило все необходимые разрешения на выбросы и в процессе реализации проекта проводило контроль и анализ влияния на окружающую среду в соответствии с законодательством. Организация будет сдавать следующие формы статистической отчетности: №2-ТП (воздух), №2-ТП (отходы), №2-ТП (водхоз). Росприроднадзор (Уполномоченный контролирующий орган) регулярно проверяет эти документы для подтверждения соответствия нормам и правилам.

Разрешения на выбросы загрязняющих веществ были получены на весь период кредитования. Список разрешений, номера, сроки и наименования органов, выдавших их, указаны в следующей таблице F.1-1.

Таблица F.1-1 Разрешения на выбросы загрязняющих веществ в атмосферу

№	Номер разрешения на выброс загрязняющих веществ в атмосферу	Дата выдачи	Организация	Срок действия
1	№ ПДВ-073/383	26 октября 2007 г.	Республика Саха (Якутия), Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору	1 января 2008 г. — 31 декабря 2011 г.
2	№ ПДВ-10/167	21 сентября 2010 г.	Ленский филиал, Республика Саха, Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору	21 сентября 2010 г. — 31 декабря 2014 г.

После начала реализации проекта закачка воды для поддержания пластового давления не прекращалась. Например, только в 2011 г. для поддержания пластового давления было закачено 4 294,18 тыс. м³ воды. Количество воды, отделенной от эмульсии сырой нефти, очень незначительно, и большая часть (более 98%) закачанной воды была извлечена из водозаборных скважин. В случае отсутствия проекта для поддержания пластового давления на том же уровне



вместо ПНГ необходимо было бы закачать огромное количество воды. Поскольку доля воды, отделенной от нефтяной эмульсии, была ничтожно малой, количество воды, которое необходимо было бы закачать в случае отсутствия проекта, потребовалось бы извлечь из водозаборных скважин. Таким образом, проект позволяет исключить необходимость извлечения пресной воды, что рассматривается как положительный результат реализации проекта с точки зрения защиты окружающей среды.

Проект подразумевает некоторое количество фугитивных выбросов углеводородов в результате технологических потерь. Такие выбросы не превышают 0,3% (более подробная информация приведена в таблице с коэффициентами технологических потерь в приведенном выше Разделе В.1) и остаются значительно ниже 3,5% от фугитивных выбросов углеводородов в результате неэффективного сжигания ПНГ на факелах по базовому сценарию. Это означает, что проект позволяет сократить фугитивные выбросы ПНГ.

Отрицательное воздействие на окружающую среду будет значительно снижено в результате реализации проекта. Сокращение выбросов будет достигнуто преимущественно за счет прекращения сжигания ПНГ на факелах. Проект позволяет прекратить загрязнение окружающей среды продуктами сгорания и несгоревшими углеводородами. Проект обеспечивает снижение выброса в атмосферу следующих загрязняющих веществ:

- углеводороды (метан - гексаны и выше)
- двуокись азота (NO₂);
- окись азота (NO);
- углеводороды C1 - C5;
- окись углерода (CO);
- бензапирен;
- сажа.

Документы, касающиеся экологических последствий, указаны ниже⁴⁰:

1. Проект (пояснительная записка);
2. Оценка воздействия на окружающую среду (часть проекта);
3. Положительное заключение государственной экспертизы № 365-07/ОГЕ-0838/02;
4. Разрешения на выброс вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух № ПДВ-073/383 и № ПДВ-10/167;
5. Санитарно-эпидемиологическое заключение.

Ф.2. В том случае, если участники проекта или принимающая Сторона, считают экологические последствия значительными, просим представить заключения и все ссылки на подтверждающую документацию по оценке воздействия на окружающую среду, которая была осуществлена в соответствии с процедурами, установленными принимающей Стороной:

Как указано в приведенном выше Разделе F.1, проект способствует значительному сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. Для ссылки на соответствующую подтверждающую документацию см. предыдущий Раздел F.1.

⁴⁰ Документы были представлены верификаторам для проверки.



РАЗДЕЛ G. Комментарии заинтересованных лиц

G.1. Информация о комментариях заинтересованных лиц в отношении проекта, если необходимо:

В соответствии с Федеральным законом РФ 7-ФЗ «О защите окружающей среды» ст. 13, параграф 2, в процессе принятия решения относительно начала осуществления деятельности, которая имеет потенциальное отрицательное воздействие на состояние окружающей среды, необходимо учитывать комментарии заинтересованных лиц.

Информация о предлагаемой проектной деятельности была опубликована на официальном веб-сайте и широко освещалась в средствах массовой информации⁴¹. На веб-сайте можно было оставлять комментарии.

⁴¹<http://www.surgutneftegas.ru/press/news/item/346/>

<http://www.vsluh.ru/news/digest/153164?mobile=1>



Приложение 1

КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ УЧАСТНИКОВ ПРОЕКТА

Организация:	Открытое акционерное общество «Сургутнефтегаз»
Улица/почтовое отделение:	ул. Григория Кукуевицкого
Дом:	1-1
Город:	Сургут
Штат/Область:	Ханты-Мансийский автономный округ, Тюменская область
Почтовый индекс:	628415
Страна:	Российская Федерация
Телефон:	+7 (3462) 42-70-09
Факс:	+7 (3462) 42-70-09
Электронная почта:	Egorov_EP@surgutneftegas.ru
URL:	http://www.surgutneftegas.ru/
Представитель:	
Должность:	Заместитель начальника технического управления - Начальник технического отдела
Форма обращения:	Г-н
Фамилия:	Егоров
Отчество:	Петрович
Имя:	Эдуард
Отдел:	
Телефон (прямой):	+7 (3462) 42 68 05
Факс (прямой):	+7 (3462) 42 68 05
Мобильный:	
Персональный адрес электронной почты:	Egorov_EP@surgutneftegas.ru

Организация:	«Газпром Маркетинг и Трейдинг Лтд.»
Улица/почтовое отделение:	Тритон стрит (<i>Triton Street</i>)
Дом:	20
Город:	Лондон
Штат/Область:	Лондон
Почтовый индекс:	NW1 3BF
Страна:	Соединенное Королевство
Телефон:	+44 (0) 207 756 0000
Факс:	+44 (0) 756 9740
Электронная почта:	global_carbon@gazprom-mt.com
URL:	http://www.gazprom-mt.com
Представитель:	
Должность:	Директор отдела трейдинга и управления портфелем
Форма обращения:	Г-н
Фамилия:	Гистау (<i>Gistau</i>)
Отчество:	
Имя:	Игнасио (<i>Ignacio</i>)
Департамент:	Департамент чистой энергетики
Телефон (прямой):	+44 2077560052



Факс (прямой):	
Мобильный:	+44 7525906248
Персональный адрес электронной почты:	ignacio.gistau@gazprom-mt.com



Приложение 2

ИНФОРМАЦИЯ О БАЗОВОЙ ЛИНИИ

Краткая справка по основным элементам базовой линии представлена в следующей таблице⁴²:

Параметр	Контролируемый/неконтролируемый параметр	Значение	Единица измерения	Описание
$V_{APG, injection, m}$	Контролируемый	-	млн м ³	Объем ПНГ, закачанного КС в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления в месяце t
$V_{APG, fuel, m}$	Контролируемый	-	млн м ³	Объем ПНГ, используемого КС в качестве топлива для закачки ПНГ в месяц.
$W_{h, Injection, m}$	Контролируемый	-	%	Объемная доля углеводорода типа h в ПНГ, закачанном КС в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления в месяце t
η_{flare}	Неконтролируемый	3,5	%	Коэффициент неполного сгорания для сжигания ПНГ
ρ_h	Неконтролируемый	-	-	Это плотность углеводорода типа h . Этот параметр используется для конвертации объема углеводорода в массу углеводорода. Точные значения фактора для различных типов углеводородов приведены в Разделе В.1 выше.
SMF_h	Неконтролируемый	-	-	Стехиометрический массовый коэффициент — массовый коэффициент CO ₂ , образующегося при полном сгорании единицы массы углеводорода типа h . Точные значения фактора для различных типов углеводородов приведены в Разделе В.1 выше.
GWP_{CH_4}	Неконтролируемый	21	-	Потенциал глобального потепления метана

⁴² Источники и дополнительные сведения представлены в предыдущем Разделе В и Разделе D.



Приложение 3

ПЛАН МОНИТОРИНГА

См. Раздел D.