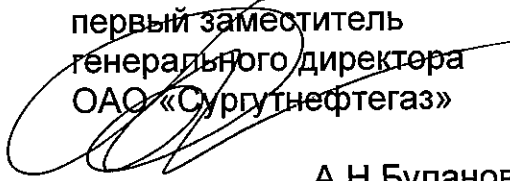


УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер –
первый заместитель
генерального директора
ОАО «Сургутнефтегаз»


А.Н.Буланов
« 20 » апреля 2012 г.

**Строительство газопоршневых
электростанций для утилизации нефтяного
попутного газа на месторождениях
ОАО «Сургутнефтегаз» в Ханты-Мансийском
автономном округе**

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. Оценка объема сокращения выбросов парниковых газов
- F. Влияние на окружающую среду
- G. Комментарии заинтересованных лиц

Приложения

Приложение 1: Контактная информация участников проекта

Приложение 2: Информация об исходных условиях

Приложение 3: План мониторинга

Приложение 4: Данные о составе ПНГ



РАЗДЕЛ А. Общее описание проекта

А.1. Наименование проекта:

Наименование проекта: «Строительство газопоршневых электростанций для утилизации ПНГ на нефтяных месторождениях, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз» в Ханты-Мансийском автономном округе»

Сектор (категория) (1) Отрасли энергетической промышленности (возобновляемые/не
источников: возобновляемые источники);
(10) Фугитивные выбросы, вызванные сжиганием ископаемого топлива
(твердого, нефти и газа).

Версия проектной документации: 1.2

Дата: 11.04.2012 г.

А.2. Описание проекта

Краткое описание проекта

Проектом предусматривается строительство 6 газопоршневых электростанций (далее ГПЭС) вблизи нефтяных месторождений, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз» в Ханты-Мансийском автономном округе, Российская Федерация. Попутный нефтяной газ используется в качестве топлива для ГПЭС. Проект позволяет ОАО «Сургутнефтегаз» прекратить сжигание попутного нефтяного газа (далее ПНГ) посредством его утилизации с целью выработки электроэнергии.

Цель проекта

Основными целями проекта являются:

- повышение уровня утилизации ПНГ;
- покрытие потребности разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз» нефтяных месторождений в электроснабжении за счет собственной генерации электроэнергии;
- улучшение экологической ситуации в районе нефтяных месторождений;
- сокращение уровня выбросов парниковых газов (ПГ).

Ситуация, предшествующая началу реализации проекта

ПНГ

До реализации проекта попутный нефтяной газ преимущественно сжигался на факелах. Лишь незначительное количество ПНГ использовалось для внутренних нужд. ПНГ сжигался на факелах в неоптимальном режиме (сажевое горение), т. е. часть ПНГ не окислялась надлежащим образом и выбрасывалась в атмосферу. На момент принятия решения о реализации проекта¹ сжигание на факеле ПНГ являлось обычной практикой на нефтяных месторождениях в России.

Электроэнергия

До реализации проекта потребность разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз» нефтяных месторождений в электропитании покрывалась исключительно за счет электроэнергии, получаемой из электросети ОЭС Урала (далее ОЭС Урала).

Базовый сценарий

Описание Базового сценария: в отсутствие данного проекта ПНГ, потребляемый всеми ГПЭС, сжигался бы на факелах. Потребность разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз» нефтяных месторождений в электропитании покрывалась бы за счет электроэнергии, получаемой из электросети ОЭС Урала.

¹ 2004 г.



Базовый сценарий также включает выбросы метана, происходящие в результате неполного сгорания ПНГ на факелах. Это обусловлено эффективностью сгорания на факелах, которая имеет более низкие показатели в сравнении со сгоранием в поршневых двигателях. Это значит, что не весь метан, содержащийся в ПНГ, будет преобразован в CO₂ и, следовательно, часть его будет выпущена в атмосферу несгоревшей.

Ожидаемые результаты реализации проекта:

- покрытие потребностей ОАО «Сургутнефтегаз» в электропитании за счет собственной вырабатываемой электроэнергии;
- сокращение потребления электроэнергии, получаемой из электросети, на 217² тыс. МВт·ч/год;
- повышение уровня утилизации ПНГ;
- улучшение экологической обстановки в районе факелов;
- Снижение негативных экологических последствий, включая снижение выбросов ПГ в среднем на 135 831 тонн CO₂/год.

Проектный сценарий

По проектному сценарию предполагается строительство шести ГПЭС с суммарной установленной мощностью в размере 35,9 МВт. Топливом для ГПЭС служит ПНГ из нефтяных месторождений, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз». ГПЭС предназначены для покрытия потребности таких нефтяных месторождений в электропитании. Реализация проекта приведет к существенному повышению степени утилизации ПНГ и сокращению потребления электроэнергии из электросети объединенной энергосистемы (ОЭС) Урала. ОЭС Урала — это одна из шести ОЭС, входящих в состав Единой энергосистемы Российской Федерации.

Краткая история проекта (включая механизм совместного осуществления)

В конце 2001 года ОАО «Сургутнефтегаз» начало реализацию проекта по строительству ГПЭС, который был осуществлен с использованием механизмов Киотского протокола. С учетом возможностей повышения финансовой привлекательности строительства ГПЭС ОАО «Сургутнефтегаз» обратилось к Марракешским соглашениям, которые закрепляют механизмы совместного осуществления. На момент принятия решения нефтедобывающая компания «Юкос» уже начала реализацию проекта по утилизации ПНГ, который предполагал сбыт части единиц сокращения выбросов в Японию. В результате этого перед началом реализации проекта ОАО «Сургутнефтегаз» рассмотрело возможность получения дохода в рамках механизма СО. Поскольку в то время в России не существовало никаких законодательных или нормативно-правовых актов относительно механизмов СО, никаких специальных протоколов или актов создано не было.

В 2005 году проектная документация, разработанная проектным институтом «СургутНИПИнефть», была составлена для первой ГПЭС, расположенной возле Восточно-Елового нефтяного месторождения. Проектная документация для оставшихся ГПЭС была завершена в 2006 и 2007 гг. соответственно. Все ГПЭС получили все необходимые государственные разрешения (Главгосэкспертиза). Строительство и ввод в эксплуатацию первой ГПЭС были закончены в марте 2006 года, а последней — в сентябре 2009 г., что подтверждается Актом приемки законченного строительства объекта³.

В начале 2010 года, 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

² Данные за 2010 год. Годовая энергетическая производительность может изменяться с каждым годом.

³ Акт приемки законченного строительства объекта был представлен верификаторам.



утилизации ПНГ. 26 июля 2011 г. ОАО «Сургутнефтегаз» и «Газпром Маркетинг и Трейдинг» заключили договор покупки единиц сокращения выбросов и начали разработку проектно-технической документации по проекту «Строительство газопоршневых электростанций для утилизации попутного нефтяного газа на нефтяных месторождениях, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз» в Ханты-Мансийском автономном округе».

А.3. Участники Проекта

Участвующая сторона	Юридическое лицо — участник проекта (в применимых случаях)	Пожалуйста, укажите, желает ли Участвующая сторона, 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: Соединенное Королевство	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 нефтедобывающими компаниями.

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.

«Газпром Маркетинг и Трейдинг»

Компания «Газпром Маркетинг и Трейдинг», располагающаяся 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. Место осуществления проекта

Российская Федерация, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ

А.4.1.1. Принимающая сторона (стороны)

Российская Федерация

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

Ханты-Мансийский автономный округ, Тюменская область



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

Сургут

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

Проектная деятельность предполагает строительство шести ГПЭС, расположенных в районе Сургута, крупнейшего города (численность населения в 2010 году — 303 040) на реке Обь в Ханты-Мансийском автономном округе.

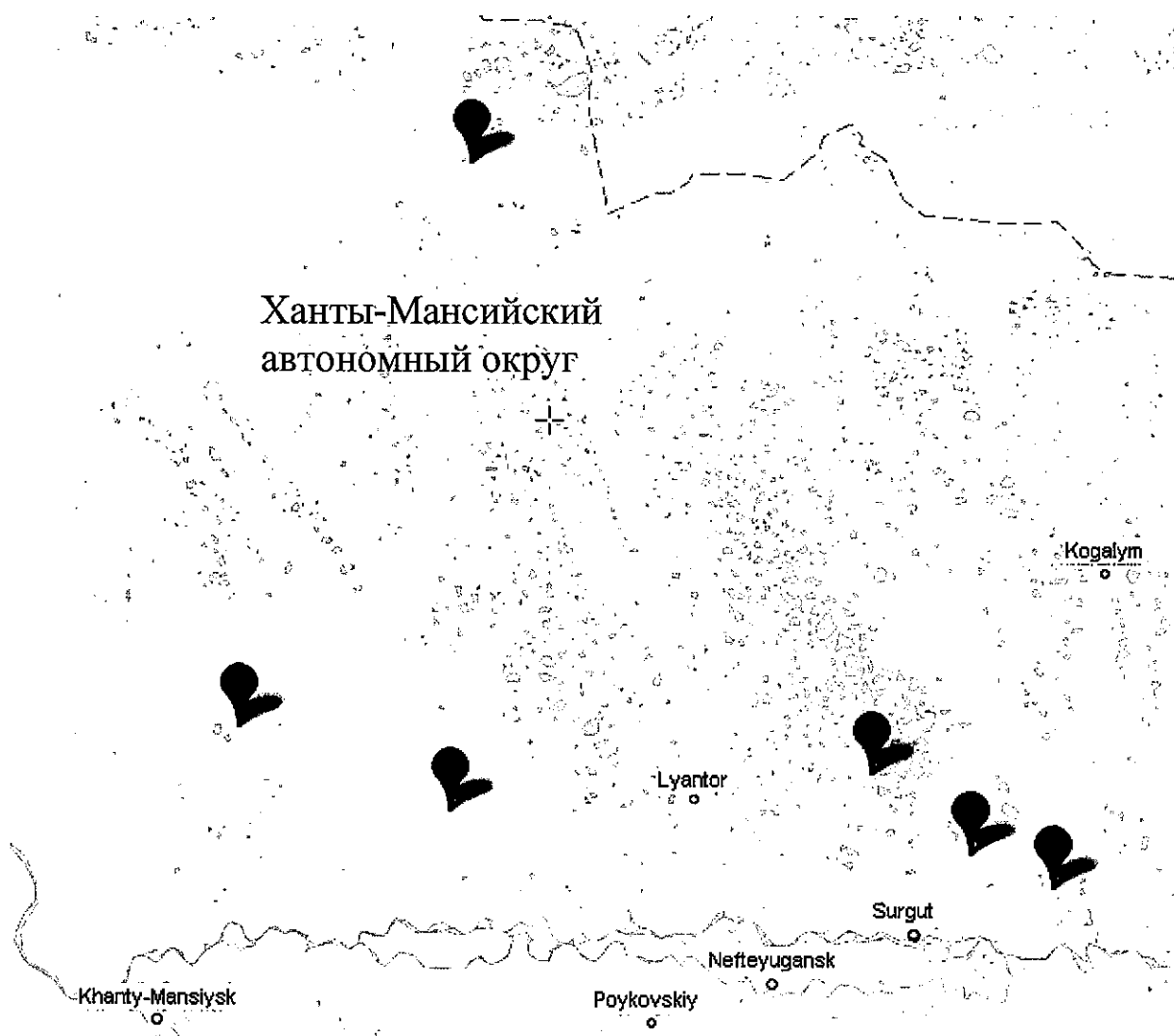
Расположение нефтяных месторождений и ГПЭС отображено на приведенной ниже карте.

Географические координаты: широта - 61° 15' 0" с.ш., долгота - 73° 26' 0" в.д.⁴.

Рисунок А.4.1.4-1. Карта расположения ГПЭС

4

[http://toolserver.org/~geohack/geohack.php?pagename=Surgut¶ms=61_15_N_73_26_E_region:RU_type:city\(298,500\)](http://toolserver.org/~geohack/geohack.php?pagename=Surgut¶ms=61_15_N_73_26_E_region:RU_type:city(298,500))



№	ГПЭС	Маркер
1	Восточно-Еловая ГПЭС	С
2	Восточно-Сургутская ГПЭС	D
3	Западно-Сахалинская ГПЭС	E
4	Северо-Селияровская ГПЭС	F
5	Ватлорская ГПЭС	G
6	Яун-Лорская ГПЭС	H

Таблица А.4.1.4-1. Описание фактических расположений ГПЭС.

№	ГПЭС	Нефтяное месторождение	Район	Географические координаты ⁵
1	Восточно-Еловая ГПЭС	Восточно-Еловое нефтяное	Сургутский район	широта — 61° 22' 40" с.ш., долгота — 74° 12'

⁵ Географические координаты предоставлены ОАО «Сургутнефтегаз». Информация, необходимая для проверки географических координат, в открытых источниках отсутствует.



		месторождение		34" в.д.
2	Восточно-Сургутская ГПЭС	Восточно-Сургутское нефтяное месторождение	Сургутский район	широта — 61° 28' 18" с.ш., долгота — 73° 44' 10" в.д.
3	Западно-Сахалинская ГПЭС	Западно-Сахалинское нефтяное месторождение	Сургутский район	широта — 61° 35' 33" с.ш., долгота — 70° 43' 16" в.д.
4	Северо-Селияровская ГПЭС	Северо-Селияровское нефтяное месторождение	Сургутский район	широта — 61° 49' 09" с.ш., долгота — 69° 29' 21" в.д.
5	Ватлорская ГПЭС	Ватлорское нефтяное месторождение	Сургутский район	широта — 61° 41' 28" с.ш., долгота — 73° 09' 50" в.д.
6	Яун-Лорская ГПЭС	Яун-Лорское нефтяное месторождение	Сургутский район	широта — 63° 19' 43" с.ш., долгота — 70° 50' 09" в.д.

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

Краткое описание проекта

Проектом предусматривается строительство шести ГПЭС вблизи нефтяных месторождений, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз» в Ханты-Мансийском автономном округе, Российская Федерация.

ГПЭС предназначены для покрытия потребностей нефтяных месторождений в электропитании, а их суммарная установленная мощность составляет 35,9 МВт.

Выработка электроэнергии шестью ГПЭС за вычетом потерь составляет примерно 217 тыс. МВт·ч/год.

Список ГПЭС и их основные технические характеристики представлены в приведенной ниже Таблице А.4.2-1.

Таблица А.4.2-1. Технические характеристики ГПЭС, предусмотренных проектом⁶.

№	ГПЭС	Количество энергоблоков	Мощность одного блока (МВт)	Суммарная установленная мощность ГПЭС
1	Восточно-Еловая ГПЭС	6	1,027	6,16
2	Восточно-Сургутская ГПЭС	6	1,37 и 1,54	8,56
3	Западно-Сахалинская ГПЭС	4	1,54	6,16
4	Северо-Селияровская ГПЭС	2	1,37	2,74
5	Ватлорская ГПЭС	4	1,54	6,16
6	Яун-Лорская ГПЭС	4	1,54	6,16

В состав каждой ГПЭС входят приведенные ниже основные объекты:

⁶ Данные предоставлены ОАО «Сургутнефтегаз».



- технологический блок (с поршневыми двигателями) и административный блок;
- секция силового трансформатора;
- установка для очистки ПНГ.

Общая информация о поршневых двигателях представлена в приведенной ниже Таблице А.4.2-2.

- Таблица А.4.2-2. Технические характеристики шести ГПЭС, предусмотренных проектом⁷.

№	ГПЭС	Тип поршневого двигателя	Производитель оборудования	Мощность одного блока (МВт)
1	Восточно-Еловая ГПЭС	Jenbacher J320 GS ⁸	General Electric Company	1,027
2	Восточно-Сургутская ГПЭС	Cummins QSV 81 G/ Cummins QSV 91 G/	Cummins Power Generation Inc.	1,37/1,54
3	Западно-Сахалинская ГПЭС	Cummins QSV 91 G/	Cummins Power Generation Inc.	1,54
4	Северо-Селияровская ГПЭС	Cummins QSV 81 G/	Cummins Power Generation Inc.	1,37
5	Ватлорская ГПЭС	Cummins QSV 91 G/	Cummins Power Generation Inc.	1,54
6	Яун-Лорская ГПЭС	Cummins QSV 91 G/	Cummins Power Generation Inc.	1,54

Приведенные ниже таблицы содержат фактические и прогнозируемые данные относительно выработки электроэнергии, электроснабжения и потребления ПНГ для выработки электроэнергии на ГПЭС, оператором которых является ОАО «Сургутнефтегаз».

Таблица А.4.2-3. Фактические и прогнозируемые показатели выработки электроэнергии, 2008—2012 гг.⁹

Электростанция	Кол-во блоков в	Введена в эксплуатацию	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.*	2012 г.*
Восточно-Еловая ГПЭС	МВт·ч	2006/2008 гг.	20 665	35 863	39 459	39 203	45 176
Восточно-Сургутская ГПЭС	МВт·ч	2007/2010 гг.	28 543	34 256	40 577	60 928	63 571
Западно-Сахалинская ГПЭС	МВт·ч	2008 г.	0	34 237	43 298	44 820	44 658
Северо-Селияровская ГПЭС	МВт·ч	2009 г.	0	3 206	10 178	8 445	8 862

⁷ Данные предоставлены ОАО «Сургутнефтегаз».

⁸ Более подробная информация о технических параметрах доступна на следующем сайте: http://www.ge-energy.com/products_and_services/products/gas_engines_power_generation/ge_jenbacher_type_3_gas_engines.jsp

⁹ Данные предоставлены ОАО «Сургутнефтегаз».

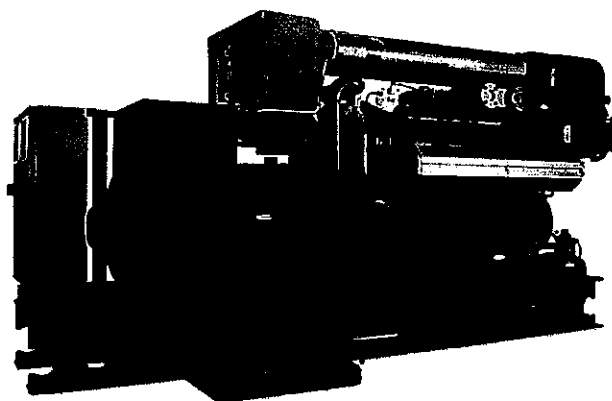


Ватлорская ГПЭС	МВт·ч	2009 г.	0	7 504	40 344	40 195	46 746
Яун-Лорская ГПЭС	МВт·ч	2009 г.	0	6 531	43 930	44 810	47 439
* — прогноз							

Таблица А.4.2-4. Фактические и прогнозируемые показатели потребления ПНГ для выработки электроэнергии, 2008—2012 гг.

Электростанция	Кол-во блоков	Потребление ПНГ ¹⁰ , м ³ /кВт·ч	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.*	2012 г.*
Восточно-Еловая ГПЭС	млн м ³	0,253	6,84	9,69	10,22	7,94	8,52
Восточно-Сургутская ГПЭС	млн м ³	0,268	9,55	10,22	11,85	19,79	18,85
Западно-Сахалинская ГПЭС	млн м ³	0,28	0,00	9,27	12,63	12,87	13,41
Северо-Селияровская ГПЭС	млн м ³	0,31	0,00	1,17	3,01	2,53	2,71
Ватлорская ГПЭС	млн м ³	0,275	0,00	2,35	12,44	13,80	14,42
Яун-Лорская ГПЭС	млн м ³	0,242	0,00	2,25	11,36	11,22	11,50
* — прогноз							

Поршневой двигатель Jenbacher J320 GS



Подразделение газовых двигателей Jenbacher компании General Electric является одним из лидирующих мировых производителей поршневых двигателей на газовом топливе, генераторных установок и когенерационных установок для выработки энергии. Газовые двигатели Jenbacher компании General Electric имеют диапазон мощности от 0,25 МВт до 4,4 МВт и работают либо на природном газе, либо на других видах газа (например, биогаз, свалочный газ, рудниковый газ, канализационный газ, горючие отходящие промышленные газы). Поршневые двигатели такого типа

характеризуются как надежные, простые в обслуживании, высокоэффективные двигатели с оптимальным уровнем потребления топлива. Компактная конструкция позволяет осуществлять установку в помещениях, близких по размерам к 40-футовому модульному контейнеру.

Таблица А.4.2-5. Технические характеристики поршневого двигателя Jenbacher J320 GS

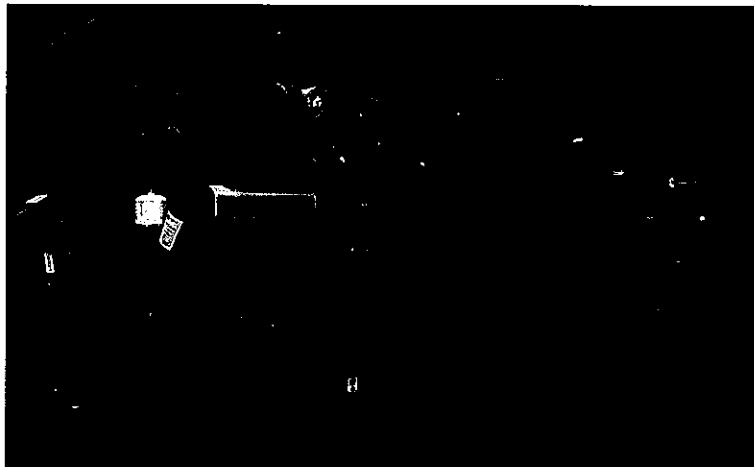
Параметр	Единица измерения	Значение
Электрическая мощность	кВт	1027
Электрический КПД	%	40,8
Сжигание		Принцип сжигания бедной топливной смеси

¹⁰ «Коэффициент потребления газа для электроснабжения Управления по внутрипромысловому сбору и использованию нефтяного газа ОАО «Сургутнефтегаз».



Конфигурация		V 70°
Кол-во цилиндров		20
Рабочий объем цилиндра	л	48,67
Номинальная частота вращения	об./мин.	1500
Коэффициент сжатия	Эпсилон	12,5
Капитальный ремонт	часы	60000

Поршневой двигатель Cummins QSV 81/91 G



Компания Cummins производит генераторные установки, работающие на природном и попутном газу, с единичной мощностью в диапазоне 315—1715 кВт. В двигателях Cummins применяется камера сгорания открытого типа. В сравнении с двигателями с камерой предварительного сгорания, данный двигатель имеет менее интенсивный температурный режим, что объясняет его увеличенный срок службы. В сочетании с

относительно низким средним эффективным давлением в цилиндре — в диапазоне 12...16 атм., стандартное время эксплуатации до первого капитального ремонта составляет 60 000 машино-часов. Газопоршневые двигатели Cummins могут работать на очень низком давлении газа — начиная с 0,2 атм. Таким образом, при их использовании на электростанции отпадает необходимость установки дополнительного компрессорного оборудования, что, в свою очередь, делает систему более компактной и сокращает расходы. Двигатели обеспечивают работу без понижения мощности на топливном газе с содержанием метана от 52. При эксплуатации двигателей с заданной степенью сжатия в случае изменения показателя содержания метана настройки автоматически корректируются, обеспечивая максимальную мощность установки. Модели QSV81/91 могут работать на топливном газе с пониженным содержанием метана (до 38) с понижением номинальной мощности не более чем на 30%.

Таблица А.4.2-6. Технические характеристики поршневого двигателя Cummins QSV 81/91 G

Параметр	Единица измерения	Значение
Электрическая мощность	кВт	1370/1540
Электрический КПД	%	35,7/36,0
Сжигание		Принцип сжигания бедной топливной смеси
Номинальная частота вращения	об./мин.	1500
Конфигурация		V-образный блок
Кол-во цилиндров		18
Коэффициент сжатия	Эпсилон	12
Капитальный ремонт	часы	60000



Таблица А.4.2-7. Технические характеристики силовых трансформаторов, предусмотренных проектом

ГПЭС	Подстанция	Тип силового трансформатора	Номинальная полная мощность (МВА)	Номинальное напряжение (кВ)	Номинальный ток (А)
Восточно-Еловая ГПЭС	ПС 35/6 кВ №198	ТДНС - 10000/35	10	36,75/6,3	157,1/916,5
Восточно-Еловая ГПЭС (2 этап)	ПС 35/6 кВ №198	ТДНС - 10000/35	10	36,75/6,3	157,1/916,5
Восточно-Сургутская ГПЭС	ПС 35/6 кВ №247	ТДНС - 10000/35	10	36,75/6,3	157,1/916,5
Восточно-Сургутская ГПЭС (2 этап)	ПС 35/6 кВ №247	ТДНС - 10000/35	10	36,75/6,3	157,1/916,5
Западно-Сахалинская ГПЭС	ПС 35/6 кВ №267	ТМН - 6300/35	6,3	35/6,3	103,98/606,22
Северо-Селияровская ГПЭС	ПС 110/35/6 кВ «Селияровская»	ТДТН - 25000/110	25	115/38,5/6,3	131,22/412,39/2405,63
Ватлорская ГПЭС	ПС 110/35/6 кВ «Ватлорская»	ТДТН - 25000/110	25	115/38,5/6,3	131,22/412,39/2405,63
Яун-Лорская ГПЭС	ПС 35/6 кВ №105	ТДНС - 10000/35	10	36,75/6,3	157,1/916,5

Таблица А.4.2-8. Технические характеристики силовых трансформаторов, предусмотренных проектом

ГПЭС	Подстанция	Количество энергоблоков	Мощность одного блока (МВт)	Суммарная мощность (МВт)	Электрический КПД (%)
Восточно-Еловая ГПЭС	ПС 35/6 кВ №198	4	1,027	4,11	38,9
Восточно-Еловая ГПЭС (2 этап)	ПС 35/6 кВ №198	2	1,027	2,05	38,9
Восточно-Сургутская ГПЭС	ПС 35/6 кВ №247	4	1,37	5,48	38,2
Восточно-Сургутская ГПЭС (2 этап)	ПС 35/6 кВ №247	2	1,54	3,08	38,2
Западно-Сахалинская ГПЭС	ПС 35/6 кВ №267	4	1,54	6,16	38,2
Северо-Селияровская ГПЭС	ПС 110/35/6 кВ «Селияровская»	2	1,37	2,74	37,8
Ватлорская ГПЭС	ПС 110/35/6 кВ «Ватлорская»	4	1,54	6,16	38,2
Яун-Лорская ГПЭС	ПС 35/6 кВ №105	1	1,54	1,54	38,9

ГПЭС «Сургутнефтегаз» подключены и работают в параллельном режиме с сетью ОЭС Урала. Все помещения оборудованы необходимым оборудованием управления и автоматизации, которое обеспечивает аварийную остановку, переключение между параллельным и автономным режимами работы, контроль над энергетической производительностью, а также сбалансирование нагрузки между установками. Электростанции оснащены необходимыми распределительными устройствами, позволяющими поставлять низковольтную электроэнергию местным потребителям. Как правило, потребление на собственные нужды составляет менее 5% от суммарного объема выработки.



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:

- безопасные методы обслуживания газового оборудования;
- обслуживание резервуаров высокого давления;
- выполнение опасных работ с газом;
- стропальщик;
- охрана труда;
- эксплуатация и техническое обслуживание бойлера;
- эксплуатация опасного производственного оборудования и газопотребляющего оборудования;
- эксплуатация и техническое обслуживание ГПЭС;

Отдел кадров ОАО «Сургутнефтегаз» отвечает за надлежащее обучение и поддержание квалификации сотрудников, вовлеченных в проект. В общей сложности было обучено около 37 человек¹¹.

Таблица А.4.2-9. График реализации проекта

Этапы	Начало строительства	Дата ввода в эксплуатацию ¹²
Восточно-Еловая ГПЭС	Сентябрь 2005 г.	Март 2006 г.
Восточно-Еловая ГПЭС (2 этап)	Август 2008 г.	Октябрь 2008 г.
Восточно-Сургутская ГПЭС	Март 2007 г.	Сентябрь 2007 г.
Восточно-Сургутская ГПЭС (2 этап)	Июнь 2010 г.	Октябрь 2010 г.
Западно-Сахалинская ГПЭС	Январь 2008 г.	Декабрь 2008 г.
Северо-Селияровская ГПЭС	Март 2009 г.	Август 2009 г.
Ватлорская ГПЭС	Апрель 2009 г.	Сентябрь 2009 г.
Яун-Лорская ГПЭС	Январь 2009 г.	Сентябрь 2009 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, CO₂ и CH₄.

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

- Замена электроэнергии, выработанной посредством сжигания ископаемых видов топлива существующими тепловыми электростанциями, в сети ОЭС Урала на электроэнергию, выработанную ГПЭС, работающими на ПНГ, с одновременным сокращением объемов ПНГ, сжигаемого на факелах
- Сокращение количества фугитивных выбросов CH₄ в результате неполного сгорания метана на факелах.

¹¹ Подтверждающие документы были представлены верификаторам.

¹² Согласно актам ввода



Без привлечения механизмов Киотского протокола и регистрации настоящего проекта как проекта СО строительство ГПЭС 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;
- в случае отсутствия проекта было бы возможно избежать рисков, связанных с недостатком опыта в сфере строительства и эксплуатации ГПЭС;
- 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 ПНГ для компаний, и в обозримом будущем 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

	Лет
Продолжительность периода кредитования	5
Год	Ожидаемые сокращения выбросов, в тоннах эквивалента CO ₂
2008	36 705
2009	88 639
2010	159 988
2011	187 414
2012	206 406
Общий расчетный объем сокращения выбросов за период кредитования (тонн эквивалента CO ₂)	679 153
Ожидаемые среднегодовые сокращения выбросов за период кредитования (тонн эквивалента CO ₂)	135 831

А.5. Утверждение проекта участвующими сторонами

Согласно российскому законодательству, письменное одобрение проекта предоставляется Министерством экономического развития Российской Федерации на основе экспертного заключения, выданного независимой экспертной организацией. После получения одобрения в ПТД и в отчет о рассмотрении вносятся изменения и рассмотрение признается окончательным.

Одобрение проекта стороной В: одобрение со стороны Соединенного Королевства будет получено после получения одобрения проекта Принимающей страной.

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



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 по механизму 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 проектах СО.

Разработчики ПТД выбрали Вариант (а) — особый подход для проектов СО с целью определения исходных условий (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/Доп. 2 от 30 марта 2006 года, а также «Руководством 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

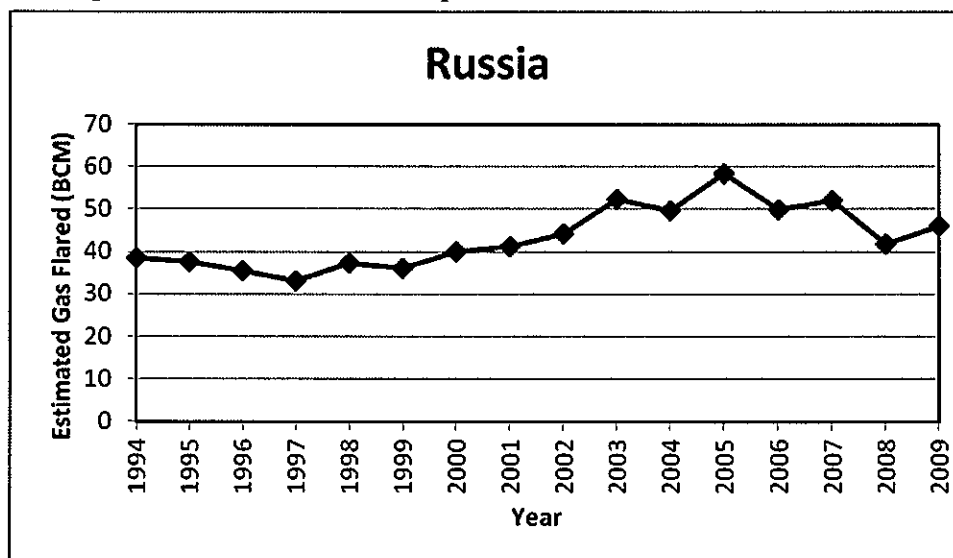
Идентификация и перечень вероятных базовых сценариев

Предложенный проект предусматривает строительство шести ГПЭС с суммарной установленной мощностью 35,9 МВт. Топливом для ГПЭС служит ПНГ из нефтяных месторождений, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз». Выработанная ГПЭС электроэнергия покрывает потребность нефтяных месторождений в электроснабжении. До реализации проекта потребность разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз» нефтяных месторождений в электропитании покрывалась исключительно за счет электроэнергии, получаемой из электросети ОЭС Урала. Разработчик ПТД учитывает только целесообразные для владельца проекта, ОАО «Сургутнефтегаз», альтернативы, которые связаны с основной деятельностью, т. е. добычей нефти и природного газа. Гипотетические альтернативы проектного сценария, такие как выработка электроэнергии с передачей в сеть или высвобождение ПНГ в атмосферу, исключаются из дальнейшего рассмотрения.

Сброс ПНГ в атмосферу в России запрещен. Наиболее дешевым и самым распространенным способом утилизации ПНГ в России является его сжигание на факелах. В 2004 году сжигание ПНГ на факелах являлось в России общепринятой практикой, особенно в таких отдаленных районах, как Ханты-Мансийский автономный округ. Согласно данным Национального центра геофизических данных, в 2004 году в России на факелах было сожжено более 49 млрд м³ ПНГ. 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 ввиду низкой цены ПНГ. Цены на ПНГ регулируются Министерством экономического развития Российской Федерации и остаются откровенно низкими. Средняя цена на ПНГ в 2004 году находилась в диапазоне 73-442¹⁵ руб./тыс. м³, в то время, как цена на природный газ находилась в диапазоне 619-1160¹⁶ руб./тыс. м³. 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 логистику транспортировки газа. С учетом постоянного роста цен на нефть¹⁷ нефтедобывающие 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.

Ниже перечислены доступные для владельца проекта альтернативные сценарии:

Альтернативный сценарий 1: продолжение сжигания газа на факелах и приобретение электроэнергии из электросети;

Альтернативный сценарий 2: строительство газотурбинных электростанций на ПНГ;

¹⁴ http://www.ngdc.noaa.gov/dmsp/interest/flare_docs/Global_BCM_20100917.xls

¹⁵ http://www.rg.ru/oficial/doc/min_and_vedom/min_ec_torg/117_p.shtm

¹⁶ http://www.businesspravo.ru/Docum/DocumShow_DocumID_95796.html

¹⁷ <http://fx-commodities.ru/category/oil/>

¹⁸ Вступило в силу с 20.07.2005 г.



Альтернативный сценарий 3: транспортировка и сбыт ПНГ конечным потребителям и приобретение электроэнергии из электросети;

Альтернативный сценарий 4: переработка ПНГ на заводе по переработке ПНГ и приобретение электроэнергии из электросети;

Альтернативный сценарий 5: строительство нового завода по переработке ПНГ и приобретение электроэнергии из электросети;

Альтернативный сценарий 6: закачка ПНГ в нефтяные скважины и приобретение электроэнергии из электросети;

Альтернативный сценарий 7: Реализация проекта без использования механизма СО.

Определение наиболее целесообразного альтернативного сценария

Альтернативный сценарий 1: продолжение сжигания газа на факелах и приобретение электроэнергии из электросети. В момент принятия 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. 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».

До реализации проекта потребность разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз» нефтяных месторождений в электропитании покрывалась исключительно за счет электроэнергии, получаемой из внешней сети объединенной энергосистемы Урала (далее ОЭС Урала). Потребность нефтяных месторождений в электропитании десятилетиями покрывалась за счет электричества из электросети, кроме того, не существовало и не существует никаких препятствий, которые могли бы ограничить потребление электроэнергии ОАО «Сургутнефтегаз» из Единой энергосистемы Российской Федерации.

Необходимо отметить, что выработка электроэнергии не является основным видом деятельности ОАО «Сургутнефтегаз». Для ОАО «Сургутнефтегаз» более разумными являются инвестиции в технологии добычи или переработки нефти, а не в технологии выработки электроэнергии.

Вывод

На основе вышеизложенного анализа, анализа альтернатив и инвестиционного анализа, содержащегося в следующем разделе В.2, Альтернативный сценарий 1 является наиболее целесообразным и эффективным базовым сценарием.

Альтернативный сценарий 2: строительство газотурбинных электростанций. Данная альтернатива схожа с проектным сценарием за исключением того, что электроэнергия вырабатывалась бы газотурбинными электростанциями (далее ГТЭС), а не газопоршневыми электростанциями. ГПЭС покрыли бы потребность нефтяных месторождений в электропитании. По аналогии с проектным сценарием, строительство ГТЭС привело бы к существенному увеличению объемов утилизируемого ПНГ и сокращению поставок электроэнергии из внешней электросети ОЭС Урала.

ОАО «Сургутнефтегаз» эксплуатирует более 15 ГТЭС в одном регионе, которые были построены в рамках другого проекта СО. Финансовый анализ данного проекта продемонстрировал, что



строительство ГТЭС не представляло интереса с финансовой точки зрения¹⁹. Финансовый анализ был пересмотрен и одобрен в ходе рассмотрения данного проекта СО, и такое рассмотрение было признано окончательным. Масштаб проекта по строительству ГТЭС намного превышал масштабы данного проекта (444 МВт против 35,9 МВт). С учетом общепринятого правила относительно того, что более масштабные проекты в сравнении с менее масштабными характеризуются более низкой стоимостью производственной единицы, можно предположить, что данный вариант является еще менее привлекательным с финансовой точки зрения и не может быть рассмотрен в качестве целесообразной альтернативы.

Вывод

На основе приведенного выше анализа принято решение о том, что Альтернативный сценарий 2 не может быть рассмотрен в качестве целесообразного и эффективного базового сценария проекта.

Альтернативный сценарий 3: транспортировка и сбыт ПНГ конечным потребителям и приобретение электроэнергии из электросети для покрытия потребностей нефтяных месторождений в электропитании. В Ханты-Мансийском автономном округе существует только два основных потребителя ПНГ — сургутские ГРЭС-1 и ГРЭС-2. ПНГ для сургутских ГРЭС-1 и ГРЭС-2 поставлялся из Федоровского, Лянторского и Русскинского нефтяных месторождений (не включены в объем проекта). Сургутские ГРЭС работают на смеси ПНГ и природного газа, которая поступает из магистрального трубопровода природного газа, принадлежащего ОАО «Газпром».

ОАО «Сургутнефтегаз» не могло увеличить объемы поставок ПНГ на сургутские ГРЭС из других нефтяных месторождений по ряду причин:

1. сургутские ГРЭС работают на смеси ПНГ и природного газа и не могут работать только на ПНГ;
2. сильная конкуренция в отношении поставки топлива на сургутские ГРЭС. Кроме ОАО «Газпром», поставки топлива на сургутские ГРЭС также осуществляет ОАО «НОВАТЕК»;
3. сургутская ГРЭС-1 принадлежит ОАО «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» (ОГК-2), которая принадлежит ОАО «Газпром». ОАО «Газпром» не заинтересовано в увеличении объемов поставок ПНГ на сургутскую ГРЭС-1, поскольку это снизит долю природного газа, поставляемого ОАО «Газпром».

В 2004 году объем сжигаемого на факелах ПНГ только на Федоровском и Лянторском нефтяных месторождениях составил 550 млн м³ (примерно 550% от потребления ПНГ шестью предусмотренными проектом ГПЭС в 2012 году).

Очевидно, что если ОАО «Сургутнефтегаз» могло бы увеличить объем поставок ПНГ на сургутские ГРЭС, оно бы осуществило это.

По данному сценарию, потребность нефтяных месторождений, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз», в электропитании покрывалась бы за счет электроэнергии из внешней сети ОЭС Урала. Подробный анализ поставок электроэнергии представлен в приведенном выше анализе Альтернативного сценария 1.

Вывод

На основе приведенного выше анализа принято решение о том, что Альтернативный сценарий 3 не может быть рассмотрен в качестве целесообразного и эффективного базового сценария проекта.

¹⁹ Данное заявление было подтверждено в ходе рассмотрения проекта. Рассмотрение проекта «Строительство газотурбинных электростанций для утилизации ПНГ на тринадцати нефтяных месторождениях, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз» в Ханты-Мансийском автономном округе, Российская Федерация», было признано окончательным, были получены извещения об одобрении проекта Россией и Соединенным Королевством.



Альтернативный сценарий 4: переработка ПНГ на заводе по переработке ПНГ и приобретение электроэнергии из электросети для покрытия потребностей нефтяных месторождений в электроснабжении. Исторически ОАО «Сургутнефтегаз» поставляло часть ПНГ на Сургутский газоперерабатывающий завод (далее СГПЗ). После переработки на СГПЗ легкие углеводородные фракции ПНГ поставляются на сургутские ГРЭС.

В 2001 году ОАО «Сургутнефтегаз» приобрело СГПЗ. В 2003 и 2006 годах завод был реконструирован и его производительность выросла до 4,2 млрд м³ в 2003 году и 7,2 млрд м³ в 2006 году.

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 представлялось возможным направлять на СГПЗ ПНГ, потребляемый предусмотренными проектом ГПЭС.

По данному сценарию потребность нефтяных месторождений, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз», в электропитании покрывалась бы за счет электроэнергии из внешней сети ОЭС Урала. Подробный анализ поставок электроэнергии представлен в приведенном выше анализе Альтернативного сценария 1.

Вывод

На основе приведенного выше анализа принято решение о том, что Альтернативный сценарий 4 не может быть рассмотрен в качестве целесообразного и эффективного базового сценария проекта.

Альтернативный сценарий 5: строительство нового завода по переработке ПНГ и приобретение электроэнергии из электросети.

Теоретически существовала возможность строительства нового завода по переработке ПНГ для утилизации ПНГ. Данный вариант не рассматривался в качестве альтернативы для проектного сценария по нескольким причинам:

1. В 2001 году ОАО «Сургутнефтегаз» не имело никакого опыта даже в сфере эксплуатации заводов по переработке ПНГ. Строительство нового завода по переработке ПНГ было слишком рискованным и предусматривало наличие слишком большого количества факторов неопределенности. Инвестиции в строительство непрофильного актива не являлись обоснованными;
2. В то же время в ходе реализации проекта ОАО «Сургутнефтегаз» приобрело Сургутский завод по переработке ПНГ. Одновременное строительство нового завода было бессмысленным;
3. Строительство нового завода по переработке ПНГ автоматически предусматривает строительство трубопроводной системы необходимой для отбора ПНГ из нефтяных месторождений, расположенных на расстоянии 100, 200 и 300 км друг от друга. Поскольку проектный сценарий предусматривает использование ПНГ на месте, альтернативный сценарий, который предусматривает строительство огромной трубопроводной системы, не может быть рассмотрено в качестве целесообразной альтернативы для проекта.

По данному сценарию потребность в электропитании нефтяных месторождений, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз», покрывалась бы за счет электроэнергии из внешней сети ОЭС Урала. Подробный анализ поставок электроэнергии представлен в приведенном выше анализе Альтернативного сценария 1.

Вывод

На основе приведенного выше анализа принято решение о том, что Альтернативный сценарий 5 не может быть рассмотрен в качестве целесообразного и эффективного базового сценария проекта.

Альтернативный сценарий 6: закачка ПНГ в нефтяные скважины и приобретение электроэнергии из электросети для покрытия потребностей нефтяных месторождений в электропитании.



Теоретически ПНГ может повторно закачан в нефтяные скважины с целью повышения коэффициента нефтеотдачи. Исторически и в связи с геологическими характеристиками нефтяных месторождений, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз», давление в нефте- и газоносных пластах поддерживалось за счет закачки воды.

По данному сценарию потребность в электропитании нефтяных месторождений, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз», покрывалась бы за счет электроэнергии из внешней сети ОЭС Урала. Подробный анализ поставок электроэнергии представлен в приведенном выше анализе Альтернативного сценария 1.

Вывод

В связи с геологическими характеристиками нефтяных месторождений, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз», принято решение о том, что Альтернативный сценарий 6 не может быть рассмотрен в качестве целесообразного и эффективного базового сценария проекта.

Альтернативный сценарий 7: реализация проекта без использования механизма СО. Реализация проекта без привлечения механизма СО не может рассматриваться в качестве целесообразного и эффективного базового сценария в связи с тем, что данная альтернатива не является привлекательной в финансовом отношении. Детальный финансовый анализ содержится в следующем разделе В.2.

Описание выбранного базового сценария

На основе приведенных выше результатов анализа можно сделать вывод о том, что наиболее целесообразным базовым сценарием текущего проекта является Альтернативный сценарий 1. Базовая линия может быть определена следующим образом: в случае отсутствия проекта ПНГ, потребляемый всеми предусмотренными проектом ГПЭС, сжигался бы на факелах. Потребность в электропитании разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз» нефтяных месторождений покрывалась бы за счет электроэнергии, получаемой из электросети ОЭС Урала.

Базовый сценарий предполагает продолжение соблюдения общепринятой практики до реализации проекта, т. е. ПНГ сжигался бы на факелах, а потребность в электропитании разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз» нефтяных месторождений покрывалась бы исключительно за счет электроэнергии, получаемой из электросети ОЭС Урала.

Базовый сценарий также включает выбросы метана, происходящие в результате неполного сгорания ПНГ на факелах. По базовой линии метан сжигался бы в неоптимальном режиме (сажеевое горение), т. е. часть ПНГ не окислялась бы надлежащим образом и выбрасывалась в атмосферу.

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

- годовая энергетическая производительность ГПЭС i в году y (МВт·ч).

Выбросы по базовой линии (BE_y) включают выбросы CH_4 в результате неполного сгорания метана на факелах, а также выбросы CO_2 в результате сгорания ископаемых видов топлива электростанциями в ОЭС Урала. Выбросы по базовой линии рассчитываются следующим образом:

$$BE_y = BE_{EL,y} + BE_{CH_4,y} \quad (\text{Формула В.1})$$

Где:

BE_y — выбросы по базовой линии в году y (т CO_2);

$BE_{EL,y}$ — выбросы в результате потребления электроэнергии из электросети ОЭС Урала (т CO_2);

$BE_{CH_4,y}$ — выбросы вследствие неполного сгорания метана на факелах (т CO_2).

$$BE_{EL,y} = \sum_i EG_{PJ, GPPP i, y} * EF_{ELEC, grid, y} \quad (\text{Формула В.2})$$

Где:

$EG_{PJ, GPPP i, y}$ — годовая энергетическая производительность ГПЭС i в году y (МВт·ч);



$EF_{ELEC,grid,y}$ — коэффициент выбросов углерода в результате выработки электроэнергии в электросети объединенной энергосистемы Урала (ОЭС Урала) в году y . Более подробная информация содержится в приведенной ниже таблице.

$$BE_{CH_4,y} = \sum_i (FC_{APG, GPP i, y} * W_{h, GPP i, y} * p_h * \eta_{flare} * GWP_{CH_4} * 10^{-3}) \quad (\text{Формула В.3})$$

Где:

$FC_{APG, GPP i, y}$ — объем ПНГ, потребленного ГПЭС i в году y (млн м³);

$W_{h, GPP i, m}$ — объемная доля метана в ПНГ, потребленном ГПЭС i в году y (%);

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

SMF_h — массовый коэффициент CO₂, образующегося при полном сгорании единицы массы углеводорода типа h (т CO₂ экв. / т углеводорода). Более подробная информация содержится в приведенной ниже таблице.

GWP_{CH_4} — Потенциал глобального потепления метана (21 т CO₂ экв./т CH₄).

Полное теоретическое описание, наряду с формулами, использованными для выполнения расчетов, содержится в приведенном ниже разделе D.

Ключевые факторы для определения базовой линии

Контролируемые параметры

	FC _{APG, GPP i, y}	
	млн м ³	
	Объем ПНГ, потребленного ГПЭС i в году y	
	Постоянно	
	Объем ПНГ контролируется постоянно сертифицированными счетчиками	
	Год	Объем ПНГ, потребленного всеми 6 ГПЭС ²⁰ (млн м ³)
	2008	16,39
	2009	34,95
	2010	61,51
	2011	68,16
2012	69,40	
Объем потребленного ПНГ контролируется только сертифицированными и надлежащим образом калиброванными счетчиками.		
Все измерения производятся только с использованием сертифицированного и надлежащим образом калиброванного оборудования.		

²⁰ 2008—2010 гг. — факт, 2011—2012 гг. — прогноз. Данные предоставлены ОАО «Сургутнефтегаз»



--	--

	$EG_{PJ, GPPP i, y}$												
	МВт·ч												
	Годовая энергетическая производительность ГПЭС i в году y												
	Постоянно												
	Энергетическая производительность постоянно контролируется сертифицированными счетчиками												
	<table border="1"><thead><tr><th>Год</th><th>Энергетическая производительность всех 6 ГПЭС²¹ (МВт·ч)</th></tr></thead><tbody><tr><td>2008</td><td>49 208</td></tr><tr><td>2009</td><td>121 600</td></tr><tr><td>2010</td><td>217 788</td></tr><tr><td>2011</td><td>238 404</td></tr><tr><td>2012</td><td>256 454</td></tr></tbody></table>	Год	Энергетическая производительность всех 6 ГПЭС ²¹ (МВт·ч)	2008	49 208	2009	121 600	2010	217 788	2011	238 404	2012	256 454
	Год	Энергетическая производительность всех 6 ГПЭС ²¹ (МВт·ч)											
	2008	49 208											
	2009	121 600											
	2010	217 788											
2011	238 404												
2012	256 454												
Энергетическая производительность контролируется сертифицированными и надлежащим образом калиброванными счетчиками.													
Все измерения производятся только с использованием сертифицированного и надлежащим образом калиброванного оборудования.													

	$W_h, GPPP i, y$
	%
	Объемная доля углеводорода типа h в ПНГ, потребленном ГПЭС i в году y
	Контролируется ежегодно
	Объемные фракции углеводородов в ПНГ ежегодно контролируются для каждой предусмотренной проектом ГПЭС. Определение компонентного состава ПНГ производится в лабораториях ОАО «Сургутнефтегаз».

²¹ 2008—2010 гг. — факт, 2011—2012 гг. — прогноз. Данные предоставлены ОАО «Сургутнефтегаз»



Тип компонентов ПНГ (виды углеводородов типа h)	Объемная фракция углеводорода типа h (%) ²²
Метан (CH_4)	85,43
Этан (C_2H_6)	3,87
Пропан (C_3H_8)	4,40
i-бутан (метилпропан; C_4H_{10})	0,83
n-бутан (C_4H_{10})	1,48
i-пентан (метилбутан; C_5H_{12})	0,28
n-пентан (C_5H_{12})	0,31
C_6+ (гексаны и выше)	0,31

Объем потребленного ПНГ контролируется только сертифицированными и надлежащим образом калиброванными счетчиками. Объемные фракции углеводородов определяются лабораториями, оборудованными сертифицированными и надлежащим образом калиброванными приборами.

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

Предварительные расчеты сокращений выбросов сделаны на основе среднего состава ПНГ за 2008 — 2010 гг. Точный состав ПНГ для каждой конкретной ГПЭС можно найти в приведенном ниже Приложении 4.

Если в течение года было произведено несколько измерений состава ПНГ, для расчетов необходимо использовать среднее значение.

Неконтролируемые параметры

$EF_{ELEC,grid,y}$
т CO ₂ / МВт·ч
Коэффициент выбросов углерода в результате выработки электроэнергии в электросети объединенной энергосистемы Урала (ОЭС Урала) в году y . Все предусмотренные проектом ГПЭС расположены в Ханты-Мансийском автономном округе, который относится к ОЭС Урала ²³ .
Определяется на этапе подготовки ПТД и фиксируется в качестве прогноза.

²² Предварительные расчеты сокращений выбросов сделаны на основе среднего состава ПНГ за 2008 — 2010 гг. для каждой ГПЭС. Средний состав ПНГ за 2008—2010 гг. для 6 ГПЭС приведен в таблице. Точный состав ПНГ для каждой конкретной ГПЭС можно найти в приведенном ниже Приложении 4.

²³ http://so-ups.ru/index.php?id=odu_ural



Отчет ЕБРР (Европейский банк реконструкции и развития) «Разработка факторов (коэффициентов) эмиссии углерода для энергосистем России» ²⁴	
Год	Коэффициент эмиссии электросети (т CO ₂ / МВт·ч)
2008	0,631 ²⁵
2009	0,631
2010	0,638
2011	0,688
2012	0,712

Применяемые коэффициенты эмиссии получили положительное заключение независимой экспертной компании TÜV Süd.

Применяемые коэффициенты эмиссии получили положительное заключение независимой экспертной компании TÜV Süd.

<i>flare</i>
%
Коэффициент неполного сгорания для сжигания ПНГ
Определяется на этапе подготовки ПТД и фиксируется в качестве прогноза. ²⁶
«Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при сжигании попутного нефтяного газа на факельных установках», утвержденная Государственным комитетом по охране окружающей среды Российской Федерации (приказ от 08.04.1998 г. №199)
3,5 %
В соответствии с методикой, значение рекомендовано для использования по умолчанию
Неприменимо

²⁴ Результаты исследования (отчет) можно найти на приведенном ниже веб-сайте, справочная информация содержится на странице 5-3: http://www.ebrd.com/downloads/sector/eccc/Baseline_Study_Russia.pdf

²⁵ Отчет ЕБРР не включает коэффициент эмиссии электросети за 2008 год. Для обеспечения консервативности был использован самый низкий коэффициент эмиссии за период с 2009 по 2012 год.



В соответствии с методикой НИИ «Атмосфера», неполное сгорание метана в условиях сажевого сжигания на факелах предусматривает более высокий уровень выбросов CO в сравнении со сжиганием в ГПЭС (проектный сценарий). Образование CO с коэффициентом эмиссии в размере 0,25 кг CO/ кг ПНГ (в соответствии с методикой НИИ «Атмосфера») не принимается во внимание, поскольку CO в конечном счете окисляется в CO₂. Такой выброс CO₂ по базовой линии предположительно равен выбросу CO₂ по проектному сценарию. Данный подход соответствует положениям МГЭИК. МГЭИК явно указывает, что CO будет окисляться в CO₂, и такие входные величины CO₂ могут быть учтены²⁷.

ρ_h																		
$10^{-6} \text{ Гг /м}^3 \text{ (кг/м}^3\text{)}$																		
Это плотность углеводорода типа <i>h</i> . Данный параметр конвертирует объем углеводорода в массу углеводорода																		
Определяется на этапе подготовки ПТД и фиксируется в качестве прогноза.																		
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																		
<table border="1"> <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																	
Величины рассчитаны на основе принятого официального стандарта ГОСТ 31369-2008. Таблица в формате Excel с расчетами была передана верификаторам для проверки.																		
Расчет плотности по каждому типу углеводородов был предоставлен верификаторам в форме таблицы Excel.																		

²⁷ «Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов» МГЭИК, 2006 г., Том 1, Глава 7, пункт 7.2, страница 7.6. http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/1_Volume1/V1_7_Ch7_Precursors_Indirect.pdf

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



	Точные ссылки на формулы или данные ГОСТ приводятся в таблице Excel.
	Плотность принята при температуре 20°C и давлении 1 атмосфера (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 рассчитываются на основе известных молярных масс углерода (C), водорода (H), кислорода (O) и данных ГОСТ 31369-2008. Таблица в формате Excel с расчетами молярных масс 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 СО:

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:

- (a) 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;
- (b) Предоставление отслеживаемой и прозрачной информации о том, что аналогичный подход в доказательстве дополнительнойности уже был применен в проектах, принимаемых как сравнимые на основании критериев описанных в пункте 12 Руководства, и в отношении которого рассмотрение было признано окончательным;
- (c) Применение новейшей версии «Инструмента для демонстрации и оценки дополнительнойности» («Инструмента для демонстрации и оценки дополнительнойности»), 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 дополнительнойности, утвержденного Исполнительным советом МЧР.

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



представляется для публикации на веб-сайте СО РКИК ООН. Невзирая на то, что проекты СО трэка один не публикуются на сайте РКИК ООН, разработчики ПТД предположили, что дата начала рассмотрения может быть использована для проектов трэка один, поскольку даты начала рассмотрения и публикации практически совпадают.

«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:

Ниже описываются альтернативы для проекта СО «Строительство газопоршневых электростанций для утилизации ПНГ на нефтяных месторождениях, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз» в Ханты-Мансийском автономном округе».

Целесообразные альтернативные сценарии определены и проанализированы в предыдущем разделе В.1 Возможны следующие альтернативные варианты:

Альтернативный сценарий 1: продолжение сжигания газа на факелах и приобретение электроэнергии из электросети;

Альтернативный сценарий 2: строительство газотурбинных электростанций на ПНГ;

Альтернативный сценарий 3: транспортировка и сбыт ПНГ конечным потребителям и приобретение электроэнергии из электросети;

Альтернативный сценарий 4: переработка ПНГ на заводе по переработке ПНГ и приобретение электроэнергии из электросети;

Альтернативный сценарий 5: строительство нового завода по переработке ПНГ и приобретение электроэнергии из электросети;

Альтернативный сценарий 6: закачка ПНГ в нефтяные скважины и приобретение электроэнергии из электросети;

Альтернативный сценарий 7: Реализация проекта без использования механизма СО.

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

Не существует специальной 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 специальной 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 разработку нефтяных месторождений (лицензии выдаются Министерством природных ресурсов Российской Федерации);



- 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 лицензии на разработку нефтяных месторождений, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз», содержали обязательство относительно утилизации ПНГ посредством закачки. Однако это обязательство не было выполнено в связи с геологическими характеристиками нефтяных месторождений. До реализации проекта ПНГ сжигался исключительно на факелах²⁹. Единственными факторами, стимулирующими утилизацию ПНГ иными способами, отличными от сжигания на факелах, являются сборы и штрафы за выброс загрязняющих веществ в атмосферу, которые были ничтожно малы и не стимулировали ОАО «Сургутнефтегаз» к прекращению практики сжигания ПНГ на факелах (дополнительная информация о таких сборах и штрафах содержится в приведенном выше разделе В.1). Поскольку данное обязательство не выполнялось в течение длительного срока, оно не рассматривалось в качестве ограничения в рамках проекта.

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, сравнительный инвестиционный анализ или сравнительный анализ показателей эффективности. 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, который соответствует «Инструменту».

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» и основанные на фактических показателях за 2011 год. Эти цифры представлены детально в следующей таблице В.2.1:

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

Позиция	Единица	Значение	Источник происхождения данных
---------	---------	----------	-------------------------------

²⁹ Подтверждающие документы были представлены верификаторам.



	измерения		
Общий объем инвестиций	тыс. руб.	1 230 308	Фактическая сумма инвестиций в номинальном выражении
Срок жизни проекта	Лет	15	Срок жизни проекта был принят в размере срока службы основного оборудования, ³⁰ начиная с 2006 года — момента ввода в эксплуатацию первой ГПЭС.
Инфляция	%	5	Принята средняя прогнозируемая ставка инфляции за 2012-2014 гг. ³¹ .
Показатели эффективности ВНР (фактические)	%	15	Ставка дисконтирования в постоянных ценах 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»), прошедшего финальную детерминацию.
Показатели эффективности ВНР (номинальные)	%	20	Показатели эффективности ВНР (фактические) + прогнозируемая ставка инфляции
Налог на собственность	%	2	Ставки налога на имущество 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
Стоимость сетевой электроэнергии	руб/КВт·ч	1,99	Рассчитана на основе фактических цен на электроэнергию, приобретаемую ОАО «Сургутнефтегаз» из электросети. После 2011 года показатели скорректированы с учетом инфляции.
Операционные издержки	%	10	Фактические издержки до 2011 года. После 2011 года показатели

³⁰ Документы, подтверждающие срок службы оборудования, были представлены верификаторам.

³¹ Прогноз Центрального банка Российской Федерации относительно уровня инфляции на 2012—2014 гг. (<http://www.rg.ru/2011/11/01/inflacia-anons.html>)



			скорректированы с учетом инфляции. ³²
--	--	--	--

Таблица В.2-2 Экономические показатели проекта.

Данные	Единица измерения	Проектная деятельность
Инвестиции	тыс. руб.	1 230 308
ЧПД	тыс. руб.	-356 347

Подшаг 2d: Анализ чувствительности

Анализ чувствительности был выполнен по нескольким факторам:

- капитальные затраты;
- операционные издержки;
- стоимость сетевой электроэнергии.

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

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, операционных издержек и цены на электроэнергию. 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

Инвестиции (% от базы)		90%	95%	100%	105%	110%
Ставка дисконтирования	18,00%	-255 028	-292 630	-330 233	-367 835	-405 438
	19,00%	-270 722	-307 552	-344 382	-381 211	-418 041
	20,00%	-284 199	-320 273	-356 347	-392 421	-428 495
	21,00%	-295 719	-331 055	-366 391	-401 727	-437 063
	22,00%	-305 513	-340 129	-374 745	-409 361	-443 977

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

Операционные издержки (% от базы)		90%	95%	100%	105%	110%
Ставка дисконтирования	18,00%	-252 893	-291 563	-330 233	-368 903	-407 572
	19,00%	-272 278	-308 330	-344 382	-380 434	-416 485
	20,00%	-289 030	-322 689	-356 347	-390 005	-423 664
	21,00%	-303 458	-334 925	-366 391	-397 858	-429 325
	22,00%	-315 831	-345 288	-374 745	-404 202	-433 659

Таблица В.2-5. Экономические показатели анализа чувствительности при изменении цен на электроэнергию и ставки дисконтирования

³² Документы, подтверждающие операционные издержки, были представлены верификаторам.



Цена на электроэнергию (% от базы)		90%	95%	100%	105%	110%
Ставка дисконтирова ния	18,00%	-409 686	-369 960	-330 233	-290 506	-250 779
	19,00%	-417 277	-380 829	-344 382	-307 934	-271 487
	20,00%	-423 302	-389 825	-356 347	-322 869	-289 391
	21,00%	-427 961	-397 176	-366 391	-335 606	-304 821
	22,00%	-431 425	-403 085	-374 745	-346 405	-318 065

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 (за исключением проектов по утилизации ПНГ, реализуемых в качестве проектов СО) в Ханты-Мансийском автономном округе не осуществляется.

Основная часть проектов по утилизации ПНГ в России реализуется с привлечением механизмов СО³³. Прочие проекты утилизации ПНГ, реализуемые в Ханты-Мансийском автономном округе, а также расположенном рядом Ямало-Ненецком автономном округе, также осуществляются как проекты СО³⁴.

Таким образом, можно сделать вывод, что проектные мероприятия не являются обычной практикой в Ханты-Мансийском автономном округе.

Подшаг 4б: Обсуждение любых аналогичных реализуемых Опций:

Как указано в Подшаге 4а, проектные мероприятия не являются 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.

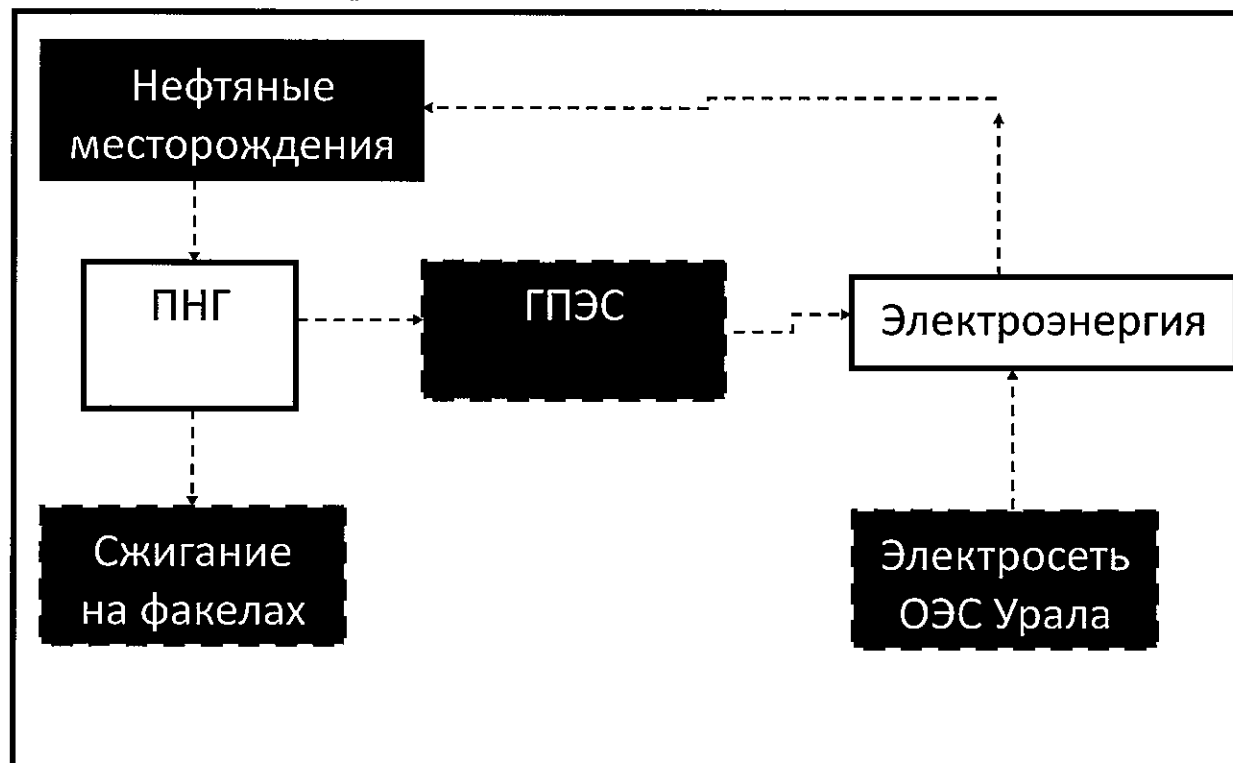
В.3. Описание того, каким образом определение границ проекта применяется к проекту:

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

³³ http://ji.unfccc.int/JI_Projects/DeterAndVerif/Verification/PDD/index.html проекты СО 41, 52, 90, 108, 114, 142, 160, 171 и 184.

³⁴ 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.



-----> Проектный сценарий

-----> Базовый сценарий

-----> Проектный и базовый сценарии

В соответствии с методикой НИИ «Атмосфера», используемой в качестве источника данных для оценки фактора неполного сгорания метана, недожог метана в условиях сажевого сжигания на факелах предусматривает более высокий уровень выбросов СО в сравнении со сжиганием на ГПЭС по проектному сценарию.

Выбросы СО по базовому сценарию с коэффициентом эмиссии 0,25 кг СО/кг ПНГ (в соответствии с методикой НИИ «Атмосфера») не принимаются во внимание, поскольку СО в конечном счете окисляется в СО₂. Такой выброс СО₂ по базовой линии предположительно равен выбросу СО₂ по проектному сценарию. Данный подход соответствует положениям МГЭИК. МГЭИК явно указывает, что СО будет окисляться в СО₂, и такие входные величины СО₂ могут быть учтены³⁵.

В рамках данного проекта утечки не учитываются. Как правило, основными источниками утечек являются утечки во время транспортировки топлива за пределы границ проекта. По проектному сценарию используемый в качестве топлива ПНГ извлекается в рамках границ проекта. Таким образом, утечки, связанные с транспортировкой топлива по проектному сценарию, отсутствуют, а утечки, связанные с выработкой сетевой электроэнергии по базовому сценарию, исключаются в соответствии с принципом консерватизма. Возможные утечки, связанные с потребляемыми ГПЭС расходными материалами, ничтожно малы и во внимание не принимаются.

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

³⁵ «Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов» МГЭИК, 2006 г., Том 1, Глава 7, пункт 7.2, страница 7.6. http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/1_Volume1/V1_7_Ch7_Precursors_Indirect.pdf



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

	Источник	Газ	Включено?	Обоснование/Пояснение
Базовая линия	Выработка электроэнергии подключенными к электросети электростанциями ОЭС Урала	CO ₂	Включено	Основной источник выбросов
		CH ₄	Исключено	Исключено с целью упрощения, так как выбросы являются ничтожно малыми. Этот подход соответствует существующим методологиям МЧР ³⁶ .
		N ₂ O	Исключено	
	Сжигание ПНГ на факелах	CO ₂	Исключено	Выбросы CO ₂ в результате сжигания ПНГ как по базовой линии, так и по проектному сценарию, практически идентичны и исключены для упрощения. В проектные выбросы включены дополнительные выбросы CO ₂ по проектному сценарию в результате полного окисления метана, который не полностью сжигался бы по базовому сценарию.
		CH ₄	Включено	Основной источник выбросов.
		N ₂ O	Исключено	Считаются ничтожно малыми.
Проектная деятельность	Сжигание ПНГ в ГПЭС для выработки электроэнергии	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 в результате полного окисления углеводородов, которые не полностью сжигались бы по базовой линии.
		CH ₄	Исключено	Считаются ничтожно малыми.

³⁶ Базовая методология для подключенных к электросети генераторных станций с использованием природного газа, АМ0029/редакция 03, утвержденная методология, Исполнительный совет МЧР



	Источник	Газ	Включено?	Обоснование/Пояснение
		N ₂ O	Исключено	

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: 29.02.2012 г.

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

Тел.: +44 (0) 207 756 0000

Электронная почта: global_carbon@gazprom-mt.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

15.03.2005 г. (дата подписания договора на поставку оборудования для первой ГПЭС на Восточно-Еловом нефтяном месторождении)

С.2. Предполагаемый срок проекта

15 лет / 180 месяцев (срок эксплуатации основного оборудования — газопоршневые двигатели)

С.3. Продолжительность периода кредитования

5 лет / 60 месяцев. 01.01.2008 г. — 31.12.2012 г.



Комитет по наблюдению за совместным осуществлением

страница 36

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», редакция 03, и с учетом требований решения 9/СМР.1, Приложение В «Критерии для установления базовой линии и мониторинга».

План мониторинга предназначен для расчета и учета снижения выбросов ПГ на шести ГПЭС, оператором которых является ОАО «Сургутнефтегаз», в полной и прозрачной форме. В основе плана мониторинга лежат существующие системы измерения параметров топлива и энергии, а также проведенная компанией оценка экологических последствий. За реализацию плана мониторинга отвечают четыре управления:

1. Управление экологической безопасности и природопользования;
2. Управление по внутрипромысловому сбору и использованию нефтяного газа (далее УВСИНГ);
3. Управление по электроснабжению.
4. 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 ГПЭС. Данные плана мониторинга должны сохраняться не менее двух лет после передачи последних ЕСВ в отношении проекта.

Краткое описание проектного и базового сценариев, а также контролируемых составляющих представлены ниже:

I. Описание проектного сценария

По проектному сценарию предполагается строительство шести ГПЭС с суммарной установленной мощностью 35,9 МВт. Топливом для ГПЭС служит ПНГ из нефтяных месторождений, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз». ГПЭС предназначены для покрытия потребности таких нефтяных месторождений в электропитании. Реализация проекта приведет к существенному повышению утилизации ПНГ и сокращению потребления электроэнергии из электросети объединенной энергосистемы Урала. ОЭС Урала — это одна из шести ОЭС, входящих в состав объединенной энергосистемы Российской Федерации. Выработка электроэнергии шестью ГПЭС за вычетом потерь составляет примерно 217 тыс. МВт·ч в год. Кроме того, реализация проекта позволит улучшить экологическую обстановку рядом с факелами на нефтяных месторождениях.

В соответствии с выбранным подходом, в проектные выбросы включены выбросы от полного окисления углеводородов, которые не полностью сжигались бы по базовому сценарию.

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

- Объем ПНГ, потребленного ГПЭС i в году u для выработки электроэнергии (млн m^3);
- Объемная доля углеводородов различных типов в ПНГ, потребленном ГПЭС i в году u (%);

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



Комитет по наблюдению за совместным осуществлением

страница 37

- годовая энергетическая производительность ГПЭС i в году y (МВт·ч).

II. Описание базовой линии

Базовый сценарий предполагает продолжение соблюдения общепринятой практики до реализации проекта, т. е. ПНГ сжигался бы на факелах, а потребность разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз» нефтяных месторождений в электроснабжении покрывалась бы исключительно за счет электроэнергии, получаемой из электросети ОЭС Урала.

Базовый сценарий также включает выбросы метана, происходящие в результате неполного сгорания ПНГ на факелах. По базовой линии метан сжигался бы в неоптимальном режиме (сажовое горение), т. е. часть ПНГ не окислялась бы надлежащим образом и выбрасывалась в атмосферу.

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

- годовая энергетическая производительность ГПЭС i в году y (МВт·ч).

Важнейшие факторы, определяющие выбросы ПГ

Основными факторами, определяющими объемы выбросов ПГ как по базовому, так и по проектному сценарию, являются:

- сжигание ПНГ на факелах или в ГПЭС для выработки электроэнергии;
- 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	Переменная	Источник данных	Единица измерения	Измерение (m), расчет (c), оценка (e)	Частота записи данных	Доля данных, подлежащая мониторингу	Способ хранения данных (электронный/бумажный)	Комментарий
1. FC _{ARG} , GRRP _{i, y}	Объем ПНГ, потребленного ГПЭС i в году y	УВСИНГ	м ³	м	постоянно	100 %	Электронный и бумажный	Показания газовых расходомеров
2. W _h , GRRP _{i, y}	Объемная доля	УВСИНГ	%	м	ежегодно	100 %	Электронный и	Определяется посредством

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



углеводорода типа h в ПНГ, потребленном ГПЭС i в году y						бумажный	лабораторных испытаний один или два раза в год. Если в течение года обеспечивается недостаточное количество измерений состава ПНГ, для расчетов необходимо использовать среднее значение.
---	--	--	--	--	--	----------	---

D.1.1.2. Описание формул, используемых для оценки проектных выбросов (для каждого газа, источника и т. п.; выбросы в единицах эквивалента CO_2)

Проектные выбросы CO_2 (PE_y) включают выбросы CO_2 от полного окисления углеводородов (метана, этана, бутана, пропана, гексана и выше) и рассчитываются следующим образом:

$$PE_y = \sum_i \sum_h (FC_{ARG, GRPP, i, y} * W_{h, GRPP, i, y} * P_h * \eta_{flare} * SMF_h * 10^{-3})$$

Где:

PE_y — проектные выбросы в году y (т. CO_2);

$FC_{ARG, GRPP, i, y}$ — объем ПНГ, потребленного ГПЭС i в году y (млн m^3);

$W_{h, GRPP, i, y}$ — объемная доля углеводорода типа h в ПНГ, потребленном ГПЭС i в году y (%);

P_h — плотность углеводорода типа h для конвертации объема углеводорода в массу углеводорода (kg/m^3). 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. 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). Более подробная информация в разделе В.1 выше.

D.1.1.3. Релевантные 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 (Показатель).	Переменная	Источник данных	Единица измерения	Измерение (m), расчет (c), оценка данных	Частота записи данных	Доля данных, подлежащая мониторингу	Способ хранения данных	Комментарий
---------------------------------------	------------	-----------------	-------------------	--	-----------------------	-------------------------------------	------------------------	-------------



Комитет по наблюдению за совместным осуществлением

страница 39

используйте номера с целью обеспечения перекрестных ссылок на D.2.)				(e)		(электронный/бумажный)	
1. EG _{PI, GRRP i, y}	Годовая энергетическая производительность ГПЭС i в году y	Управление по электроснабжению.	МВт·ч	м	100%	Электронная и бумажная	Годовая энергетическая производительность измеряется напрямую.
3. FC _{ARG, GRRP i, y}	Объем ПНГ, потребленного ГПЭС i в году y	УВСИНГ	м ³	м	100 %	Электронный и бумажный	Показания газовых расходомеров
4. W _{h, GRRP i, y}	Объемная доля углеводорода (метана) типа h в ПНГ, потребленном ГПЭС i в году y	УВСИНГ	%	м	100 %	Электронный и бумажный	Определяется посредством лабораторных испытаний один или два раза в год

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

Выбросы по базовой линии (BE_y) включают выбросы CH₄ в результате неполного сгорания метана на факелах, а также выбросы CO₂ в результате сгорания ископаемых видов топлива электростанциями в ОЭС «Урала». Выбросы по базовой линии рассчитываются следующим образом:

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

Где:

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

BE_{EL,y} — выбросы в результате потребления электроэнергии из электросети ОЭС «Урала» (т CO₂);

BE_{CH₄,y} — выбросы вследствие неполного сгорания метана на факелах (т CO₂).

$$BE_{EL,y} = \sum_i EG_{PI, GRRP i, y} * EF_{ELEC,grid,y}$$

Где:

EG_{PI, GRRP i, y} — годовая энергетическая производительность ГПЭС i в году y (МВт·ч);

(D.1.1.4-1)

(D.1.1.4-2)



Комитет по наблюдению за совместным осуществлением

страница 40

$EF_{ELEC,grid,y}$ — коэффициент выбросов углерода в результате выработки электроэнергии в электросети объединенной энергосистемы «Урала» (ОЭС «Урала») в году y . Более подробная информация в разделе В.1 выше.

$BE_{CH_4,y} = \sum_i (FC_{ARG, GRRP,i,y} * W_{h, GRRP,i,y} * P_h * \eta_{flare} * GWP_{CH_4} * 10^{-3})$ (D.1.1.4-3)

Где:

$FC_{ARG, GRRP,i,y}$ — объем ПНГ, потребленного ГПЭС i в году y (млн m^3);

$W_{h, GRRP,i,m}$ — объемная доля метана в ПНГ, потребленном ГПЭС i в году y (%);

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

GWP_{CH_4} — Потенциал глобального потепления метана (21 т. CO_2 экв./т. CH_4).

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 (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

D.1.2.2. Описание формул, используемых для расчета сокращений выбросов в рамках проекта (для каждого газа, источника и т. п.; сокращение выбросов/выброса в единицах эквивалента CO_2)

Эта опция неприменима к мониторингу проекта.

D.1.3. Порядок учета утечек в плане мониторинга



Комитет по наблюдению за совместным осуществлением

страница 41

D.1.3.1. Если применимо, описать 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	Способ хранения данных (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 сокращения 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:

$$RE_y = BE_y - PE_y$$

Где:

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

PE_y — проектные выбросы в году y (т.CO₂);

(D.1.4-1)

D.1.5. Где применимо, в соответствии с процедурами принимающей 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. Лаборатория экологического анализа и технологических исследований головного офиса компании, отвечающая за общий экологический мониторинг, аккредитована Комитетом по стандартизации, метрологии и сертификации (Госстандарт) России 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.

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



Компания имеет одиннадцать лабораторий для осуществления внутреннего мониторинга качества воды и почвы, окружающего воздуха, а также экологических последствий источников выбросов и сбросов и мест утилизации. Уникальное лабораторное оборудование позволяет осуществлять широкий спектр исследований и аналитических мероприятий, включая определение содержания тяжелых металлов, канцерогенных и загрязняющих веществ, природных радионуклидов во всех средах. Исследования проводятся квалифицированным инженерно-техническим и загрязняющим 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 23.03.2011³⁷);
- № 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 Росводресурсами Федерального статистического наблюдения об использовании воды»³⁸);
- №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 Росстата от 28 января 2011 года № 17 «Об утверждении статистического инструментария для организации Росприроднадзором 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;

³⁷ Текст документа размещен 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 размещен найти по адресу: <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=93393>. Свободный доступ к документу может быть ограничен.

³⁹ Текст документа размещен 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

страница 43

- 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)
FC _{ARG, GRRP i, y}	Низкий
W _{h, GRRP i, y}	Низкий
EG _{PI, GRRP i, y}	Низкий

Пояснить процедуры QA/QC, запланированные в отношении этих данных, или обосновать отсутствие необходимости в применении таких процедур.

Данные по объему ПНГ, потребленного ГПЭС, фиксируются непрерывно с помощью измерительных комплексов, установленных на станциях. Применяются только сертифицированные измерительные приборы и оборудование. Все сертифицированные измерительные приборы имеют заводскую калибровку. Калибровка и поверка осуществлена в соответствии с требованиями паспортов измерительных приборов специализированными аккредитованными метрологическими организациями. Установлен график калибровки.

Специализированная лицензированная 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.

Данные об электроснабжении ГПЭС определяются стандартными счетчиками электроэнергии. Количество поставленной электроэнергии измеряется непрерывно. Применяются только сертифицированные измерительные приборы и оборудование. Все сертифицированные измерительные приборы имеют заводскую калибровку. Калибровка и поверка осуществлена в соответствии с требованиями паспортов измерительных приборов специализированными аккредитованными метрологическими организациями. Установлен график калибровки.

Данные приборов для измерения электроэнергии автоматически и регулярно передаются в компьютерную систему и архивируются.

Хранение данных

Данные о потреблении ПНГ и энергетической производительности хранятся в специальной электронной базе данных. База данных обслуживается надлежащим образом с целью понижения вероятности потери данных. Данные о составе ПНГ хранятся в форме бумажных сертификатов. Таблицы с

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



расчетами в формате Excel хранятся на компьютерах ответственных лиц как в ОАО «Сургутнефтегаз», так и в «Газпром Маркетинг и Трейдинг». Все данные будут храниться как минимум в течение двух лет после завершения периода кредитования или последнего выпуска ЕСВ.

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

План мониторинга и структура контроля полностью соответствуют существующей системе производственного мониторинга и контроля ОАО «Сургутнефтегаз». Мониторинг таких параметров, как объем потребления попутного нефтяного газа и энергетическая производительность, осуществляется дежурными инженерами и инженерами-электриками. Определение объемной доли метана и прочих углеводородов в попутном нефтяном газе осуществляется сертифицированными лабораториями.

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.

В том случае, если контролируемый параметр не может быть измерен с помощью надлежащим образом откалиброванного устройства, может быть разработан альтернативный метод мониторинга для расчета снижения выбросов. Такой альтернативный метод должен гарантировать тот же уровень точности. В том случае, если тот же уровень точности, что и в первоначальном плане мониторинга, не может быть достигнут, необходимо произвести консервативную корректировку.

Основными параметрами мониторинга являются:

- объем ПНГ, потребленного ГПЭС для выработки электроэнергии;
- объемная доля метана и иных углеводородов в ПНГ, потребленном ГПЭС;
- годовая выработка электроэнергии на ГПЭС.

Описание процесса сбора, обработки и проверки первичных записей показателей электроэнергии, объема ПНГ и состава ПНГ в составе ежемесячных электронных данных

- Производство электроэнергии ГПЭС измеряется автоматическими измерителями мощности, которые передают информацию на серверы автоматической системы измерений и контроля, которая носит название «Альфа-Центр». Передача данных о производстве электроэнергии осуществляется в электронном виде, а также контролируется и проверяется дежурными инженерами-электриками Управления по электроснабжению ОАО «Сургутнефтегаз». В конце расчетного периода показания проверяются повторно и утверждаются УВСИНГ на бумажном носителе. Измерение производства электроэнергии представляет собой общепринятую обязанность в ходе осуществления коммерческой



деятельности стандартным способом. Данные, необходимые для подготовки отчетов по результатам мониторинга, получают из автоматических систем по запросу руководителя Технического управления ОАО «Сургутнефтегаз».

- Объем ПНГ, потребленного ГПЭС для выработки электроэнергии, фиксируется установками для измерения объемов ПНГ. Один раз в день объемы потребленного ГПЭС ПНГ передаются диспетчерам центральной инженерной и технической службы, которые формируют окончательный отчет об использовании ПНГ на ГПЭС. Измерение и передача информации осуществляется с помощью телеметрических систем. Измерение объемов потребляемого ПНГ представляет собой общепринятую обязанность в ходе осуществления коммерческой деятельности стандартным способом. Данные, необходимые для подготовки отчетов по результатам мониторинга, получают из автоматических систем по запросу руководителя Технического управления ОАО «Сургутнефтегаз».
- Забор образцов для определения состава ПНГ осуществляется специалистами центральной лаборатории ОАО «Сургутнефтегаз». После проведения анализа результаты передаются на бумажном носителе на ГПЭС, на которых были забраны образцы. Результаты также передаются в электронном виде в электронную систему организации. Определение состава ПНГ представляет собой общепринятую обязанность в ходе осуществления коммерческой деятельности стандартным способом. Данные, необходимые для подготовки отчетов по результатам мониторинга, получают по запросу руководителя Технического управления ОАО «Сургутнефтегаз».

Описанная ниже процедура должна применяться в том случае, если контролируемый параметр не может быть измерен надлежащим образом проверенным устройством. Данная процедура должна применяться только в случае долгосрочных перерывов в процессе измерения. В случае краткосрочных — до одного дня — перерывов могут быть использованы расчеты на основании других данных. Например, перерыв в измерении электроснабжения длительностью в один час может быть заменен расчетом на основании количества потребленного ПНГ и средневзвешенной величины потребления $\text{м}^3/\text{МВт}\cdot\text{ч}$, которая является номинальной для рассматриваемой ГПЭС. В таких случаях размер погрешности слишком значителен относительно годовых показателей и им можно пренебречь. С учетом того, что в течение трехлетнего периода предоставления текущих отчетов по результатам мониторинга такие перерывы не имели места, такое допущение является вполне приемлемым.

Долгосрочные (более одного дня) перерывы в измерениях 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. Например, поскольку выработка и внутреннее энергопотребление также измеряются калиброванными измерительными приборами, существует возможность расчета энергетической производительности на основании полученных данных.
- 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.



**ФОРМА ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ
ДЛЯ ПРОЕКТА СОВМЕСТНОГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ - Редакция 01**



Комитет по наблюдению за совместным осуществлением

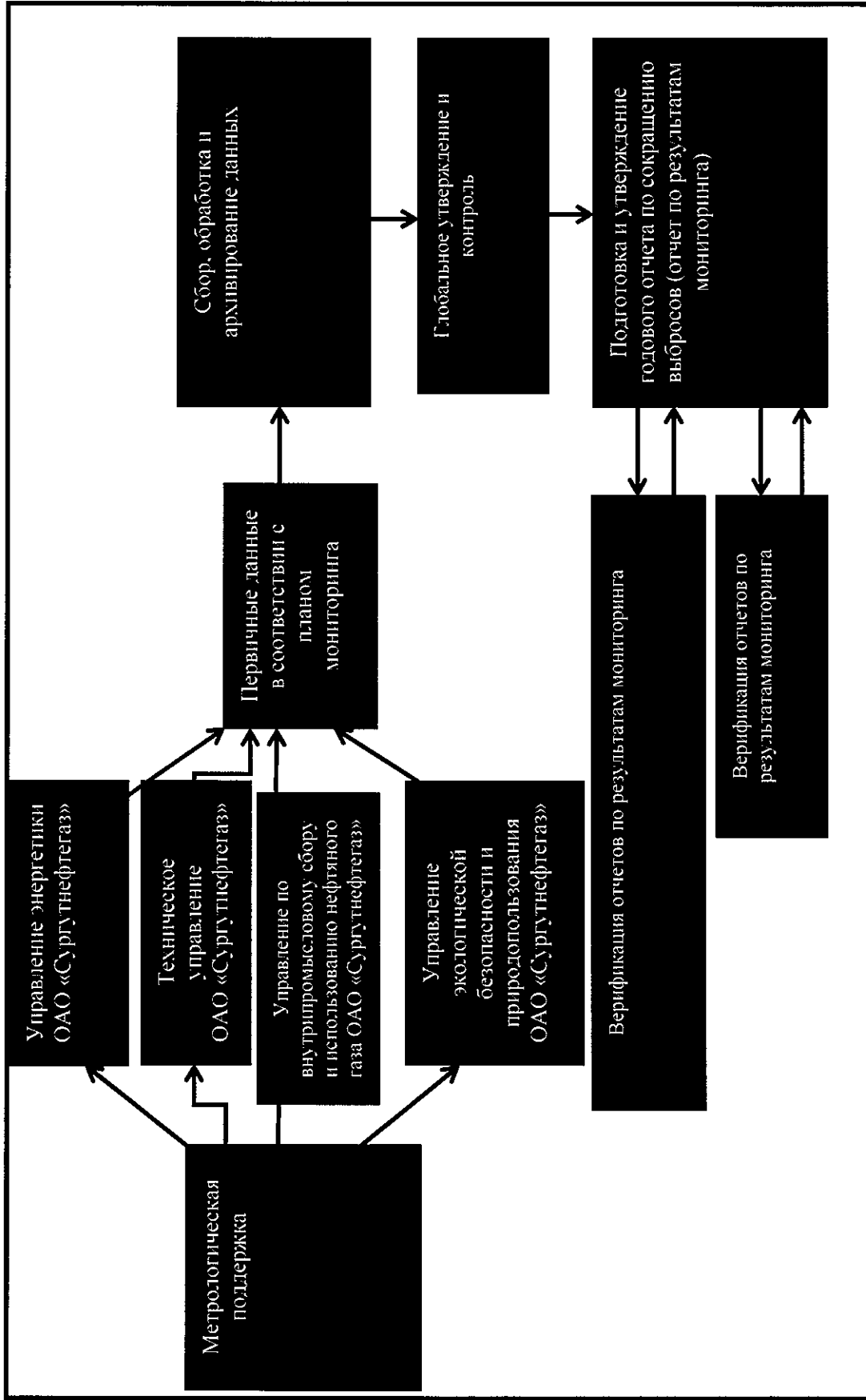
страница 46

ОАО «Сургутнефтегаз» представляет все данные, предусмотренные планом мониторинга, компании «Газпром Маркетинг и Трейдинг Лтд.», которая отвечает за подготовку плана мониторинга и выполнение задач по проверке. Данные плана мониторинга должны сохраняться в течение не менее чем двух лет после последней передачи ЕСВ в рамках проекта.

Ежедневные задачи и обязанности регулируются внутренними должностными инструкциями, которые были составлены в рамках существующей в ОАО «Сургутнефтегаз» системы производственного мониторинга и контроля.

Базовая управленческая структура показана ниже на рис. В.4-1.

Рисунок В.4-1 Операционно-управленческая структура





Комитет по наблюдению за совместным осуществлением

страница 48

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

Дата принятия плана мониторинга: 29.02.2012 г.

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

Тел.: +44 (0) 207 756 0000

Электронная почта: global_carbon@gazprom-nt.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

Проектные выбросы ПГ в результате полного окисления углеводородов в ГПЭС представлены в приведенной ниже Таблице Е.1-1.

Прогнозируемые расчеты проектных выбросов ПГ в результате полного окисления углеводородов в ГПЭС выполнены на основе данных за 2008—2010 гг. Для расчетов были использованы среднегодовые значения состава ПНГ для каждого нефтяного месторождения.

Таблица Е.1-1. Проектные выбросы ПГ в результате полного окисления углеводородов в ГПЭС за период кредитования, т CO₂экв.

Год	Выбросы ПГ по проекту
2008	1 274
2009	2 724
2010	4 805
2011	5 310
2012	5 408
2008/-2012	19 520

Е.2. Ожидаемые утечки

По проектному сценарию связанные с ним утечки не предусмотрены.

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 CO₂экв.

Год	Сумма Е.1 + Е.2
2008	1 274
2009	2 724
2010	4 805
2011	5 310
2012	5 408
2008/-2012	19 520

Е.4. Ожидаемые выбросы по базовой линии

Выбросы ПГ по базовой линии в результате неполного сгорания метана на факелах и выбросы CO₂ в результате сжигания ископаемых видов топлива на электростанциях ОЭС Урала представлены в приведенных ниже Таблицах Е.4-1 — Е.4-3.

Таблица Е.4-1. 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
2008	6 929
2009	14 633
2010	25 843
2011	28 703



2012	29 219
2008/-2012	105 327

Таблица Е.4-2. Выбросы ПГ по базовой линии в результате сжигания ископаемых видов топлива на электростанциях ОЭС Урала за период кредитования, т CO₂экв.

Год	Выбросы ПГ в результате сжигания ископаемых видов топлива на электростанциях ОЭС Урала
2008	31 050
2009	76 730
2010	138 949
2011	164 022
2012	182 595
2008/-2012	593 346

Таблица Е.4-3. Суммарные выбросы ПГ по базовой линии за период кредитования, т CO₂экв.

Год	Выбросы ПГ по базовой линии
2008	37 980
2009	91 363
2010	164 792
2011	192 724
2012	211 814
2008/-2012	698 673

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	Расчетное ежегодное снижение выбросов в тоннах CO ₂ экв.
2008	36 705
2009	88 639
2010	159 988
2011	187 414
2012	206 406
Общее расчетное снижение выбросов за период кредитования (тонн CO ₂ экв.)	679 153



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

Год	Расчетное сокращение <u>проектных</u> выбросов (тонн CO ₂ экв.)	Расчетное сокращение <u>утечки</u> (тонн CO ₂ экв.)	Расчетное сокращение <u>по базовой</u> линии (тонн CO ₂ экв.)	Расчетное сокращение выбросов (тонн CO ₂ экв.)
2008	1 274	0	37 980	36 705
2009	2 724	0	91 363	88 639
2010	4 805	0	164 792	159 988
2011	5 310	0	192 724	187 414
2012	5 408	0	211 814	206 406
Итого (тонны CO ₂ экв.)	19 520	0	698 673	679 153



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, предусмотренных проектом ГПЭС, была произведена в соответствии со следующими основными документами российского законодательства:

- Федеральный закон № 7 «О защите окружающей среды» от 10.01.2001 года;
- Строительный кодекс Российской Федерации;
- Федеральный закон № 174 «Об экологической экспертизе» от 23.11.1995 года (применяется в отношении ГПЭС, построенных до 2008 года).

До февраля 2007 г. все объекты капитального строительства, в том числе ГПЭС, требовали проведения двух основных государственных экспертиз: экологической экспертизы и государственной экспертизы. Все ГПЭС, построенные до 2008 года, получили два экспертных заключения: положительное заключение экологической 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 года экологическая экспертиза ГПЭС более не требуется. Оценка экологических последствий строительства Восточно-Еловой ГПЭС (1 и 2 этап) и Восточно-Сургутской ГПЭС (1 этап) выполнена в ходе старой процедуры, т. е. оценка экологических последствий выполнялась в рамках отдельной экспертизы. Оценка экологических последствий строительства остальных ГПЭС выполнялась в ходе государственной экспертизы. Часть проектной документации, которая носит название «Оценка экологических последствий», была проверена Главгосэкспертизой. В результате все предусмотренные проектом ГПЭС получили положительные заключения относительно Оценки экологических последствий либо в ходе выполнения независимой Оценки экологических последствий, либо в ходе выполнения государственной экспертизы.

Ватлорская ГПЭС расположена в особо охраняемой природной зоне «Нумто». С целью определения воздействия данной ГПЭС на природную зону была проведена специальная экологическая экспертиза. В результате было получено положительное экспертное заключение № 29 от 28.12.2008 г.

Уполномоченные органы (экспертные организации), ответственные за утверждение Оценки экологического воздействия предусмотренных проектом ГПЭС, перечислены в приведенной ниже таблице F.1-1.

Таблица F.1-1 Экспертные организации, ответственные за Оценку экологического воздействия и ее утверждение

ГПЭС	Экспертная организация, ответственная за утверждение Оценки экологического воздействия	Дата	Номер документа
Восточно-Еловая ГПЭС	Управление технологического и экологического контроля Ростехнадзора в Ханты-Мансийском автономном округе	10.10.2005 г.	№ 550
Восточно-Еловая ГПЭС (2 этап)	Управление технологического и экологического контроля Ростехнадзора в Ханты-Мансийском автономном округе	25.07.2007 г.	№ 547
Восточно-Сургутская ГПЭС	Управление технологического и экологического контроля Ростехнадзора в	19.01.2007 г.	№ 104-е



	Ханты-Мансийском автономном округе		
Восточно-Сургутская ГПЭС (2 этап)	Федеральное государственное учреждение «Главное управление государственной экспертизы» (ФГУ «Главгосэкспертиза России»), екатеринбургский филиал	01.06.2010 г.	№ 158-10/ЕГЕ-1167/01
Западно-Сахалинская ГПЭС	Федеральное государственное учреждение «Главное управление государственной экспертизы» (ФГУ «Главгосэкспертиза России»), омский филиал	18.12.2007 г.	№ 460-07/ОГЕ-0921/03
Северо-Селияровская ГПЭС	Федеральное государственное учреждение «Главное управление государственной экспертизы» (ФГУ «Главгосэкспертиза России»), омский филиал	25.02.2009 г.	№ 038-09/ОГЕ-1343/03
Ватлорская ГПЭС	Федеральное государственное учреждение «Главное управление государственной экспертизы» (ФГУ «Главгосэкспертиза России»), омский филиал	14.04.2009 г.	№ 103-09/ОГЕ-1296/03
Яун-Лорская ГПЭС	Федеральное государственное учреждение «Главное управление государственной экспертизы» (ФГУ «Главгосэкспертиза России»), омский филиал	07.05.2009 г.	№ 103-09/ОГЕ-1295/02

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). Ростехнадзор регулярно проверяет эти документы для подтверждения соответствия нормам и правилам.

Помимо Оценок экологических последствий и их утверждений, ОАО «Сургутнефтегаз» успешно прошло экспертную оценку производственной безопасности и получило положительное заключение государственной экспертизы.

Разрешения на выбросы загрязняющих веществ в атмосферу были получены для всех 6 ГПЭС. ГПЭС объединены в три нефтегазодобывающих управления (НГДУ). Список нефтегазодобывающих управлений с соответствующими ГПЭС, номерами действующих разрешений и названиями выдавших такие разрешения ответственных органов представлен в приведенной ниже таблице F.1-2.

Таблица F.1-2 Разрешения на выбросы загрязняющих веществ в атмосферу

ГПЭС	Нефтегазодобывающие управления	Номера действующих разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферу	Дата выдачи / ответственный орган
Восточно-Еловая ГПЭС	Сургутнефть	009/10	14.12.2010 г. Федеральная служба по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзор) в Ханты-Мансийском автономном округе - Югра



ГПЭС	Нефтегазодобывающие управления	Номера действующих разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферу	Дата выдачи / ответственный орган
Восточно-Сургутская ГПЭС	Сургутнефть	009/10	14.12.2010 г. Федеральная служба по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзор) в Ханты-Мансийском автономном округе - Югра
Западно-Сахалинская ГПЭС	Лянторнефть	324/11	03.11.2011 г. Федеральная служба по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзор) в Ханты-Мансийском автономном округе - Югра
Северо-Селияровская ГПЭС	Лянторнефть	324/11	03.11.2011 г. Федеральная служба по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзор) в Ханты-Мансийском автономном округе - Югра
Ватлорская ГПЭС	Нижнесортымскнефть	89-10 П	29.07.2010 г. Северо-уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору
Яун-Лорская ГПЭС	Сургутнефть	009/10	14.12.2010 г. Федеральная служба по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзор) в Ханты-Мансийском автономном округе - Югра

Отрицательное воздействие на окружающую среду в результате выработки электроэнергии и сжигания на факелах будет значительно снижено в результате реализации проекта. Проект обеспечивает снижение выброса в атмосферу следующих загрязняющих веществ:

- двуокись азота (NO₂);
- окись азота (NO);
- углеводороды C1 - C5;
- окись углерода (CO);



- бензапирен;
- сажа.

Документы, касающиеся экологических последствий, указаны ниже⁴⁰:

1. Проектное решение (пояснительная записка);
2. Оценка воздействия на окружающую среду (части проектных решений, ОВОС);
3. Положительные заключения государственной экологической экспертизы;
4. Положительные заключения государственной экспертизы;
5. Экспертные оценки производственной безопасности;
6. Разрешения на выброс загрязняющих веществ в атмосферу;
7. Санитарно-эпидемиологические заключения.

Ф.2. В том случае, если участники проекта или принимающая Сторона, считают экологические последствия значительными, просим предоставить 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

Предлагаемые проекты СО не требуют проведения консультаций с местными заинтересованными лицами. Независимо от того, что проектные мероприятия получили широкое освещение в средствах массовой информации, информация также была размещена на веб-сайтах производителей оборудования⁴¹.

⁴¹ <http://www.ngenergo.ru/news/46.html>



Приложение 1

КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ УЧАСТНИКОВ ПРОЕКТА

Организация:	Открытое акционерное общество «Сургутнефтегаз»
Улица/почтовое отделение:	улица Григория Кукуевичского
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
Департамент:	
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:	Руководитель по трейдингу и управлению портфелем
Форма обращения:	Г-н
Фамилия:	Гистау
Отчество:	
Имя:	Игнасио
Департамент:	Департамент экологически чистых видов топлива
Телефон (прямой):	+44 2077560052



ФОРМА ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ
ДЛЯ ПРОЕКТА СОВМЕСТНОГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ - Редакция 01



Комитет по наблюдению за совместным осуществлением

страница 58

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
$FC_{APG, GPPP i, y}$	Контролируемый	-	м ³	Объем ПНГ, потребленного ГПЭС i в году y
$W_{h, GPPP i, m}$	Контролируемый	-	%	Объемная доля углеводородов различных типов в ПНГ, потребленном ГПЭС i в месяце m
$EG_{PJ, GPPP i, y}$	Контролируемый	-	МВт·ч	Годовая энергетическая производительность ГПЭС i в году y
$EF_{ELEC, grid, y}$	Неконтролируемый	-	т CO ₂ / МВт	Коэффициент выбросов углерода в результате выработки электроэнергии в объединенной энергосистеме Урала (ОЭС Урала) в году y . Более подробная информация в разделе В.1 выше.
η_{flare}	Неконтролируемый	3,5	%	Коэффициент неполного сгорания для сжигания ПНГ
p_h	Неконтролируемый	-	-	Плотность углеводорода типа h для конвертации объема углеводорода в массу углеводорода. Точные значения коэффициента 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 коэффициента 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.



Приложение 4

Данные о составе ПНГ

Для предварительной оценки сокращения выбросов были использованы средние составы ПНГ за 2008—2010 гг. для шести ГПЭС. В приведенной ниже таблице можно найти состав ПНГ для каждой из шести ГПЭС.

Нефтяное месторождение	ВОСТОЧНО-ЕЛОВАЯ ГПЭС	ВОСТОЧНО-СУРГУТСКАЯ ГПЭС	ЗАПАДНО-САХАЛИНСКАЯ ГПЭС	СЕВЕРО-СЕЛИЯРОВСКАЯ ГПЭС	ВАТЛОРСКАЯ ГПЭС	ЯУН-ЛОРСКАЯ ГПЭС
Метан (CH ₄)	84,96	86,53	82,73	86,43	88,52	83,42
Этан (C ₂ H ₆)	3,81	3,48	6,05	3,60	2,31	3,97
Пропан (C ₃ H ₈)	4,19	4,04	5,02	3,62	3,69	5,85
i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀)	1,01	0,74	0,68	0,91	0,66	0,99
n-бутан (C ₄ H ₁₀)	1,62	1,33	1,12	1,35	1,49	1,96
i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂)	0,37	0,28	0,19	0,28	0,21	0,36
n-пентан (C ₅ H ₁₂)	0,36	0,31	0,19	0,32	0,28	0,39
C ₆ + (гексаны и выше)	0,35	0,35	0,17	0,43	0,22	0,35
Двуокись углерода (CO ₂)	1,08	1,11	2,17	1,62	0,48	0,63
Азот (N ₂)	2,01	1,49	1,68	1,43	2,03	1,82