ФОРМАТ ПРОЕКТНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ДЛЯ ПРОЕКТА СОВМЕСТНОГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ
Версия 01 - действует с: 15 июня 2006

СОДЕРЖАНИЕ

Приложения

РАЗДЕЛ A. Общее описание проекта

A.1. Название проекта:

>>

(1) Название деятельности по проекту

Проект извлечения и утилизации попутного нефтяного газа на Еты-Пуровском месторождении

(2) Секторальный охват

10 (Неорганизованные выбросы от различных видов топлива (твердое топливо, нефть и газ))

(3) Номер версии документа

Версия 03

(4) Дата документа

4 февраля 2010

A.2. Описание проекта:

>>

Цель деятельности по проекту - извлечение и утилизация газа, получаемого в качестве побочного продукта нефтедобывающей деятельности на Еты-Пуровском нефтяном месторождении, расположенном в Ямало-Ненецком автономном округе в северо-западной части Сибири, Россия.

(a) Ситуация, существовавшая до даты начала проекта

Как правило, нефтяные месторождения в России находятся на обширных территориях с плохим доступом к имеющейся инфраструктуре или имеющемуся рынку. Такое географическое положение, а также низкая цена на газ на внутреннем рынке создают нефтяным компаниям трудности в решении вопросов извлечения и утилизации попутного нефтяного газа. Хотя имеются несколько нефтяных месторождений, на которых осуществляется утилизация попутного нефтяного газа (это месторождения с определенными геологическими и историческими предпосылками, имеющие инфраструктуру, которая была построена в период существования Советского Союза, когда не было такого строгого подхода к технико-экономическому обоснованию), обычной практикой на нефтяных месторождениях России по-прежнему является факельное сжигание газа по экономическим причинам.

В 2006 году «Газпром нефть» проводила исследование возможности реализации нескольких проектов утилизации попутного нефтяного газа в районе города Ноябрьска[1]. Был сделан вывод, что проекты неосуществимы, и вопрос остался нерешенным.

Вскоре после ратификации Россией Киотского протокола в 2004 году участники проекта начали обсуждать возможность применения Киотского протокола.

«Газпром нефть» провела исследование возможности осуществления деятельности по проектам в соответствии с Киотским протоколом. Был сделан вывод, что в рамках Киотского протокола это может быть осуществлено. 23 апреля 2008 года было проведено заседание Инвестиционного комитета, который одобрил осуществление деятельности по проектам с учетом Киотского протокола[2].

[1] Предположительные концепции проектов по утилизации факельного газа в «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз»

[2] Протокол заседания Инвестиционного комитета, состоявшегося в апреле 2008 года

(b) Сценарий базовой линии
Факельное сжигание попутного газа - обычная практика в Ямало-Ненецком автономном округе. Без наличия единиц сокращения выбросов (ЕСВ) экономическая жизнеспособность деятельности по проекту вызывала бы сомнения. Кроме использования 0.4% попутного нефтяного газа непосредственно на нефтяном месторождении[3] и сжигания остатка, других альтернатив практически не существует. С учетом этого сценарием базовой линии является продолжение факельного сжигания и использования на месте. Предполагается, что по сценарию базовой линии выбросы CO2 составят 3.6 миллионов тонн за период с августа 2009 г. по декабрь 2012 г. и 1.8 миллионов тонн за период с 2013 г. по 2020 г.

(c) Сценарий по проекту
В апреле 2009 г. был заключен договор строительного подряда с подрядчиком, и осуществление проекта началось. Описание проекта следующее:
В рамках деятельности по проекту будет построен трубопровод для попутного газа. Извлеченный попутный газ будет подаваться через трубопровод для попутного газа на близлежащее нефтяное месторождение, где он смешивается с попутным газом с других нефтяных месторождений. Затем он будет подаваться на газоперерабатывающий завод, где в результате переработки будет получен сухой газ и стабильный газовый конденсат. Сухой газ через трубопровод для сухого газа будет поставляться в близлежащую имеющуюся газопроводную сеть для внутреннего использования энергии. Стабильный газовый конденсат будет доставляться автотранспортом в город Ноябрьск, где он будет эффективно использоваться, замещая соответствующие виды топлива и материалов.

Одним из источников выброса CO2 в сценарии по проекту является использование электроэнергии для извлечения и транспортировки попутного газа на Еты-Пуровском нефтяном месторождении. Использование электроэнергии идет на[4]:
- Коллектор конденсата № 1, включая узлы запорной арматуры № 1 и № 2 (блок питания с трансформатором 40кВа)
- Коллектор конденсата № 2, включая узлы запорной арматуры № 4 and № 5 (блок питания с трансформатором 40кВА)
- Коллектор конденсата № 3 включая узлы запорной арматуры № 11 and № 12 (блок питания с трансформатором 40кВА)
- Узел запуска и приема СОД SH1 (блок питания с трансформатором 40кВА)
- Узел запуска и приема СОД SH3 (блок питания с трансформатором 25кВА)
- Узел запуска СОД SH4 (блок питания с трансформатором 25кВА)
- Узел запорной арматуры №10 (блок питания с трансформатором 25кВА)
- Узел запуска и приема СОД SH5 (блок питания с трансформатором 40кВА)

Годовое потребление электроэнергии составляет 990 000 кВтч, что по расчетам эквивалентно порядка 1 500 тоннам выбросов CO2.
Вторым источником выброса CO2 в сценарии по проекту является использование электроэнергии для транспортировки попутного газа на Вынгаяхинскую компрессорную станцию. Выбросы должны составить около 0.5 миллионов тонн за период с августа 2009 г. по декабрь 2012 г. и 0.2 миллионов тонн за период с 2013 г. по 2020 г.

Объем сокращения выбросов CO2 в результате деятельности по проекту составит приблизительно 3.1 миллионов тонн в период с августа 2009 г. по декабрь 2012 г. и 1.5 миллионов тонн в период с 2013 г. по 2020 г.

---

[3] Потребление попутного нефтяного газа (ПНГ) для внутренних нужд

[4] Документация по разработке проекта – «Ноябрьскнефтегаз»

Деятельность по проекту вносит положительный вклад в социальную сферу и сферу защиты окружающей среды в нескольких направлениях. Во-первых, она снижает не только выбросы парниковых газов, но также и выбросы веществ, загрязняющих воздух. Во-вторых, в результате нее на внутренний рынок в России будет поступать источник энергии. В-третьих, в результате деятельности по проекту будут созданы вакансии для проживающего в регионе национального меньшинства.

A.3. Участники проекта:

>>
Участниками деятельности по проекту являются следующие лица:

Участвующая сторона	Юридическое лицо-участник проекта	Просьба указать, если привлеченная Сторона желает, чтобы ее считали участником проекта (Да/Нет)
Россия (Принимающая Сторона)	АО «Газпром нефть» *1	Нет
	АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» *2	Нет
Япония	Компания «Ниппон Ойл Корпорейшн» *3	Нет
	Компания «Мицубиси Корпорейшн» *4	Нет

*1: Акционерное общество «Газпром нефть», открытое акционерное общество, созданное в соответствии с законодательством Российской Федерации, основной государственный регистрационный номер (ОГРН) 1025501701686, место нахождения Общества: Российская Федерация, 190000, г. Санкт-Петербург, ул. Галерная, д. 5, лит. А и адрес главной конторы: Российская Федерация, 117647, г. Москва, ул. Профсоюзная, 125 А.

*2: Акционерное общество «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», открытое акционерное общество, созданное в соответствии с законодательством Российской Федерации, основной государственный регистрационный номер (ОГРН) 1028900703963, место нахождения Общества: Российская Федерация, 629807, Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Ноябрьск, улица Ленина, 59/87.

*3: Компания «Ниппон Ойл Корпорейшн», адрес главной конторы: 3-12, Ниси-Симбаси 1-чоме, Минато-ку, Токио, 105-0003, Япония (3-12, Nishi-Shimbashi 1-chome, Minato-ku, Tokyo, 105-0003, Japan).

*4: Компания «Мицубиси Корпорейшн», компания, созданная и осуществляющая деятельность в соответствии с законодательством Японии, адрес главной конторы: 3-1, Марунучи 2-чоме, Чиеда-ку, Токио 100-8086, Япония (3-1, Marunouchi 2-chome, Chiyoda-ku, Tokyo 100-8086, Japan).

Контактным лицом в рамках деятельности по проекту совместного осуществления (СО) является компания «Мицубиси Корпорейшн».

A.4. Техническое описание проекта:

A.4.1. Место нахождения проекта:

>>

A.4.1.1. Принимающая сторона (стороны):

>>

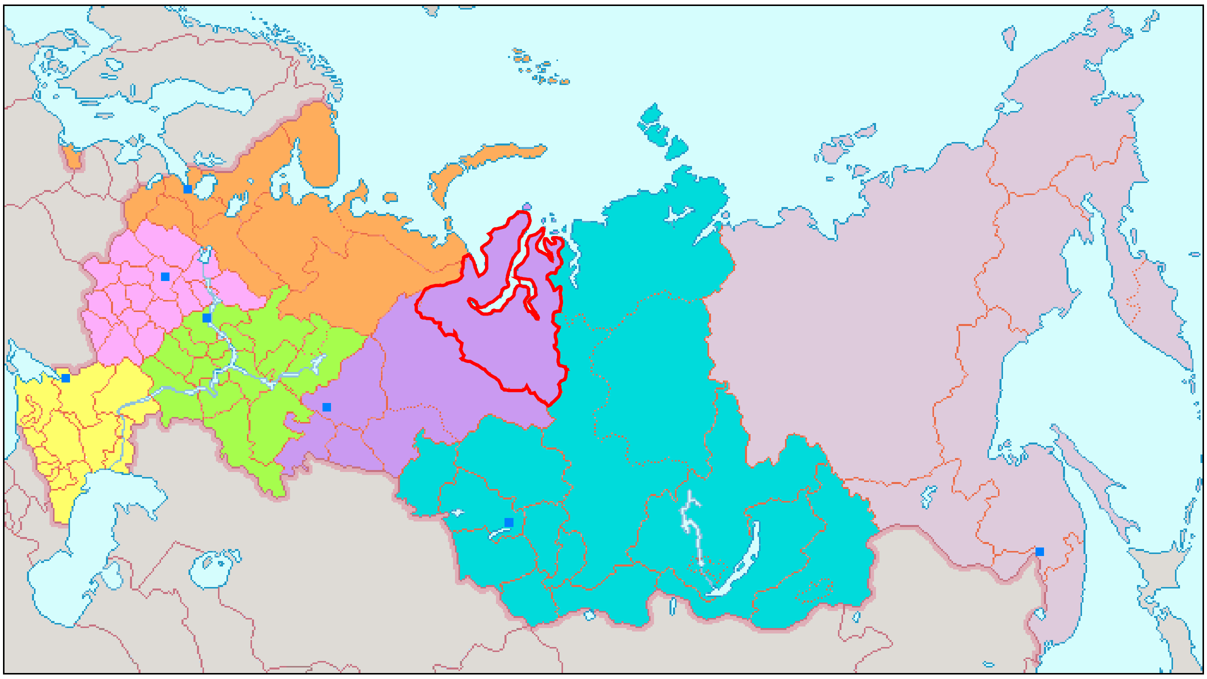
Российская Федерация

A.4.1.2. Регион/штат/область (провинция) и т.п.:

>>

Ямало-Ненецкий автономный округ.

Ямало-Ненецкий автономный округ известен как нефтедобывающий регион России. Согласно Глобальному обзору сокращений факельного сжигания газа Россия занимает второе место в мире по объемам факельного сжигания газа, а данные спутниковых съемок показывают, что Россия по объемам факельного сжигания газа стоит на первом месте в мире.[5] Факельное сжигание газа в России имеет место главным образом на территории Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов.

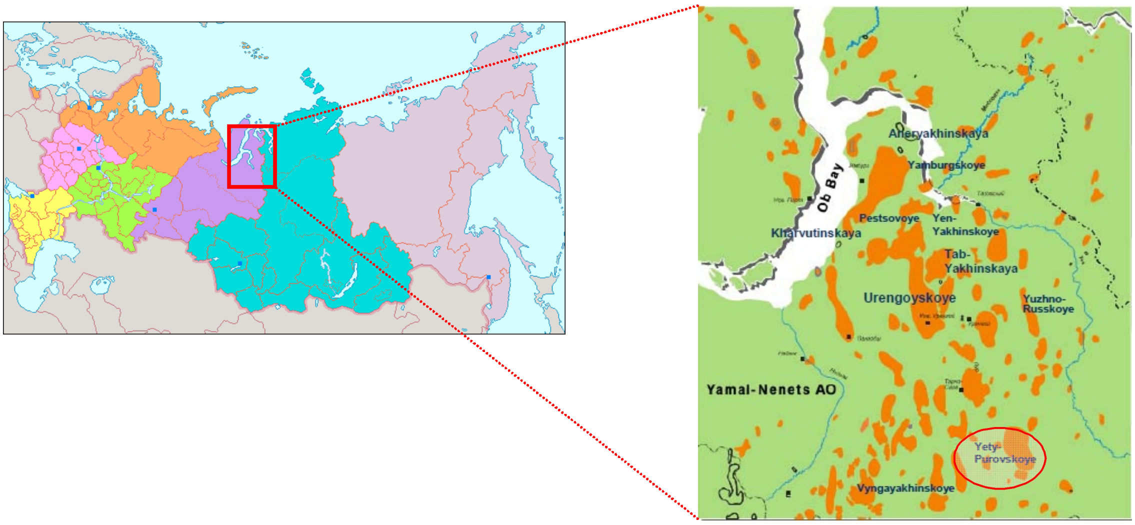


[5] Источник информации: Глобальные расчеты факельного сжигания газа, Группа по наблюдениям за Землей, Национальный центр геофизических данных (NGDC), Информационная служба спутниковых данных Национального управления по исследованию океанов и атмосферы (NOAA) (Global Gas Flaring Estimates, Earth observation group, National Geophysical Data Center (NGDC), NOAA Satellite and Information Service)

A.4.1.3. Город/Населенный пункт/ поселение и т.п.:

>>

Деятельность по проекту будет осуществляться на Еты-Пуровском нефтяном месторождении, расположенном в Ямало-Ненецком автономном округе. Эта территория - одна из перспективных нефтепромысловых территорий с объемом извлекаемых запасов нефти в 291.8 миллионов тонн; она окружена реками и озерами с подвижными массивами льда, что затрудняет прокладку трубопроводов, в особенности в летний период.[6][7]



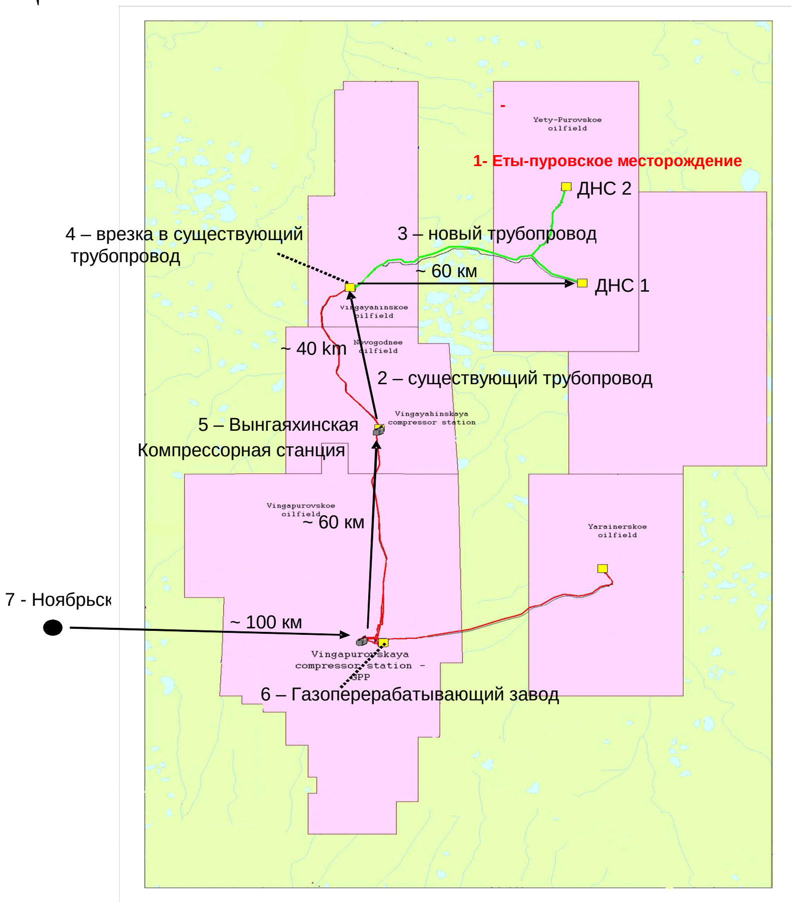
[6] Разработка нефтяных и газовых месторождений на п-ве Ямал, stratoil.wikispaces.com

[7] Карта с правой стороны взята из отчета об операционной деятельности Общества за 2006 год, представленного на собрании акционеров ОАО «Газпром» 29 июня 2007 г., Газпром

A.4.1.4. Подробности места нахождения, включая информацию, позволяющую однозначно идентифицировать проект (максимум одна страница):

>>

Ниже изображена графическая схема объектов вокруг Еты-Пуровского нефтяного месторождения. Поблизости находятся несколько нефтяных месторождений, при этом некоторые из них имеют действующие трубопроводы, построенные в период существования Советсткого Союза, когда к технико-экономическому обоснованию прокладки трубопроводов не было строгих требований. Попутный газ с таких месторождений отводится с помощью этих действующих трубопроводов.
В рамках деятельности по проекту будет построен трубопровод для попутного нефтяного газа от Еты-Пуровского нефтяного месторождения до близлежащего нефтяного месторождения (Вынгаяхинское нефтяное месторождение), находящегося приблизительно в 60 км от Еты-Пуровского нефтяного месторождения, где он будет подсоединен к действующему трубопроводу. После смешивания с попутным газом из Вынгаяхинского нефтяного месторождения попутный газ из Еты-Пуровского нефтяного месторождения будет поступать на Вынгаяхинскую компрессорную станцию, расположенную приблизительно в 40 км от Вынгаяхинского нефтяного месторождения, где он будет подвергаться сжатию для увеличения давления с целью транспортировки на Вынгапуровский газоперерабатывающий завод (ГПЗ), расположенный в 60 км от компрессорной станции. На Вынгапуровском ГПЗ газ разделяется на два компонента: сухой газ и стабильный газовый конденсат. Приблизительно в 100 км от газоперерабатывающего завода находится город Ноябрьск с населением более 100 000 человек.
Подробные географические данные, такие как Северная широта и Восточная долгота, указаны в лицензионном соглашении[8].



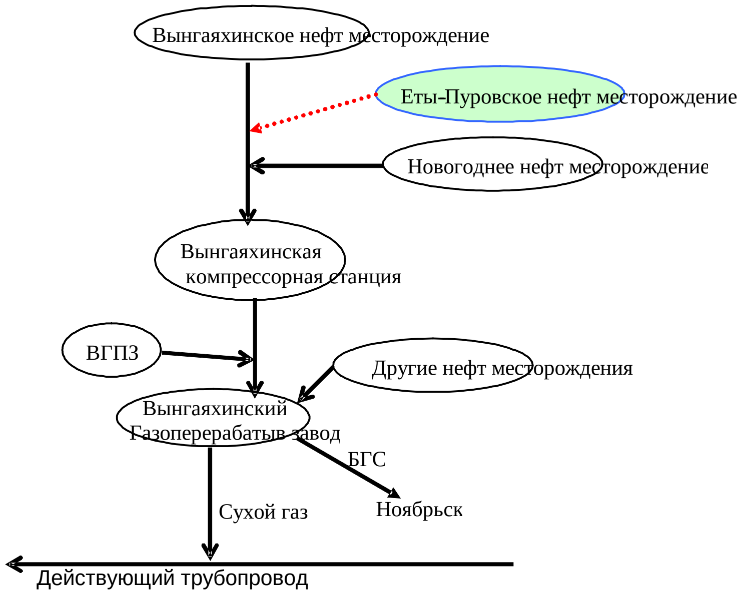
[8] Лицензионное соглашение SLX №02133 NE от 19.06.08)

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

>>

(1) Механизм сокращения антропогенных выбросов парниковых газов

Строительство трубопровода для попутного газа обеспечит возможность транспортировать и утилизировать газ, который в противном случае подлежал бы сожжению на факельных установках (т.е. сгорал, осуществляя выброс CO_2). Попутный газ из Еты-Пуровского нефтяного месторождения будет транспортироваться через вновь построенный трубопровод и смешиваться с попутным газом из Вынгаяхинского нефтяного месторождения. Затем он будет подаваться на Вынгаяхинскую компрессорную станцию, где будет подвергаться сжатию для увеличения давления с целью транспортировки на Вынгапуровский газоперерабатывающий завод. На Вынгапуровском ГПЗ газ разделяется на два компонента: сухой газ и бензин газовый стабильный.



Сухой газ, поставляемый в действующую трубопроводную сеть, будет потребляться на внутреннем рынке как источник топлива, при этом будет происходить замещение сухого газа из существующей трубопроводной сети аналогичным количеством углеродных выбросов. Таким образом, проект сокращает антропогенные выбросы парниковых газов посредством извлечения и утилизации газа, который в противном случае был бы сожжен на факельных установках.

Бензин газовый стабильный, полученный из извлеченного попутного нефтяного газа, поставляется в город Ноябрьск, где эффективно используется, замещая соответствующие виды топлива и материалов. В результате использование стабильного газового конденсата, полученного из извлеченного попутного газа, который в противном случае был бы сожжен на факельных установках, также сокращает антропогенные выбросы парниковых газов.

(2) Инфраструктура, которая будет установлена

Трубопровод для попутного газа будет построен от дожимных насосных станций ДНС 1 и 2 Еты-Пуровского нефтяного месторождения до места соединения с действующим трубопроводом, идущим от дожимной насосной станции ДНС 1 Вынгаянхинского нефтяного месторождения к Вынгаянхинской компрессорной станции.

Все исходные данные приняты на основании технического задания на проектирование, утвержденного Генеральным директором АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» 17.04.2008.

Основные исходные данные для проектирования газопровода:

• начальное давление (максимум), 1.6 МПа
• конечное давление (минимум), 0.35МПа
• начальная температура газа, 27°C

Диаметр и длина:

От ДНС 1 Еты-Пуровского нефтяного месторождения до места соединения с трубопроводом, идущим от ДНС 2 Еты-Пуровского нефтяного месторождения	273x10мм (L-10,865км)
От ДНС 2 Еты-Пуровского нефтяного месторождения до места соединения с трубопроводом, идущим от ДНС 1 Еты-Пуровского нефтяного месторождения	530x8мм (L-19,225км);
От точки врезки с ДНС 1 и 2 Еты-Пуровского нефтяного месторождения, до точки врезки в существующий газопровод с ДНС 1 Вынгаянхинского нефтяного месторождения к Вынгаянхинской компрессорной станции	530x8мм (L-41,155км).

Попутный газ подается только за счет давления на устье скважины[9]; поэтому для подачи попутного газа на Вынгаяхинскую компрессорную станцию компрессор не требуется.

В случае отсутствия вышеописанного трубопровода попутный газ сжигался бы на факельных установках, что привело бы к 3.6 миллионов тонн выбросов CO2 в период с августа 2009 г. по декабрь 2012 г. и 1.8 миллионов тонн выбросов CO2 в период с 2013 г. по 2020 г. В результате прокладки вышеуказанного трубопровода выбросы CO2 составят 0.5 миллиона тонн в период с августа 2009 г. по декабрь 2012 г. и 0.2 миллиона тонн в период с 2013 г. по 2020 г.

В настоящее время технология переработки газа в СЖТ (GTL), которая находится на стадии разработки, может заменить действующую технологию. Однако в случае Еты-Пуровского нефтяного месторождения прогнозируется снижение объема попутного газа, и когда технология СЖТ станет широко используемой технологией, объем газа будет недостаточным для использования технологии СЖТ.

(3) График реализации

[9] Проект 7755

В апреле 2009 г. был согласован договор строительного подряда с подрядчиком. После возведения соответствующего оборудования эксплуатация будет начата в августе 2009 г. Ожидаемый срок эксплуатации составляет приблизительно 20 лет.

A.4.3. Краткое объяснение того, каким образом антропогенные выбросы парниковых газов будут сокращаться в рамках предложенного проекта совместного осуществления (СО), а также причин, по которым сокращения выбросов были бы невозможны без предполагаемого проекта, с учетом национальной и/или отраслевой политики и других обстоятельств:

>>

(1) Почему сокращения выбросов были бы невозможны без предложенной деятельности по проекту

(a) Юридический аспект

Не существует требования в отношении условий факельного сжигания и утилизации попутного нефтяного газа в России и в Ямало-Ненецком автономном округе.

(b) Экономическая жизнеспособность

Как подробно объясняется ниже, экономическая жизнеспособность деятельности по проекту была бы под вопросом без наличия ECB.

(c) Установившаяся практика

Официальные данные показывают, что в России объем факельного сжигания составляет до 15 миллиардов кубических метров в год, а Информационная служба спутниковых данных Национального управления по исследованию океанов и атмосферы (NOAA) оценивает объем факельного сжигания в размере 60 миллиардов кубических метров в год[10] и считает, что факельное сжигание газа является установившейся практикой в России.

(d) Отсутствие достаточных альтернатив

Кроме использования 0.4% попутного нефтяного газа непосредственно на нефтяном месторождении[11] и сжигания остатка, других альтернатив практически не существует

С учетом юридического аспекта, установившейся практики, экономической жизнеспособности и отсутствия достаточных альтернатив, сценарием базовой линии является продолжение факельного сжигания и использования на месте. Предполагается, что по сценарию базовой линии выбросы CO2 составят около 3.6 миллионов тонн за период с августа 2009 г. по декабрь 2012 г. и 1.8 миллионов тонн за период с 2013 г. по 2020 г.

(2) Предложенный проект СО

В рамках деятельности по проекту будет построен трубопровод для попутного газа. Извлеченный попутный газ будет подаваться через трубопровод для попутного газа на близлежащее нефтяное месторождение, где он смешивается с попутным газом с других нефтяных месторождений. Затем он будет подаваться на газоперерабатывающий завод, где в результате переработки будут получены продукты газопереработки, которые будут замещать существующие нефтепродукты. В сценарии по проекту выбросы должны составить около 0.5 миллионов тонн за период с августа 2009 г. по декабрь 2012 г. и 0.2 миллионов тонн за период с 2013 г. по 2020 г.

Исходя из вышеизложенного, антропогенные выбросы парниковых газов будут сокращены в результате деятельности по проекту.

---

[10] Статистический отчет за двенадцать лет национальных и глобальных показателей объемов факельного сжигания газа от 30 мая 2007 г. Глобальные расчеты факельного сжигания газа, Группа по наблюдениям за Землей, Национальный центр геофизических данных (NGDC), Информационная служба спутниковых данных Национального управления по исследованию океанов и атмосферы (NOAA)

[11] Потребление попутного нефтяного газа (ПНГ) для внутренних нужд

A.4.3.1. Объем сокращений выбросов, рассчитанный на кредитный период:

>>

Расчетная величина сокращения выбросов указана ниже:

С августа 2009 г. по 2012 г.:

	Годы
Продолжительность кредитного периода	3 года и 5 месяцев (август 2009 – декабрь 2012) и более, если будет разрешено
Год	Расчетная величина годовых сокращений выбросов в тоннах эквивалента CO2
2009 (Август ~)	533,381
2010	1,066,505
2011	852,516
2012	657,465
Общая расчетная величина сокращений выбросов за кредитный период (тонны эквивалента CO2)	3,109,867
Расчетная величина среднегодового сокращения выбросов за кредитный период (тонны эквивалента CO2)	910,205

С 2013 г. по 2020 г.:

Год	Расчетная величина годовых сокращений выбросов в тоннах эквивалента CO2
2013	390,453
2014	276,831
2015	204,870
2016	151,846
2017	142,377
2018	131,015
2019	121,547
2020	113,972
Общая расчетная величина сокращений выбросов (тонны эквивалента CO2)	1,532,911
Расчетная величина среднегодового сокращения выбросов (тонны эквивалента CO2)	191,614

Величина сокращения выбросов будет уменьшаться пропорционально объему добытого попутного газа. Поскольку объемы добычи попутного газа становятся все меньше и меньше, сокращение выбросов становится меньше и меньше. Предположение основано на данных прогнозируемого объема добычи попутного газа.

A.5. Сведения об утверждении проекта участвующими Сторонами:

>>

РАЗДЕЛ B. Базовая линия

B.1. Описание и обоснование выбранной базовой линии:

>>

При отсутствии проекта ожидается, что факельное сжигание газа продолжится в соответствии с привычной практикой в России.

Для деятельности по проекту выбрана методология базовой линии AM0009 версия 4: «Извлечение и утилизация газа из нефтяных скважин, который иначе был бы сожжен или выброшен в атмосферу»», поскольку она соответствует условиям применимости, изложенным ниже:

- В рамках деятельности по проекту 0.4% попутного газа будет потребляться на месте, удовлетворяя потребности в энергии[12], а остальной газ будет транспортироваться по трубопроводу к близлежащему нефтяному месторождению, где он смешивается с попутным газом других нефтяных месторождений. Затем он будет поступать на газоперерабатывающий завод, где будет перерабатываться в нефтепродукты, которые затем будут транспортироваться и продаваться конечным потребителям.

- Деятельность по проекту не ведет к изменениям в технологии добычи нефти, таким как увеличение количества или качества добываемой нефти, на нефтяных скважинах в границах проекта.

- Геологическое изучение обратной закачки газа показало, что технология закачки на Еты-Пуровском нефтяном месторождении неприемлема. Поэтому на Еты-Пуровском нефтяном месторождении[13][14] технология обратной закачки газа не применяется.

- Весь извлеченный газ поступает из эксплуатируемых добывающих нефтяных скважин Еты-Пуровского нефтяного месторождения.

- Сценарий базовой линии, который излагается ниже, представляет собой продолжение существующей практики использования на месте (0.4% попутного газа) и факельного сжигания остальной части (сценарий G2) попутного газа при использовании существующей нефтегазовой инфраструктуры без переработки любого извлеченного попутного газа и без каких-либо других существенных изменений (сценарий P4)

Определение базовой линии и демонстрация дополнительности осуществляются в соответствии с методикой «Определение базовой линии и демонстрация дополнительности» в AM0009 версия 4 и «Инструмент для демонстрации и оценки дополнительности».

---

[12] Потребление попутного нефтяного газа (ПНГ) для внутренних нужд
[13] Программа геологоразведочных работ на 2009-2011 гг.
[14] Испытание разведочных скважин на Еты-Пуровском нефтяном месторождении

(1) Этап 1: Определение вероятных альтернативных сценариев

В AM0009 версия 4 входят три компонента.

Компонент 1:
Вероятные альтернативные сценарии базовой линии для попутного газа и/или газа для газлифта из проектных нефтяных скважин.

Альтернатива	Описание
Сценарий G1	Выпуск в атмосферу на площадке нефтепромысла (сброс).
Сценарий G2	Факельное сжигание на площадке нефтепромысла.
Сценарий G3	Использование на месте для генерирования энергии.
Сценарий G4	Использование на месте для производства сжиженного природного газа (СПГ).
Сценарий G5	Закачка в нефтяной или газовый пласт.
Сценарий G6	Извлечение, транспортировка, переработка и дистрибуция конечным потребителям.
Сценарий G7	Извлечение, транспортировка и компремирование попутного газа в газопровод без предварительной переработки.
Сценарий G8	Потребление на месте для удовлетворения потребностей в энергии, без регистрации в качестве деятельности по проекту МЧР.
Сценарий G9	Извлечение, транспортировка и утилизация природного газа в качестве исходного сырья для производства полезной продукции.

Компонент 2
Вероятные альтернативные сценарии базовой линии для нефтегазовой инфраструктуры

Альтернатива	Описание
Сценарий P1:	Строительство перерабатывающего завода для переработки извлеченного газа, таким же образом, как в деятельности по проекту, без регистрации в качестве деятельности по проекту МЧР
Сценарий P2:	Строительство перерабатывающего завода более низкой производительности, чем в рамках деятельности по проекту, который перерабатывает только природный газ и не перерабатывает извлеченный газ
Сценарий P3:	Транспортировка извлеченного газа на существующий газоперерабатывающий завод и строительство необходимой инфраструктуры, без регистрации в качестве деятельности по проекту МЧР
Сценарий P4:	Продолжение эксплуатации существующей нефтегазовой инфраструктуры без переработки любого извлеченного попутного газа и/или газа для газлифта и без каких-либо других существенных изменений
Сценарий P5:	Подача извлеченного газа в трубопровод без переработки и без регистрации в качестве деятельности по проекту МЧР

Компонент 3

Вероятные альтернативные сценарии базовой линии для использования газа

Альтернатива	Описание
Сценарий O1:	Газ из того же источника, что в деятельности по проекту, и в таком же количестве, что в деятельности по проекту, используется как газ
Сценарий O2:	Газ из другого источника, чем в деятельности по проекту, но с использованием такого же количества газа
Сценарий O3:	Газ из того же источника, что в деятельности по проекту, но с использованием другого количества газа
Сценарий O4:	Газ из другого источника, чем в деятельности по проекту, и в другом количестве, чем в деятельности по проекту, используется как газ
Сценарий O5:	Система газлифта не используется

- На Еты-Пуровском нефтяном месторождении, 0.4% попутного газа в настоящее время используется на месте для удовлетворения потребностей в энергии для эксплуатации нефтепромысла[15] (Сценарий G8), и такое потребление будет продолжено. Таким образом, все сценарии включают сценарий G8.
- На Еты-Пуровском нефтяном месторождении система газлифта не используется[16]; следовательно, для компонента 3 можно выбрать только сценарий O5.

Таким образом, в результате комбинации трех компонентов возможными являются следующие сценарии. (Деятельность по проекту является совместным осуществлением (СО), поэтому в изложенном ниже сценарии термин «МЧР» заменен на «СО».)

Сценарий 1 (Комбинация G1+G8, P4, O5)

Сценарий G1	Выпуск в атмосферу на площадке нефтепромысла (сброс).
Сценарий G8	Потребление на месте для удовлетворения потребностей в энергии, без регистрации в качестве деятельности по проекту СО.
Сценарий P4:	Продолжение эксплуатации существующей нефтегазовой инфраструктуры без переработки любого извлеченного попутного газа и/или газа для газлифта и без каких-либо других существенных изменений
Сценарий O5:	Система газлифта не используется

Сценарий 2 (Комбинация G2+G8, P4, O5): Текущая практика

Сценарий G2	Факельное сжигание на площадке нефтепромысла.
Сценарий G8	Потребление на месте для удовлетворения потребностей в энергии, без регистрации в качестве деятельности по проекту СО.
Сценарий P4:	Продолжение эксплуатации существующей нефтегазовой инфраструктуры без переработки любого извлеченного попутного газа и/или газа для газлифта и без каких-либо других существенных изменений
Сценарий O5:	Система газлифта не используется

Сценарий 3 (Комбинация G3+G8, P4, O5)

Сценарий G3	Использование на месте для генерирования энергии.
Сценарий G8	Потребление на месте для удовлетворения потребностей в энергии, без регистрации в качестве деятельности по проекту СО.

[15] Потребление попутного нефтяного газа (ПНГ) для внутренних нужд

[16] Испытание разведочных скважин на Еты-Пуровском нефтяном месторождении

Сценарий P4:	Продолжение эксплуатации существующей нефтегазовой инфраструктуры без переработки любого извлеченного попутного газа и/или газа для газлифта и без каких-либо других существенных изменений
Сценарий O5:	Система газлифта не используется

Сценарий 4 (Комбинация G4+G8, P4, O5)

Сценарий G4	Использование на месте для производства сжиженного природного газа (СПГ).
Сценарий G8	Потребление на месте для удовлетворения потребностей в энергии, без регистрации в качестве деятельности по проекту СО.
Сценарий P4:	Продолжение эксплуатации существующей нефтегазовой инфраструктуры без переработки любого извлеченного попутного газа и/или газа для газлифта и без каких-либо других существенных изменений
Сценарий O5:	Система газлифта не используется

Сценарий 5 (Комбинация G6+G8, P1, O5)

Сценарий G6	Извлечение, транспортировка, переработка и дистрибуция конечным потребителям.
Сценарий G8	Потребление на месте для удовлетворения потребностей в энергии, без регистрации в качестве деятельности по проекту СО.
Сценарий P1:	Строительство перерабатывающего завода для переработки извлеченного газа, таким же образом, как в деятельности по проекту, без регистрации в качестве деятельности по проекту СО
Сценарий O5:	Система газлифта не используется

Сценарий 6 (Комбинация G6+G8, P5, O5): Деятельность по проекту

Сценарий G6	Извлечение, транспортировка, переработка и дистрибуция конечным потребителям.
Сценарий G8	Потребление на месте для удовлетворения потребностей в энергии, без регистрации в качестве деятельности по проекту СО.
Сценарий P5:	Подача извлеченного газа в трубопровод без переработки и без регистрации в качестве деятельности по проекту СО
Сценарий O5:	Система газлифта не используется

Сценарий 7 (Комбинация G9+G8, P3, O5)

Сценарий G9	Извлечение, транспортировка и утилизация природного газа в качестве исходного сырья для производства полезной продукции.
Сценарий G8	Потребление на месте для удовлетворения потребностей в энергии, без регистрации в качестве деятельности по проекту СО.
Сценарий P3:	Транспортировка извлеченного газа на существующий газоперерабатывающий завод и строительство необходимой инфраструктуры, без регистрации в качестве деятельности по проекту СО
Сценарий O5:	Система газлифта не используется

Другие сценарии (Комбинация G5+G8, P4, O5)

Сценарий G5	Закачка в нефтяной или газовый пласт.
Сценарий G8	Потребление на месте для удовлетворения потребностей в энергии, без регистрации в качестве деятельности по проекту СО.
Сценарий P4:	Продолжение эксплуатации существующей нефтегазовой инфраструктуры без переработки любого извлеченного попутного газа и/или газа для газлифта и без каких-либо других существенных изменений
Сценарий O5:	Система газлифта не используется

В результате геологического изучения обратной закачки газа был сделан вывод, что технология закачки на Еты-Пуровском нефтяном месторождении неприемлема.[17][18]. Поэтому на Еты-Пуровском нефтяном месторождении технология закачки газа не применяется, и этот сценарий не является возможным.

Другие сценарии (Комбинация G6+G8, P2, O5)

Сценарий G6	Извлечение, транспортировка, переработка и дистрибуция конечным потребителям.
Сценарий G8	Потребление на месте для удовлетворения потребностей в энергии, без регистрации в качестве деятельности по проекту СО.
Сценарий P2:	Строительство перерабатывающего завода более низкой производительности, чем в рамках деятельности по проекту, который перерабатывает только природный газ и не перерабатывает извлеченный газ
Сценарий O5:	Система газлифта не используется

Строительство перерабатывающего завода для природного газа или для неизвлеченного газа не имеет ничего общего с деятельностью по проекту, и, следовательно, этот сценарий не является возможным.

Другие сценарии (Комбинация G6+G8, P3, O5)

Сценарий G6	Извлечение, транспортировка, переработка и дистрибуция конечным потребителям.
Сценарий G8	Потребление на месте для удовлетворения потребностей в энергии, без регистрации в качестве деятельности по проекту СО.
Сценарий P3:	Транспортировка извлеченного газа на существующий газоперерабатывающий завод и строительство необходимой инфраструктуры, без регистрации в качестве деятельности по проекту СО.
Сценарий O5:	Система газлифта не используется.

Поскольку имеется действующая инфраструктура, такая как трубопровод для попутного газа, компрессорная станция, газоперерабатывающий завод и трубопровод для продуктов газопереработки, которая имеет мощности для получения попутного газа с Еты-Пуровского нефтяного месторождения, а также мощности для дистрибуции конечным потребителям, то нет необходимости возводить необходимую инфраструктуру, и этот сценарий не является возможным.

Другие сценарии (Комбинация G7+G8, P5, O5)

Сценарий G7	Извлечение, транспортировка и сжатие попутного газа в газопровод без предварительной переработки.
Сценарий G8	Потребление на месте для удовлетворения потребностей в энергии, без регистрации в качестве деятельности по проекту СО.
Сценарий P5:	Подача извлеченного газа в трубопровод без переработки и без регистрации в качестве деятельности по проекту СО.
Сценарий O5:	Система газлифта не используется.

Близлежащий газопровод от Еты-Пуровского нефтяного месторождения уже соединен с компрессорной станцией и газоперерабатывающим заводом. Следовательно, если попутный газ Еты-Пуровского нефтяного месторождения будет подаваться в газопровод (Сценарий P5), то будет осуществляться его переработка в продукты газопереработки с последующей дистрибуцией

[17] Программа геологоразведочных работ на 2009-2011 гг.
[18] Испытание разведочных скважин Еты-Пуровского нефтяного месторождения

конечным потребителям (Комбинация G6+G8+P5+O5). Таким образом, эта комбинация не является возможной.

Другие сценарии (Комбинация G8, P4, O5)

Сценарий G8	Потребление на месте для удовлетворения потребностей в энергии, без регистрации в качестве деятельности по проекту СО.
Сценарий P4:	Продолжение эксплуатации существующей нефтегазовой инфраструктуры без переработки любого извлеченного попутного газа и/или газа для газлифта и без каких-либо других существенных изменений
Сценарий O5:	Система газлифта не используется

Энергетические потребности Еты-Пуровского нефтяного месторождения составляют только 0.4% от всего объема попутного газа[19]. Следовательно, этот сценарий не является возможным.

(4) Этап 2: Оценка юридического аспекта

Описанные выше сценарии оцениваются с точки зрения юридического аспекта (сценарии разрешены законом или на основании договора?)

(a) Сценарий 1 (Комбинация G1+G8, P4 and O5)
Выпуск в атмосферу на площадке нефтепромысла (сброс).

Выпуск в атмосферу на площадке нефтепромысла (сброс) (Сценарий 1) не может быть реализован, поскольку правила промышленной безопасности запрещают прямой сброс попутного газа[20]. Следовательно, сценарий 1 не может быть сценарием базовой линии.

(b) Сценарий 2 (Комбинация G2+G8, P4, O5): Факельное сжигание на площадке нефтепромысла.

В России не существует требования в отношении прекращения факельного сжигания попутного газа. В Ямало-Ненецком автономном округе такого требования также нет. Существует только требование вносить плату за факельное сжигание газа. Однако эта плата очень низкая и не может быть средством стимулирования к извлечению попутного газа[21].

(c) Другие сценарии

В отношении других сценариев не имеется запретов по закону или на основании договора.

(5) Этап 3: Оценка экономической привлекательности альтернативных вариантов

Описанные выше сценарии оцениваются с точки зрения экономической привлекательности (являются ли сценарии экономически привлекательными?)

Сценарий 2 (Комбинация G2+G8, P4, O5):
Использование на месте и факельное сжигание оставшейся части на площадке нефтепромысла: Сценарий базовой линии

[19] Потребление попутного нефтяного газа (ПНГ) для внутренних нужд

[20] Правила промышленной безопасности

[21] Правила промышленной безопасности

Факельное сжигание на площадке нефтепромысла, которое практикуется в настоящее время, не требует дополнительных инвестиций и является привлекательным с экономической точки зрения

Сценарий 3 (Комбинация G3+G8, P4, O5): Использование на месте для генерирования энергии

На Еты-Пуровском нефтяном месторождении электричество поставляется из энергосистемы. Строительство оборудования для выработки электроэнергии является неэкономичным по причине низкого спроса на электроэнергию на данной территории, поэтому сценарий использования на месте для генерирования энергии (Сценарий G3) не может быть реализован.

Сценарий 4 (Комбинация G4+G8, P4, O5): Использование на месте для производства СПГ

На Еты-Пуровском нефтяном месторождении или любых других внутренних нефтяных месторождениях нет производства сжиженного природного газа (СПГ). Заводы по производству СПГ обычно располагаются в прибрежных регионах с целью экспортирования продукции в страны с СПГ инфраструктурой (например, экспорт в Японию с островов Сахалинской области в дальневосточном регионе). На территориях, не имеющих выхода к морю, трубопровод является единственным способом транспортировки, поскольку производство СПГ является слишком дорогим. Следовательно, не имеется возможности построить завод по производству СПГ на Еты-Пуровском нефтяном месторождении, расположенном внутри материка. Таким образом, сценарий использования на месте для производства сжиженного природного газа (СПГ) (Сценарий 4) не может быть реализован.

Сценарий 5 (Комбинация G6+G8, P1, O5): Строительство газоперерабатывающего завода

Строительство газоперерабатывающего завода требует огромных инвестиций. С учетом того, что объемы добычи попутного газа будут снижаться, этот сценарий не является экономически привлекательным.

Сценарий 6 (Комбинация G6+G8, P5, O5): Подача извлеченного газа в газопровод без переработки
=деятельность по проекту

Сценарий 6 является желательным сценарием, поскольку обеспечивает рациональное использование извлеченного газа с помощью существующей инфраструктуры, такой как газопровод для попутного газа, компрессорная станция, газоперерабатывающий завод и трубопровод для продуктов газопереработки.

«Газпром нефть» проанализировало технические, экономические и финансовые аспекты деятельности по проекту на основании следующих параметров:
- Общий прогнозируемый объем добычи попутного газа
  Количество извлеченного газа и количество потребления на месте, составляющее 0.4% от объема добычи
- Согласованная цена на доставку извлеченного газа
  Поскольку она основана на объеме попутного газа, низшая теплотворная способность извлеченного газа является ссылочной информацией.
- Капитальные затраты (CAPEX)
  Основная часть капиталовложений - трубопровод

- Эксплуатационные затраты (OPEX)
  Эксплуатационные затраты включают заработную плату, транспортные расходы и другие расходы,

И был сделан вывод, что прибыльности сценария 6 (=деятельность по проекту) недостаточно для обоснования требуемых инвестиций, поскольку внутренняя норма доходности инвестиций (IRR) в газопровод является отрицательной величиной (IRR < 0).
Таким образом, этот сценарий не является экономически привлекательным.

Сценарий 7 (Комбинация G9+G8, P3, O5):

Строительство инфраструктуры для производства полезной продукции требует огромных инвестиций. Кроме того, площадка проекта, являющаяся очень малонаселенной территорией, не является подходящей для производства полезной продукции.

	Комбинация	Юридический аспект	Экономическая привлекательность	Вывод
Сценарий 1	G1 + G8, P4, O5	Не разрешен по причинам безопасности	Привлекателен	
Сценарий 2	G2 + G8, P4, O5	Возможен	Привлекателен	Сценарий базовой линии (текущая практика)
Сценарий 3	G3 + G8, P4, O5	Возможен	Не привлекателен	
Сценарий 4	G4 + G8, P4, O5	Возможен	Не привлекателен	
Сценарий 5	G6 + G8, P1, O5	Возможен	Не привлекателен	
Сценарий 6	G6 + G8, P5, O5	Возможен	Не привлекателен	Деятельность по проекту
Сценарий 7	G9 + G8, P3, O5	Возможен	Не привлекателен	

Исходя из вышеизложенного, без осуществления деятельности по проекту естественной тактикой было бы продолжать текущую эксплуатацию существующей нефтегазовой инфраструктуры без переработки любого извлеченного газа и/или газа для газлифта и без каких-либо других существенных изменений, потребляя газ для местных нужд и сжигая оставшуюся часть на факельных установках (сценарий 2), поскольку это самый экономически привлекательный сценарий, разрешенный законом. Поскольку энергетическая потребность на месте составляет около 0.4% от общего объема извлеченного попутного газа[22], очень большая часть газа будет сжигаться на факельных установках.

Следовательно, продолжение потребления на месте и факельное сжигание оставшейся части (сценарий 2) является сценарием базовой линии.

(4) Этап 4: Анализ устоявшейся практики

Официальные данные показывают, что в России на факельных установках сжигается до 15 миллиардов кубических метров газа в год, а Информационная служба спутниковых данных Национального управления по исследованию океанов и атмосферы (NOAA) оценивает объем факельного сжигания в размере 60 миллиардов кубических метров в год. В течение последних двенадцати лет некоторые страны имеют постоянную тенденцию к снижению

[22] Потребление попутного нефтяного газа (ПНГ) для внутренних нужд

факельного сжигания газа, в то время как Россия увеличила объем факельного сжигания газа приблизительно на 10 миллиардов кубических метров.[23]

Как правило, нефтяные месторождения в России находятся на обширных малонаселенных территориях, отдаленных от газового рынка. Также они имеют плохой доступ к существующей инфраструктуре, такой как трубопроводная сеть или электростанции. Такая ситуация ведет к увеличению себестоимости строительства оборудования, такого как трубопровод и др.

Кроме того, цены на газ на российском внутреннем рынке исторически являются слишком низкими для того, чтобы стимулировать инвестиции, необходимые для увеличения утилизации попутного газа. Входная цена на сырой попутный газ является очень низкой, составляя менее чем 10% от спотовой цены на природный газ на узле Хенри Хаб, которая обычно является базовым индексом цен на газ на мировом рынке. Также низкой является даже цена на очищенный сухой газ.

Высокая себестоимость строительства и низкая цена на газ являются факторами, затрудняющими использование попутного газа.

Исходя из этой ситуации, устоявшейся практикой в России является продолжение факельного сжигания газа.

Существуют несколько нефтяных месторождений, на которых попутный газ извлекается, транспортируется на газоперерабатывающий завод, и продукты газопереработки используются. Такие инфраструктуры были построены в период существования Советского Союза, когда не было такого строгого подхода к технико-экономическому обоснованию строительства трубопроводов. Поскольку экономические предпосылки являются различными, такие проекты нельзя сравнивать исходя из критериев текущей устоявшейся практики.

(5) Вывод

На основе анализа этапа 1, этапа 2, этапа 3 и этапа 4, сценарием базовой линии является продолжение потребления газа на месте и факельное сжигание оставшейся части (Сценарий 2)

[23] Статистический отчет за двенадцать лет национальных и глобальных показателей объемов факельного сжигания газа от 30 мая 2007 г. Глобальные расчеты факельного сжигания газа, Группа по наблюдениям за Землей, Национальный центр геофизических данных (NGDC), Информационная служба спутниковых данных Национального управления по исследованию океанов и атмосферы (NOAA)

B.2. Описание того, как антропогенные выбросы парниковых газов от источников сокращаются ниже уровня тех выбросов, которые имели бы место в отсутствие проекта СО:

>>

Для демонстрации того, как антропогенные выбросы парниковых газов от источников сокращаются ниже уровня тех выбросов, которые имели бы место в отсутствие проекта СО, были проведены инвестиционный анализ и анализ выбросов парниковых газов путем сравнения сценария базовой линии и проектного сценария.

(1) Инвестиционный анализ

23 апреля 2008 г. Было проведено заседание Инвестиционного Комитета. Деятельность по проекту была одобрена для реализации с учетом следующего[24]:
- После анализа технических, экономических и финансовых аспектов строительства газопровода был сделан вывод, что прибыльности проекта недостаточно для обоснования требуемых инвестиций.
- Проект может быть приемлемым в соответствии со Статьей 6 Киотского Протокола, и в результате него могут создаваться ЕСВ путем сокращения выбросов значительного количества парниковых газов. Инвестиционный Комитет пришел к выводу, что с учетом прибыли от продажи ЕСВ прибыльность проекта можно значительно улучшить.
- Возможность реализации проекта в соответствии с правилами Киотского Протокола была изучена, и реализация проекта в рамках Киотского Протокола была признана практически осуществимой.

(2) Анализ выбросов парниковых газов

В сценарии базовой линии попутный газ сжигался бы на факельных установках, выделяя CO2 и несгоревший метан. Для соблюдения принципа консервативности показателей такой несгоревший метан не принимается во внимание. В проектном сценарии выброс CO2 будет происходить в процессе транспортировки и в процессе переработки газа. Неконтролируемый выброс метана также принимается во внимание.
Данные по выбросам при сценарии базовой линии и выбросам при проектном сценарии (с августа 2009 г. по декабрь 2012 г.) приведены в таблице ниже. Подробный расчет описан в разделе D и разделе E.

(в тоннах CO2)

		Выброс при сценарии базовой линии	Выброс при проектном сценарии с учетом утечек
Выброс CO2 в результате факельного сжигания газа		3,560,717	
Выброс CO2 в результате транспортировки попутного газа	Потребление попутного газа		0
	Потребление электричества из энергосистемы		450,850
Всего		3,560,717	450,850

[24] Протокол заседания Инвестиционного Комитета, состоявшегося в апреле 2008 года

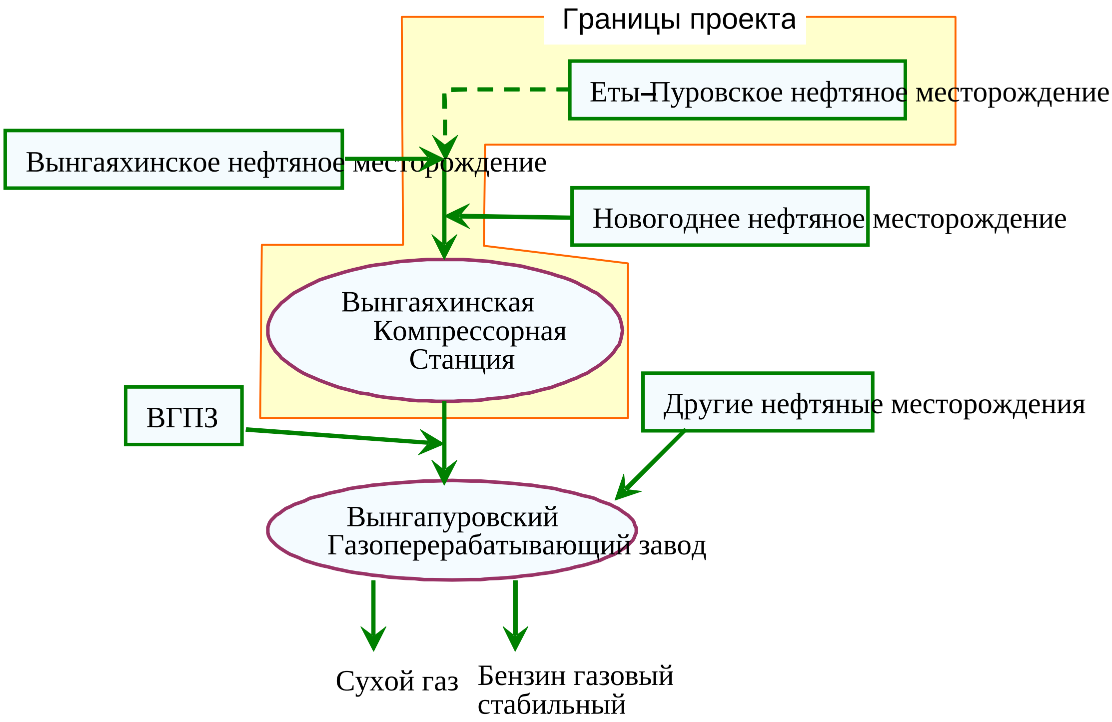
Исходя из вышеизложенного, антропогенные выбросы парниковых газов от источников сокращаются до уровня ниже того, который был бы в отсутствие проекта СО.

B.3. Описание того, как определение границ проекта применимо к данному проекту:

>>

(1) Границы проекта

Границы проекта определены как Еты-Пуровское нефтяное месторождение и вспомогательный трубопровод для попутного газа, идущий к месту соединения с трубопроводом, находящийся под контролем участников проекта.



(2) Источник выброса

(a) Еты-Пуровское нефтяное месторождение

Одним из источников выброса CO_2 в результате деятельности по проекту является выброс CO_2 при извлечении и транспортировке попутного газа на Еты-Пуровском нефтяном месторождении. В состав источников выбросов входят[25]:

- Коллектор конденсата № 1, включая узлы запорной арматуры № 1 и № 2 (блок питания с трансформатором 40кВа)
- Коллектор конденсата № 2, включая узлы запорной арматуры № 4 and № 5 (блок питания с трансформатором 40кВА)
- Коллектор конденсата № 3 включая узлы запорной арматуры № 11 and № 12 (блок питания с трансформатором 40кВА)
- Узел запуска и приема СОД SH1 (блок питания с трансформатором 40кВА)
- Узел запуска и приема СОД SH3 (блок питания с трансформатором 25кВА)
- Узел запуска СОД SH4 (блок питания с трансформатором 25кВА)
- Узел запорной арматуры №10 (блок питания с трансформатором 25кВА)
- Узел запуска и приема СОД SH5 (блок питания с трансформатором 40кВА)

[25] Проектная Документация – Ноябрьскнефтегаз

Годовое потребление электроэнергии составляет 990 000 кВтч, что по расчетам эквивалентно порядка 1 500 тоннам выбросов CO2.

(b) Вынгаяхинская Компрессорная Станция
Другим источником выброса CO2 в сценарии по проекту является использование электроэнергии для транспортировки попутного газа на Вынгаяхинскую Компрессорную Станцию. Выбросы должны составить около 0.5 миллионов тонн за период с августа 2009 г. по декабрь 2012 г. и 0.2 миллионов тонн за период с 2013 г. по 2020 г.

B.4. Прочая информация о базовой линии, включая дату установки базовой линии и имя (имена)/ название физического (физических)/ юридического (юридических) лица (лиц), установивших базовую линию:

>>

Нижеуказанное лицо принадлежит тому же юридическому лицу компании Ниппон Ойл (Nippon Oil), указанному в Приложении I

21 мая 2009
Синичи Цучида (Shinichi Tsuchida),
Руководитель
Отдела охраны окружающей среды и безопасности,
«Ниппон Ойл Корпорейшн»
3-12, Ниси-Симбаси 1-чоме, Минато-ку, Токио
105-8412, Япония
Телефон: 81-3-3502-1128
Факс: 81-3-3502-9393
Эл почта: yety@eneos.co.jp

РАЗДЕЛ C. Длительность проекта / кредитный период

C.1. Дата начала проекта:

>>

1 апреля 2009 г.

C.2. Предполагаемый срок эксплуатации проекта:

>>

Приблизительно 20 лет

C.3. Продолжительность кредитного периода:

>>

3 года и 5 месяцев (август 2009 – декабрь 2012) и далее, если будет разрешено

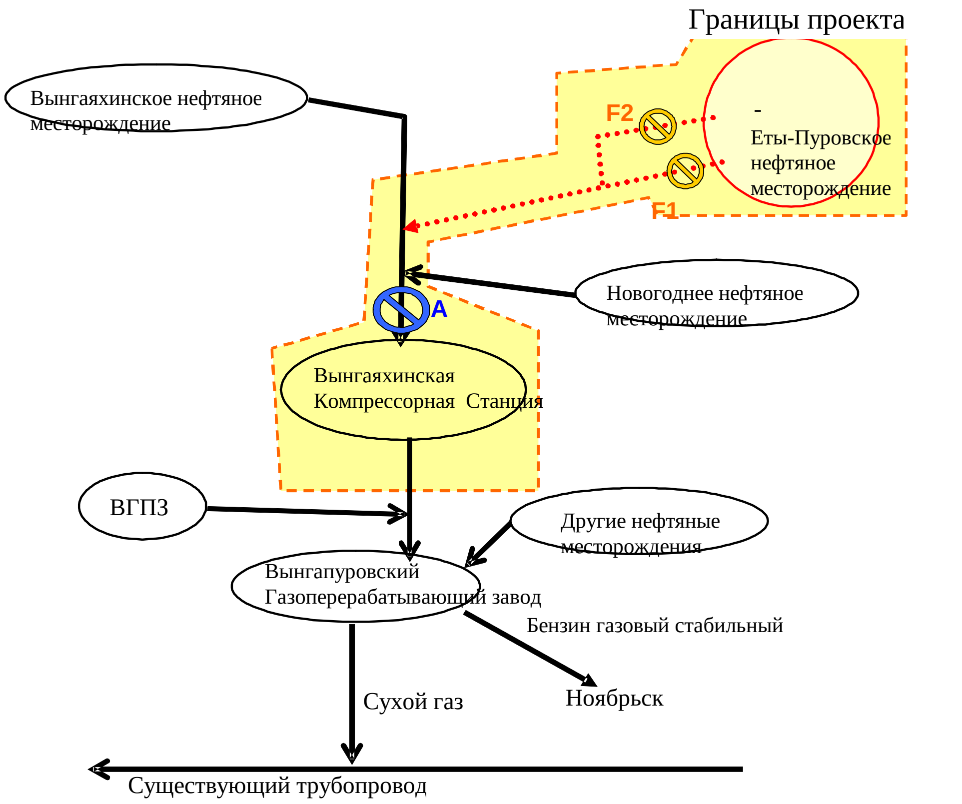
РАЗДЕЛ D. План мониторинга

D.1. Описание выбранного плана мониторинга:

>>

План мониторинга основан на методологии мониторинга AM0009 версия 4: "Извлечение и утилизация газа из нефтяных скважин, который иначе был бы сожжен на факельных установках или выброшен в атмосферу».

Точка измерения базовой линии - это выход с нефтяного месторождения, что является отклонением от методологии. Причины:
- поскольку не существует системы измерений при добыче на собственных точках потребления, на выходе с нефтяного месторождения используется надежная система измерений.
- даже если точкой измерения является выход с нефтяного месторождения, влияние на ECB отсутствует или игнорируется, поскольку объем внутреннего потребления на Еты-Пуровском нефтяном месторождении, который равен приблизительно 0,4% от общего объема попутного газа 26, вычитается из базовой линии выбросов.
- На Еты-Пуровском нефтяном месторождении внутреннее использование попутного газа в основном обусловлено добычей сырой нефти, которая происходила бы даже при отсутствии деятельности по проекту. Только небольшая часть попутного газа потребляется исключительно в целях деятельности по проекту (отделение газа). Поэтому можно считать, что объем попутного газа на выходе нефтяного месторождения равен объему, который был бы сожжен на факельных установках при реализации сценария базовой линии. Поэтому можно сказать, что объем выбросов, рассчитанный на основании объема попутного газа на выходе нефтяного месторождения, представляет собой базовую линию выбросов.



Еты-Пуровское нефтяное месторождение включает в себя две линии, поэтому точка измерения попутного газа разделена на точки F1 и F2 (отклонение от методологии).

Выброс CO2 на Вынгаяхинской компрессорной станции происходит при использовании электроэнергии для транспортировки попутного газа. В соответствии с методологией, он учитывается.

D.1.1. Вариант 1 – Мониторинг выбросов по проектному сценарию и по сценарию базовой линии:

D.1.1.1. Собранные данные для контроля выбросов по проекту и порядок хранения этих данных:								
Идентификационный номер (*просьба использовать номера для облегчения перекрестных ссылок с D.2.)*	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	измеренный (m), подсчитанный(c), оцененный (e)	Частота проведения регистрационных записей	Часть данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/на бумажном носителе)	Комментарии
1. $FC_{i,oilfield,\ y}$	масса	Количество органического топлива, использованного на нефтяном месторождении в результате деятельности по проекту	т	m, c или e	ежегодно	100%	электронный	Измерение при помощи, например, счетчика Кориолиса
2. $w_{C,i,oilfield,y}$	массовая доля продукта сгорания топлива типа i	Рассчитана на основании данных об измерении состава топлива типа i или использования значения «по умолчанию»	(тонны С/ тонны топлива)	m, c или e	ежемесячно	100%	электронный	Измерение при помощи, например, хроматографа
3. $EC_{P,i,oilfield,\ y}$	электроэнергия	Электроэнергия, использованная конкретно на транспортировку попутного газа	МВтч	e	постоянно	100%	электронный	Оценено на основании цифр спецификации
4. $EF_{EL,oilfield,\ y}$	коэффициент выбросов	коэффициент выброса CO2 при потреблении электроэнергии, поставленной из	Тонны CO2/МВтч	c	ежегодно	x%	на бумажном носителе	

		внешних источников на Еты-Пуровское нефтяное месторождение						
5-1. $V_{F1,y}$	объем	Количество попутного газа, извлеченного на Еты-Пуровском нефтяном месторождении в точке F1	м3	m	постоянно	100%	электронный	Измерение при помощи диафрагменного счетчика (DKS-0, 6-300)
5-2. $V_{F2,y}$	объем	Количество попутного газа, извлеченного на Еты-Пуровском нефтяном месторождении в точке F2	м3	m	постоянно	100%	электронный	Измерение при помощи ультразвукового счетчика (Panametrics GM 868)
6. $V_{A,y}$	объем	Количество попутного газа, поставленного на Вынгаяхинскую Компрессорную Станцию измеренного в точке А	м3	m	постоянно	100%	электронный	Измерение при помощи диафрагменного счетчика (Flo Boos 407)
7. $w_{C,i,CS,y}$	массовая доля продукта сгорания топлива типа i	Рассчитано на основании данных измерения Состава топлива типа i или с использованием значений «по умолчанию»	(т. С / т. топлива)	m,c или e	ежемесячно	100%	электронный	Измерение при помощи, например, газового хроматографа
8. $FC_{i,CS,y}$	масса	Количество другого ископаемого топлива, использованного на Вынгаяхинской Компрессорной Станции для транспортировки попутного газа. fuel consumed at the	т.	m или c	ежегодно	100%	электронный	Измерение при помощи счетчика Кориолиса
9. $EC_{PJ,CS,y}$	Электроэнергия	Электроэнергия, поставленная на Вынгаяхинскую Компрессорную	МВтч	m	постоянно	100%	электронный	Измерение при помощи электросчетчиков

		Станцию из внешних источников для транспортировки попутного газа						
10. $EF_{EL,CS,y}$	Коэффициент выбросов	Коэффициент выбросов CO2 при потреблении электроэнергии, поставленной на Вынгаяхинскую Компрессорную Станцию из внешних источников	т.CO2/МВтч	с	ежегодно	x%	на бумажном носителе	В соответствии с «Инструментом для расчета выбросов CO2, предусмотренных проектом, или утечек CO2 при сгорании ископаемого топлива»

D.1.1.2. Описание формул, используемых для оценки выбросов, предусмотренных проектом (для каждого газа, источника и т.п.; в единицах CO_2 -эквивалента):

>>

Выбросы, предусмотренные проектом, рассчитываются следующим образом:

$$PE_y = PE_{CO2,\ fossilfuels,\ y} + PE_{CO2,elec,y}$$

при этом:

$$PE_{CO2,\ fossilfuels,\ y} = PE_{CO2,\ fossilfuels,\ oilfield,\ y} + PE_{CO2,\ fossilfuels,\ CS,\ y}$$

$$PE_{CO2,elec,y} = PE_{CO2,EC,oilfield,\ y} + PE_{CO2,EC,\ CS,\ y}$$

где:

$PE_{CO2,\ fossilfuels,\ y}$ - выбросы CO2 в результате сжигания ископаемого топлива для извлечения, предварительной обработки, транспортировки и, если применимо, компремирования извлеченного газа.

$PE_{CO2,elec,y}$ выбросы CO2 в результате использование электроэнергии для извлечения, предварительной обработки, транспортировки, если применимо, компремирования извлеченного газа.

$PE_{CO2,\ fossil\ fuels,\ oil\ field,y}$ - выбросы CO_2 в результате сжигания ископаемого топлива отличные от извлеченного газа в результате деятельности по проекту на Еты-Пуровском нефтяном месторождении в течение периода y в тоннах CO_2. Этот параметр рассчитывается на основании формулы, приведенной в пункте (2) ниже.

$PE_{CO2,\ fossilfuel,CS\ y}$ - выбросы CO_2 в результате сжигания ископаемого топлива отличные от попутного газа, полученного в результате деятельности по проекту на Вынгаяхинской Компрессорной Станции в течение периода y в тоннах CO_2 . Этот параметр рассчитывается на основании формулы, приведенной в пункте (4) ниже.

$PE_{CO2,\ EC,\ oilfield,\ y}$ - выбросы CO_2 при потреблении электроэнергии, получаемой из энергосистемы в течение периода y в тоннах CO_2, которая используется специально для транспортировки попутного газа на Еты-Пуровском нефтяном месторождении. Этот параметр рассчитывается на основании формулы, приведенной в пункте (3) ниже.

$PE_{CO2,\ EC,\ CS,\ y}$ выбросы CO_2 в результате потребления электроэнергии из энергосистемы для деятельности по проекту на Вынгаяхинской Компрессорной Станции в течение периода y в тоннах CO_2 Этот параметр рассчитывается на основании формулы, приведенной в пункте (5) ниже.

(1) выбросы CO2 от использования попутного газа в качестве источника топлива на нефтяном месторождении.

Предполагается, что попутный газ, добытый, но не экспортированный через трубопровод, выбрасывается в виде CO_2, посредством потребления на месте, включая сжигание топлива для извлечения, что составляет примерно 0.4% от объема добычи[27]. Такое потребление на месте уже вычитается из выбросов базовой линии, поскольку выбросы базовой линии основаны на объеме газа, который контролируется на выходе с месторождения в точках F1 и F2, как разъяснено в разделе D1. Поэтому только выбросы CO2 в результате использования иного ископаемого топлива и потребления электроэнергии от энергосистемы для транспортировки попутного газа являются выбросами CO2, предусмотренными по проекту на Еты-Пуровском нефтяном месторождении

(2) Выбросы CO2 в результате использования иного ископаемого топлива на нефтяном месторождении.

В соответствии с «Инструментом для расчета выбросов CO2, предусмотренных проектом, и утечек, вызванных сжиганием ископаемого топлива» выбросы CO_2 на нефтяном месторождении могут быть определены следующим образом:

$$PE_{CO2,\,fossilfuels,oilfield,y} = \sum_i FC_{i,oilfield,y} \cdot COEF_{i,oilfield,y}$$

при этом:

$COEF_{i,oilfield,y} = w_{Ci,oilfield,y} * 44/12$

где:

$PE_{CO2, fossil fuels, oil field,y}$	выбросы CO_2 , вызванные потреблением ископаемого топлива, отличного от извлеченного газа в результате деятельности по проекту на Еты-Пуровском нефтяном месторождении в течение периода у в тоннах CO_2
$FC_{i,oilfield, y}$	- количество топлива типа i , сожженного на Еты-Пуровском нефтяном месторождении в результате деятельности по проекту в течение года у
$COEF_{i,oilfield,y}$	- коэффициент выбросов CO_2 от использования топлива типа i в течение года у, который рассчитывается на основании состава
i	типы топлива, сжигаемого на Еты-Пуровском нефтяном месторождении в результате деятельности по проекту в течение у
$w_{C,i,,oilfield,y}$	- средневзвешенная массовая доля продуктов сжигания топлива типа i в течение года у (т.С / т. топлива)

Since $PE_{CO2, fossil fuels, oil field,y}$ - любое топливо, купленное у внешних поставщиков в случае необходимости, не учитывается в расчетах. Основная цель данных - готовность к чрезвычайным ситуациям.

(3) Выбросы CO2 в результате потребления электроэнергии от энергосистемы

В соответствии с «Инструментом для расчета выбросов по базовой линии, выбросов, предусмотренных проектом и/или утечек, вызванных потреблением электроэнергии», выбросы CO_2 на нефтяном месторождении в результате потребления электроэнергии от энергосистемы, могут быть определены следующим образом:

$$PE_{CO2,EC,oilfield,y} = EC_{PJ,Oilfield,y} * EF_{EL,oilfield,y} * (1 + TDL_{j,y})$$

где:

$PE_{CO2, EC, oilfield, y}$	- выбросы CO_2 при потреблении электроэнергии из энергосистемы в течение периода у в тоннах CO_2, которая используется только для транспортировки попутного газа на Еты-Пуровском нефтяном месторождении.

$EC_{PJ,Oilfield,\ y}$	I- количество электроэнергии от энергосистемы в течение периода у в кВтч, которая используется только для транспортировки попутного газа на Еты-Пуровском нефтяном месторождении. Поскольку измерения ведутся маленькими приборами, каждый из которых трудно проконтролировать, для расчета будут использоваться цифры «по умолчанию» на основании цифр, указанных в спецификации. Это будет 990,000 кВт в год, что равно 1,544 тонн CO2, когда начнется деятельность по проекту. Цифра будет скорректирована в соответствии с изменением состава оборудования.
$EF_{EL,oilfield,\ y}$	- коэффициент выбросов CO_2 при потреблении электроэнергии из энергосистемы, поставляемой на Еты-Пуровское нефтяное месторождение, который измеряется в тоннах CO_2/МВт. Поскольку трудно оценить соответствующую информацию для расчета коэффициента выбросов CO2 будет применяться по умолчанию коэффициент 1.3 тCO2/МВтч в соответствии с «инструментом для расчета выбросов базовой линии, выбросов, предусмотренных по проекту и/или утечек, вызванных потреблением электроэнергии».
$TDL_{j,y}$	Средние технические потери при передаче и распределении в результате предоставления электроэнергии источнику в течение года y. Поскольку трудно оценить соответствующую информацию, будет применяться коэффициент по умолчанию 20% в соответствии с «инструментом для расчета выбросов базовой линии, выбросов, предусмотренных по проекту и/или утечек, вызванных потреблением электроэнергии».

(4) выбросы CO_2 вызванные транспортировкой попутного газа на Вынгаяхинскую Компрессорную Станцию в результате использования ископаемого топлива.

Выбросы CO_2 на Вынгаяхинской Компрессорной Станции, вызванные потреблением ископаемого топлива, могут происходить в случае аварийных ситуаций. Предполагается, что ископаемое топливо будет потребляться пропорционально количеству попутного газа, поставленного на Вынгаяхинскую Компрессорную Станцию. Поэтому часть выбросов CO2, возникших в результате деятельности по проекту, может быть рассчитана пропорционально количеству. В соответствии с «Инструментом для расчета выбросов CO2, предусмотренных по проекту или утечек, вызванных сжиганием ископаемого топлива», выбросы CO2 в ходе транспортировки, возникшие в результате использования иного ископаемого топлива, могут быть определены следующим образом:

$$PE_{CO2,fossilfuel,CS,y} = \frac{(V_{F1,y} + V_{F2,y})}{V_{A,y}} \cdot \sum_i FC_{i,CS,y} \cdot COEF_{i,CS,y}$$

при этом

$$COEF_{i,CS,y} = w_{Ci,CS,y} * 44/12$$

где:

$PE_{CO2,\ fossilfuel,CS\ y}$	- выбросы CO_2, возникшие в результате потребления ископаемого топлива отличного от попутного газа в результате деятельности по проекту на Вынгаяхинской компрессорной станции в течение периода y в тоннах CO_2
$V_{F1,\ y}$	- объем газа, извлеченного на Еты-Пуровском нефтяном месторождении и замеренного в точке F1 на рисунке в разделе D в течение периода y в $м^3$.
$V_{F2,\ y}$	объем газа, извлеченного на Еты-Пуровском нефтяном месторождении и замеренного в точке F2 на рисунке в разделе D в течение периода y в $м^3$.
$V_{A,\ y}$	- объем попутного газа, поставленного на Вынгаяхинскую компрессорную станцию, который замеряется в точке A на рисунке в разделее D в течение периода y в $м^3$.
$FC_{i,CS,\ y}$	- количества топлива типа i , сожженного в ходе деятельности по проекту на Вынгаяхинской Компрессорной Станции в течение года y
$COEF_{i,CS,y}$	- коэффициент выбросов CO_2 топлива типа I в течение года y
$w_{C,i,,CS,y}$	- средневзвешенная массовая доля продуктов сгорания топлива типа i в течение года y (тонны C / тонны топлива)
i	- типы топлива, сожженного на Вынгаяхинской Компрессорной Станции в ходе деятельности по проекту в течение y

Поскольку $PE_{CO2,\ fossilfuel,CS\ y}$ является любым топливом, закупленным у внешних поставщиков в случае аварийной ситуации, оно не учитывается в расчетах. Основная цель данных - готовность к аварийной ситуации.

(5) Выбросы CO_2 в ходе транспортировки в результате использования электроэнергии от энергосистемы.

Электроэнергия из энергосистемы используется для транспортировки попутного газа на Вынгаяхинскую компрессорную станцию. Предполагается, что электроэнергия от энергосистемы будет потребляться пропорционально количеству попутного газа, поставленного на Вынгаяхинскую компрессорную станцию. Поэтому часть выбросов CO2, возникших в результате деятельности по проекту, может быть рассчитана пропорционально количеству. В соответствии с «Инструментом для расчета выбросов CO2 базовой линии, выбросов, предусмотренных по проекту и/или утечек, вызванных потреблением электроэнергии», выбросы CO2 в ходе транспортировки, возникшие в результате использования иного электроэнергии от энергосистемы, могут быть определены следующим образом:

$$PE_{CO2,EC,CS,y} = \frac{(V_{F1,y} + V_{F2,y})}{V_{A,y}} * EC_{PJ,CS,y} * EF_{EL,CS,y} * (1 + TDL_{j,y})$$

где:

$PE_{CO2, EC, CS, y}$	выбросы CO_2, возникшие по причине потребления электроэнергии от энергосистемы в результате деятельности по проекту на Вынгаяхинской компрессорной станции в течение периода y в тоннах CO_2
$V_{F1, y}$	объем газа, извлеченного на Еты-Пуровском нефтяном месторождении и замеренного в точке F1 на рисунке в разделе D в течение периода y в $м^3$.
$V_{F2, y}$	объем газа, извлеченного на Еты-Пуровском нефтяном месторождении и замеренного в точке F2 на рисунке в разделе D в течение периода y в $м^3$.
$V_{A, y}$	объем попутного газа, поставленного на Вынгаяхинскую компрессорную станцию, который замеряется в точке A на рисунке в разделее D в течение периода y в $м^3$.
$EC_{PJ,CS, y}$	объем количества электроэнергии из энергосистемы, потребленной в ходе деятельности по проекту на Вынгаяхинской компрессорной станции в течение периода y.
$EF_{EL,CS,y}$	коэффициент выбросов CO_2 при потреблении электроэнергии, поставленной из внешних источников на Вынгаяхинскую компрессорную станцию в тоннах выбросов CO_2/МВтч. Поскольку трудно оценить соответствующую информацию для расчета коэффициента выбросов CO2 будет использоваться коэффициент по умолчанию 1.3 тCO2/МВтч в соответствии с «инструментом для расчета выбросов базовой линии, выбросов, предусмотренных проектом и/или утечек, вызванных потреблением электроэнергии».
$TDL_{j,y}$	средние потери при технической передаче и распределении для предоставления электроэнергии источнику в течение года y. Поскольку трудно оценить соответствующую информацию, будет применяться коэффициент по умолчанию 20% в соответствии с «инструментом для расчета выбросов базовой линии, выбросов, предусмотренных проектом и/или утечек, вызванных потреблением электроэнергии»

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

Идентификационный номер (*просьба использовать номера для облегчения перекрестных ссылок с D.2.)*	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	измеренный (m), подсчитанный (c), оцененный (e)	Частота проведения регистрационных записей	Часть данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения данных (электронный/на бумажном носителе)	Комментарии
5-1. $V_{F1,y}$	Объем	Количество попутного газа, извлеченного на Еты-Пуровском нефтяном месторождении в точке F1	м3	m	постоянно	100%	Электронный	Измерение при помощи диафрагменного счетчика (DKS-0, 6-300)
5-2. $V_{F2,y}$	Объем	Количество попутного газа, извлеченного на Еты-Пуровском нефтяном месторождении в точке F2	м3	m	постоянно	100%	Электронный	Измерение ультразвуковым счетчиком
11-1.$NCV_{RG,F1,y}$	Состав и низшая теплотворная способность	Низшая теплотворная способность извлеченного газа рассчитывается на основании состава, измеренного в точке F1	% и ТДж/См3 (стандартный кубометр)	m, c	ежемесячно	100%	Электронный	Состав измеряется газовым хроматографом и рассчитывается теплотворная способность
11-2.$NCV_{RG,F2,y}$	Состав и низшая теплотворная способность	Низшая теплотворная способность извлеченного газа рассчитывается на основании состава, измеренного в точке F2	% и ТДж/См3	m, c	ежемесячно	100%	Электронный	Состав измеряется газовым хроматографом и рассчитывается теплотворная способность

D.1.1.4. Описание формул, используемых для оценки выбросов, предусмотренных базовой линией (для каждого газа, источника и т.п. в единицах CO_2 - эквивалента):

>>

(1) Выбросы CO_2

Выбросы, предусмотренные базовой линией на нефтяном месторождении, предполагают, что весь попутный газ превращается в CO_2 или посредством факельного сжигания или внутреннего потребления. В соответствии с AM0009 выбросы, предусмотренные базовой линией, рассчитываются на основании объема попутного газа в точке AF на рисунке D2-1, который может быть определен следующим образом:

$$BE_y = (V_{F1,y} * NCV_{RG,F1,y} + V_{F2,y} * NCV_{RG,F2,y}) * EF_{CO2,methane}$$

где:

BE_y	базовые выбросы в течение периода y в тоннах CO_2 -эквивалента.
$V_{F1,y}$	объем газа, извлеченного на Еты-Пуровском нефтяном месторождении и замеренного в точке F 1 на рисунке в разделе D в течение периода y в $м^3$.
$V_{F2,y}$	объем газа, извлеченного на Еты-Пуровском нефтяном месторождении и замеренного в точке F 2 на рисунке в разделе D в течение периода y в $м^3$.
$NCV_{RG,F1,y}$	низшая теплотворная способность извлеченного газа, измеренная в точке F1 в течение периода y (ТДж/См3)
$NCV_{RG,F2,y}$	низшая теплотворная способность извлеченного газа, измеренная в точке F2 в течение периода y (ТДж/См3)
$EF_{CO2,\ methane}$	коэффициент выбросов CO2 для метана (тCO2/ТДж)

Низшая теплотворная способность газа ($NCV_{RG,F1,y}$ и $NCV_{RG,F2,y}$) рассчитывается на основании измеренных составных данных, определенных по формулам:

$$NCV_{RG,F1,y} = \sum_i HC_{i,F1,y} \cdot NCV_{i,F1,y}$$

$$NCV_{RG,F1,y} = \sum_i HC_{i,F2,y} \cdot NCV_{i,F2,y}$$

$HC_{i,\ F1,\ y}$	состав газа с углеродным типом i (%) в точке F 1 на рисунке раздела D в течение периода y в $м^3$
$NCV_{i,F1,\ y}$	низшая теплотворная способность углеродов типа i в течение года y[28]
$HC_{i,\ F2,\ y}$	состав газа с углеродным типом i (%) в точке F 2 на рисунке раздела D в течение периода y в $м^3$
$NCV_{i,F2,\ y}$	низшая теплотворная способность углеродов типа i в течение года y

(2) Неконтролируемые выбросы метана

Неконтролируемые выбросы метана могут учитываться в ходе факельного сжигания, однако ради осторожности, они не принимаются во внимание.

D. 1.2. Вариант 2 – Прямой мониторинг сокращений выбросов по проекту (значения должны согласовываться с данными из раздела E):

Мониторинг основан на сценарии проекта и сценарии базовой линии и используется вариант 1. Поэтому вариант 2 не применяется.

D.1.2.1. Данные, подлежащие сбору для целей мониторинга сокращений выбросов по проекту и порядок их хранения:

Идентификационный номер (*просьба использовать номера для облегчения перекрестных ссылок с D.2.)*	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	измеренный (m), подсчитанный(c), оцененный (e)	Частота проведения регистрационных записей	Часть данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения данных (электронный/на бумажном носителе)	Комментарии

D.1.2.2. Описание формул, используемых для подсчета сокращений выбросов по проекту (для каждого газа, источника и т.п. выбросов/сокращений выбросов в единицах CO_2 эквивалента):

>>

D.1.3. Порядок проведения учета утечек в плане мониторинга:

D.1.3.1. Если применимо, просьба описать данные и род информации, которые будут собираться для осуществления мониторинга эффекта утечек по проекту:

Идентификационный номер (*просьба использовать номера*	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	измеренный (m), подсчитанный(c), оцененный (e)	Частота проведения регистрацион	Часть данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения данных (электронный/на	Комментарии

для облегчения перекрестных ссылок с D.2.)					ных записей		бумажном носителе)	

D.1.3.2. Описание формул, используемых для оценки утечек (для каждого газа, источника и т.п. в единицах CO_2 -эквивалента):

>>

Поскольку утечки не должны приниматься в расчет в соответствии с AM0009, версия 4, они не принимаются во внимание.

D.1.4. Описание формул, используемых для оценки сокращений выбросов, предусмотренных в проекте (для каждого газа, источника и т.п. выбросы/сокращения выбросов в единицах CO_2 -эквивалента):

>>

На основании раздела D1.1.2., сокращения выбросов в деятельности по проекту определяются следующей формулой:

$$ER_y = BE_y - PE_y = BE_y - (PE_{CO2,\ fossil\ fuels,\ oilfield,y} + PE_{CO2,\ EC,oilfield,\ y}) - (PE_{CO2\ fossil\ fuel,CS,y} + PE_{CO2,\ EC,\ CS,\ y})$$

где:

ERy	сокращение выбросов в течение периода y, (тCO2e)
BE_y	выбросы, предусмотренные базовой линией в течение периода y (тCO2e) Подробная формула для расчета приведена в разделе D.1.1.4.
PEy	выбросы, предусмотренные проектом в течение периода y, (тCO2e)
$PE_{CO2,\ fossil\ fuels,\ oil\ field,y}$	выбросы CO_2, вызванные потреблением ископаемого топлива, отличного от извлеченного газа, в силу деятельности по проекту на Еты-Пуровском нефтяном месторождении в течение периода y в тоннах CO_2 Подробная формула для расчета приведена в пункте (2) раздела D.1.1.2.
$PE_{CO2,\ EC,\ oilfield,\ y}$	выбросы CO_2, вызванные потреблением электроэнергии из энергосистемы, в течение периода y в тоннах CO_2, которая используется только для транспортировки попутного газа на Еты-Пуровском нефтяном месторождении. Подробная формула для расчета приведена в пункте (3) раздела D.1.1.2.

$PE_{CO2,\ fossilfuel,CS\ y}$	выбросы CO_2, вызванные потреблением ископаемого топлива отличного от попутного газа в результате деятельности по проекту на Вынгаяхинской компрессорной станции в течение периода y в тоннах CO_2 Подробная формула для расчета приведена в пункте (4) раздела D.1.1.2.
$PE_{CO2,\ EC,\ CS,\ y}$	выбросы CO_2, вызванные потреблением электроэнергии из энергосистемы в результате деятельности по проекту на Вынгаяхинской компрессорной станции в течение периода y в тоннах CO_2. Подробная формула для расчета приведена в пункте (5) раздела D.1.1.2.

D.1.5. Информация о сборе и учете данных о воздействии проекта на окружающую среду в соответствии с процедурами по требованию принимающей Стороны (там, где применимо):

>>

D.2. Процедуры контроля качества (QC) и гарантии качества (QA), предпринятые для мониторинга данных:

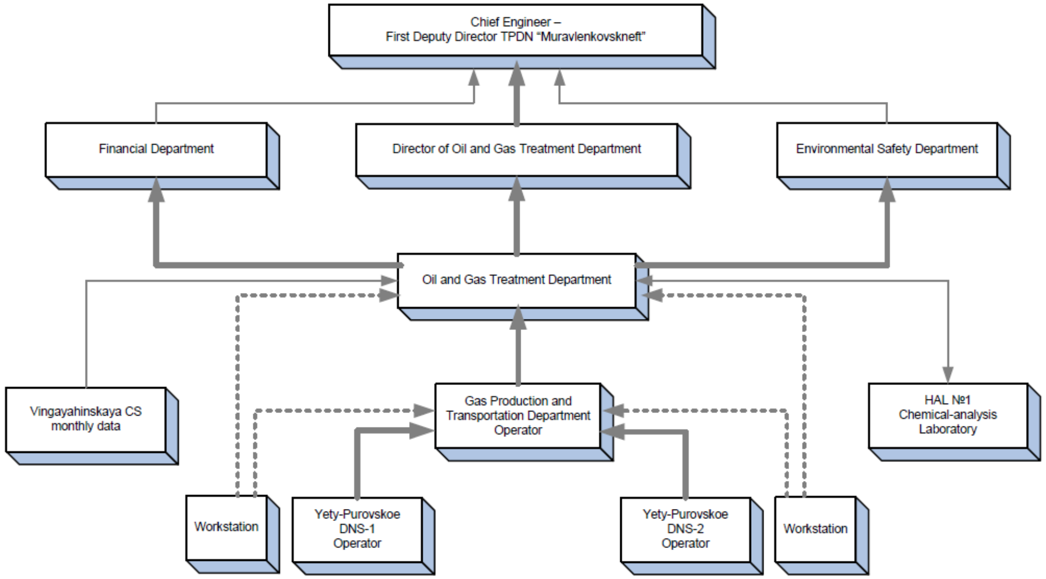
Данные (*укажите таблицу и идентификационный номер*)	Степень неопределенности данных (высокая/ средняя/низкая)	Объясните планируемые процедуры контроля качества/гарантии качества для этих данных, или почему в их проведении нет необходимости.
1. $FC_{i,oilfield,\ y}$	*Не применяется*	*Это для готовности к аварийным ситуациям.*
2-1. $w_{C,i,oilfield,y}$	*Не применяется*	*Это для готовности к аварийным ситуациям.*
2-2. $\rho_{i,oilfield,y}$	*Не применяется*	*Это для готовности к аварийным ситуациям*
3. $EC_{P,i,oilfield,\ y}$	*Не применяется*	*Используются показатели по умолчанию.*
4. $EF_{EL,oilfield,\ y}$	*Не применяется*	*Используются статистические данные и показатели по умолчанию*
5-1. $V_{F1,y}$	*низкая*	*Измерительное оборудование обслуживается в соответствии с государственными стандартами (ГОСТ 8586). Измеренный объем преобразуется в стандартные кубические метры с использованием показаний температуры и давления на момент измерения. При нормальной осмотрительности при установке и применении инструментов точность измерения потока постоянно выше ±1%*
5-2. $V_{F2,y}$	*низкая*	*Измерительное оборудование обслуживается в соответствии с государственными стандартами (ГОСТ 8586). Измеренный объем преобразуется в стандартные кубические метры с использованием показаний температуры и давления на момент измерения. При нормальной осмотрительности при установке и применении инструментов точность измерения потока постоянно выше ±1%*
6. $V_{A,y}$	*низкая*	*Измерительное оборудование обслуживается в соответствии с государственными стандартами (ГОСТ 8586). Поскольку это является коммерческим вопросом, оно будет проверяться государственными органами на соответствие государственным стандартам (ГОСТ 8563). Измеренный объем преобразуется в стандартные кубические метры с использованием показаний температуры и давления на момент измерения. При нормальной осмотрительности при установке и применении инструментов точность измерения потока постоянно выше ±1%*
7-1. $w_{C,i,CS,}$	*Не применяется*	*Это для готовности к аварийным ситуациям..*
7-2. $\rho_{i,CS,y}$	*Не применяется*	*Это для готовности к аварийным ситуациям..*
8. $FC_{i,CS,\ y}$	*Не применяется*	*Это для готовности к аварийным ситуациям.*
9. $EC_{PJ,CS,\ y}$	*low*	*Измерительное оборудование проверяется государственными органами в соответствии с государственными стандартами (ГОСТ).*
10. $EF_{EL,CS,y}$	*Не применяется*	*Применяются показатели по умолчанию*

11-1.$NCV_{RG,F1,y}$	*низкая*	*Измерительное оборудование обслуживается в соответствии с государственными стандартами (ГОСТ 8586) и проверяется государственными органами.*
11-2.$NCV_{RG,F2,y}$	*низкая*	*Измерительное оборудование обслуживается в соответствии с государственными стандартами (ГОСТ 8586) и проверяется государственными органами.*

D.3. Просьба описать операционную и управленческую структуру, которую исполнители проекта будут применять при реализации плана мониторинга:

>>

Операционная и управленческая структура мониторинга показана на этой странице. Для Персонала проводятся Курсы повышения квалификации как экстенсивный тренинг и работы по техническому обслуживанию[29].



D.4. Наименование лиц (юридических лиц), определяющих план мониторинга:

>>

Нижеуказанное лицо принадлежит тому же юридическому лицу компании Ниппон Ойл (Nippon Oil), указанному в Приложении I

Синичи Цучида,
Руководитель
Отдела охраны окружающей среды и безопасности
«Ниппон Ойл Корпорейшн»
3-12, Ниси-Симбаси 1-чоме, Минато-ку, Токио,
105-8412, Япония
Телефон: 81-3-3502-1128
Факс: 81-3-3502-9393
Эл почта: yety@eneos.co.jp

(Shinichi Tsuchida,
Chief Staff,
Environment and Safety Department,
Nippon Oil Corporation
3-12, Nishi-Shimbashi 1-chome, Minato-ku, Tokyo
105-8412, Japan
Telephone: 81-3-3502-1128
Fax: 81-3-3502-9393
E-mail: yety@eneos.co.jp)

РАЗДЕЛ E. Оценка сокращений выбросов парниковых газов

E.1. Расчетные выбросы, предусмотренные проектом:

>>

Выбросы, предусмотренные проектом, рассчитываются следующим образом:

$PE_y = PE_{CO2, fossilfuels, y} + PE_{CO2,elec,y}$

при этом

$PE_{CO2, fossilfuels, y} = PE_{CO2, fossilfuels, oilfield, y} + PE_{CO2, fossilfuels, CS, y}$

$PE_{CO2,elec,y}= PE_{CO2,EC,oilfield, y}+ PE_{CO2,EC, CS, y}$

где:

$PE_{CO2, fossilfuels, y}$ выбросы CO2, вызванные потреблением ископаемого топлива для извлечения, предварительной обработки, транспортировки и, если применимо, компремирования извлеченного газа.

$PE_{CO2,elec,y}$ выбросы CO2, вызванные использованием электроэнергии для извлечения, предварительной обработки, транспортировки и, если применимо, компремирования извлеченного газа.

$PE_{CO2, fossil fuels, oil field,y}$ выбросы CO_2, вызванные потреблением ископаемого топлива отличного от извлеченного газа в результате деятельности по проекту на Еты-Пуровском нефтяном месторождении в течение y в тоннах CO_2. Оценка выбросов приведена в пункте (2) ниже.

$PE_{CO2, fossilfuel,CS y}$ выбросы CO_2, вызванные потреблением ископаемого топлива отличного от извлеченного газа в результате деятельности по проекту на Вынгаяхинской компрессорной станции в течение периода y в тоннах CO_2 Формула для оценки выбросов приведена в пункте (4) ниже.

$PE_{CO2, EC, oilfield, y}$ выбросы CO_2, вызванные электроэнергией из энергосистемы в течением периода y в тоннах CO_2, которая специально используется для транспортировки попутного газа на Еты-Пуровском нефтяном месторождении. Формула для оценки выбросов приведена в пункте (3) ниже.

$PE_{CO2, EC, CS, y}$ выбросы CO_2, вызванные потреблением электроэнергии из энергосистемы в результате деятельности по проекту на Вынгаяхинской компрессорной станции в течение периода y в тоннах CO_2 Формула для оценки выбросов приведена в пункте (5) ниже.

(1) Выбросы CO2, вызванные использованием попутного газа в качестве источника топлива на нефтяном месторождении.

Предполагается, что попутный газ, добытый, но не экспортированный через трубопровод, выбрасывается в виде CO_2, посредством потребления на месте, включая сжигание топлива для извлечения, что уже вычитается из выбросов базовой линии, поскольку выбросы базовой линии основаны на объеме газа, который контролируется в точках F1 и F2.

(2) Выбросы CO2, вызванные потреблением других видов топлива на нефтяном месторождении ($PE_{CO2, fossil fuels, oil field,y}$)

По общим условиям эксплуатации другие виды топлива в деятельности по этому проекту использоваться не будут. Поэтому в этой оценке они не учитываются.

(3) Выбросы CO2, вызванные потреблением электроэнергии, поставленной из внешних источников ($PE_{CO2, EC, oilfield, y}$)

Выбросы CO_2 на нефтяном месторождении в результате использования электроэнергии из энергосистемы, могут быть определены следующим образом:

$$PE_{CO2,EC,oilfield,y} = EC_{PJ,Oilfield,y} * EF_{EL,oilfield,y} * (1 + TDL_{j,y})$$

где:

$PE_{CO2, EC, oilfield, y}$	выбросы CO_2, вызванные электроэнергией из энергосистемы, потребленной в течение периода y в тоннах CO_2, которая специально используется для транспортировки попутного газа на Еты-Пуровском нефтяном месторождении.
$EC_{PJ,Oilfield, y}$	количество электроэнергии из энергосистемы в течение периода y в КВтч, которое специально используется только для транспортировки попутного газа на Еты-Пуровском нефтяном месторождении. Поскольку измерение производится на мелких приборах, каждый из которых трудно контролировать, для расчета используются показатели по умолчанию, основанные на цифрах спецификации. Это будет 990,000 кВтч в год, что эквивалентно 1,544 тонн CO2, когда начнется деятельность по проекту. Данный показатель будет корректироваться в соответствии с изменением состава оборудования.
$EF_{EL,oilfield, y}$	- коэффициент выбросов CO_2 при потреблении электроэнергии из энергосистемы, поставляемой на Еты-Пуровское нефтяное месторождение, которое измеряется в тоннах CO_2/МВт. Поскольку оценить соответствующею информацию для расчета коэффициента выбросов CO2 трудно, в соответствии с «инструментом для расчета выбросов базовой линии, выбросов, предусмотренных проектом и/или утечек от потребления электроэнергии» будет использоваться коэффициент по умолчанию 1.3 тCO2/МВт.
$TDL_{j,y}$	Средние технические потери при передаче и распределении в результате предоставления электроэнергии источнику в течение года y. Поскольку трудно оценить соответствующую информацию, будет применяться коэффициент по умолчанию 20% в соответствии с «инструментом для расчета выбросов базовой линии, выбросов, предусмотренных по проекту и/или утечек, вызванных потреблением электроэнергии».

В соответствии с общими условиями эксплуатации электроэнергия будет использоваться для этой деятельности по проекту только для эксплуатации нижеуказанного оборудования, потому что устьевое давление является достаточным для транспортировки попутного газа [30]. Поскольку измерение производится на мелких приборах, каждый из которых трудно контролировать, показатели по умолчанию, основанные на цифрах спецификации (990,000 кВт) используются как $EC_{PJ,Oilfield, y}$ при расчетах. Ниже приведен перечень оборудования, которое потребляет электроэнергию[31]

- Коллектор конденсата № 1, включая узлы запорной арматуры № 1 и № 2 (блок питания с трансформатором 40кВа)
- Коллектор конденсата № 2, включая узлы запорной арматуры № 4 and № 5 (блок питания с трансформатором 40кВА)
- Коллектор конденсата № 3, включая узлы запорной арматуры № 11 and № 12 (блок питания с трансформатором 40кВА)
- Узел запуска и приема СОД SH1 (блок питания с трансформатором 40кВА)
- Узел запуска и приема СОД SH3 (блок питания с трансформатором 25кВА)
- Узел запуска СОД SH4 (блок питания с трансформатором 25кВА)
- Узел запорной арматуры №10 (блок питания с трансформатором 25кВА)
- Узел запуска и приема СОД SH5 (блок питания с трансформатором 40кВА)

Что касается $EF_{EL,oilfield,\ y}$ (коэффициент выбросов CO2 при потреблении электроэнергии) для расчета по умолчанию используется коэффициент 1.3 тCO2/MВт и для $TDL_{j,y.}$ (средние технические потери при передаче и распределении в отношении энергопоставок) для расчета по умолчанию используется коэффициент 20%.

С 2009 г. по 2012 г.

(CO2 тонн)

Год	Выбросы
2009 (август)	644
2010	1,544
2011	1,544
2012	1,544
Итого	5,276
Средний показатель	1,544

С 2013г. по 2020 г.:

(CO2 тонн)

Год	Выбросы
2013	1,544
2014	1,544
2015	1,544
2016	1,544
2017	1,544
2018	1,544
2019	1,544
2020	1,544
Итого	12,352
Средний показатель	1,544

(4) Выбросы CO_2, вызванные транспортировкой попутного газа на Вынгаяхинскую компрессорную станцию в результате использования ископаемого топлива отличного от попутного газа ($PE_{CO2,\ fossilfuel,CS\ y}$)

Ископаемое топливо используется на Вынгаяхинской компрессорной станции только в аварийных ситуациях. Поэтому эти показатели не включаются в оценку выбросов, предусмотренных проектом.

(5) Выбросы CO_2, вызванные потреблением электроэнергии из энергосистемы в результате деятельности по проекту на Вынгаяхинской компрессорной станции ($PE_{CO2, EC, CS, y}$)

Электроэнергия из энергосистемы будет использоваться для транспортировки попутного газа на Вынгаяхинскую компрессорную станцию. Предполагается, что электроэнергия из энергосистемы будет использоваться пропорционально количеству попутного газа, поставленного на Вынгаяхинскую компрессорную станцию.

Выбросы CO_2, вызванные транспортировкой в результате использования электроэнергии из энергосистемы, могут быть определены следующим образом:

$$PE_{CO2,EC,CS,y} = \frac{(V_{F1,y} + V_{F2,y})}{V_{A,y}} * EC_{PJ,CS,y} * EF_{EL,CS,y} * (1 + TDL_{j,y})$$

где:

$PE_{CO2, EC, CS, y}$	- выбросы CO2, вызванные потреблением электроэнергии из энергосистемы в результате деятельности по проекту на Вынгаяхинской компрессорной станции в течение периода y в тоннах CO_2
$V_{F1, y}$	- объем газа, извлеченного на Еты-Пуровском нефтяном месторождении измеренного в точке F1 на рисунке раздела D в течение периода y в $м^3$.
$V_{F2, y}$	- объем газа, извлеченного на Еты-Пуровском нефтяном месторождении измеренного в точке F2 на рисунке раздела D в течение периода y в $м^3$.
$V_{A, y}$	- объем попутного газа, поставленного на Вынгаяхинскую компрессорную станцию, измеренного в точке A на рисунке раздела D в течение периода y в $м^3$.
$EC_{PJ,CS, y}$	- количество электроэнергии из энергосистемы, потребленной для деятельности по проекту на Вынгаяхинской компрессорной станции в течение периода y.
$EF_{EL,CS,y}$	- коэффициент выбросов CO_2 при потреблении электроэнергии, поставленной из внешних источников на Вынгаяхинскую компрессорную станцию в тоннах CO_2/МВт. Поскольку трудно оценить соответствующую информацию для расчета коэффициента выбросов CO2 будет применяться по умолчанию коэффициент 1.3 тCO2/МВтч в соответствии с «инструментом для расчета выбросов базовой линии, выбросов, предусмотренных по проекту и/или утечек, вызванных потреблением электроэнергии».
$TDL_{j,y}$	Средние технические потери при передаче и распределении в результате предоставления электроэнергии источнику в течение года y. Поскольку трудно оценить соответствующую информацию, будет применяться коэффициент по умолчанию 20% в соответствии с «инструментом для расчета выбросов базовой линии, выбросов,

предусмотренных по проекту и/или утечек, вызванных потреблением электроэнергии».

Примерно 174 кВтч было потреблено на компрессорной станции на 1 миллион м3 объема на входе попутного газа при устьевом давлении[32]. Это показатель рассчитан на основании динамических данных о потреблении электроэнергии на Вынгаяхинской компрессорной станции и объема на входе попутного газа при устьевом давлении, поставленного на Вынгаяхинскую компрессорную станцию в 2008 г. Поскольку первоначальные показатели являются конфиденциальными, они показаны только уполномоченному органу (DOE). Поэтому предполагается, что:

$EC_{PJ,CS,y} / V_{A,y}$ = 174 кВтч / миллион м3

Что касаетсяг $EF_{EL,CS,y}$ (коэффициент выбросов CO2 при потреблении электроэнергии) для расчета по умолчанию используется коэффициент 1.3 тCO2/Мвтч и для $TDL_{j,y.}$ (средние технические потери при передаче и распределении при энергопоставках) для расчета по умолчанию используется коэффициент 20% .
Расчетные данные по объему добычи попутного газа при объеме потребления на месте (0.4%) используются для предполагаемого объема ($V_{F1,y} + V_{F2,y}$). Поскольку первоначальные показатели являются конфиденциальными, они показаны только уполномоченному органу (DOE).

На основании вышеприведенных исходных данных выбросы CO2 , вызванные транспортировкой, оцениваются следующим образом:

С 2009г. по 2012г.

(CO2 тонн)

Год	Выбросы
2009 (август ~)	76,384
2010	152,768
2011	122,161
2012	94,261
Итого	445,574
Средний показатель	130,412

С 2013 г. по 2020 г.:

(CO2 тонн)

Год	Выбросы
2013	56,069
2014	39,817
2015	29,524
2016	21,940
2017	20,586
2018	18,961
2019	17,606
2020	16,523
итого	221,026
Средний	27,628

показатель	

(6) итого (1) ~ (5)

На основании (1)~(5), выбросы, предусмотренные проектом (PE_y), будут суммой $PE_{CO2,EC,oilfield, y}$(указанного в пункте (3)) и $PE_{CO2,EC, CS, y}$ (указанного в пункте (5)), которые могут быть рассчитаны следующим образом:

С 2009 г. по 2012г.

(CO2 тонн)

Год	Выбросы
2009 (август ~)	77,028
2010	154,312
2011	123,705
2012	95,805
итого	450,850
Средний показатель	131,956

С 2013 г. по 2020 г.:

(CO2 тонн)

год	выбросы
2013	57,613
2014	41,361
2015	31,068
2016	23,484
2017	22,130
2018	20,505
2019	19,150
2020	18,067
итого	233,378
Средний показатель	29,172

E.2. Расчетные утечки:

>>

Поскольку в соответствии с AM0009 версия 4 не требуется учитывать утечки, они не учитываются.

E.3. Сумма E.1. и E.2.:

>>

Сумма E1 и E2::

(CO2 тонн)

	E1	E2	итого
2009 (июль ~)	77,028	0	77,028

2010	154,312	0	154,312
2011	123,705	0	123,705
2012	95,805	0	95,805
итого	450,850	0	450,850
Средний показатель	131,956	0	131,956

С 2013 г. по 2020 г.:

(CO2 тонн)

	E1	E2	итого
2013	57,613	0	57,613
2014	41,361	0	41,361
2015	31,068	0	31,068
2016	23,484	0	23,484
2017	22,130	0	22,130
2018	20,505	0	20,505
2019	19,150	0	19,150
2020	18,067	0	18,067
итого	233,378	0	233,378
Средний показатель	29,172	0	29,172

E.4. расчетные выбросы базовой линии:

>>

Базовая линия деятельности по проекту:

$$BE_y = (V_{F1,y} * NCV_{RG,F1,y} + V_{F2,y} * NCV_{RG,F2,y}) * EF_{CO2,methane}$$

где:

BE_y	- выбросы базовой линии в течение периода y в тоннах CO_2 - эквивалента.
$V_{F1,y}$	- объем газа, извлеченного на Еты-Пуровском нефтяном месторождении и измеренного в точке F1 на рисунке раздела D в течение периода y в $м^3$.
$V_{F2,y}$	объем газа, извлеченного на Еты-Пуровском нефтяном месторождении и измеренного в точке F2 на рисунке раздела D в течение периода y в $м^3$.
$NCV_{RG,F1,y}$	- низшая теплотворная способность извлеченного газа, измеренная в точке F1 в течение периода y (ТДж/См3)
$NCV_{RG,F2,y}$	- низшая теплотворная способность извлеченного газа, измеренная в точке F1 в течение периода y (ТДж/См3)
$EF_{CO2,\ methane}$	коэффициент выбросов CO2 для метана (тCO2/ТДж)

Сведения о составе газа Еты-Пуровского нефтяного месторождения[33], которые являются конфиденциальными и были показаны только уполномоченному органу DOE, используются для расчета $NCV_{RG,F1,y}$ и $NCV_{RG,F2,y}$, которые могут рассчитываться как 43.86. $EF_{CO2, methane}$, указанное значение по методологии равно 49.55.

Расчетные данные по объему добычи попутного газа при объеме потребления на месте (0.4%) используются для предполагаемого объема ($V_{F1, y} + V_{F2, y}$). Поскольку первоначальные показатели являются конфиденциальными, они показаны только уполномоченному органу (DOE).

С использованием вышеуказанных сведений выбросы базовой линии могут быть рассчитаны следующим образом:

(CO2 тонн)

	Выбросы базовой линии
2009 (августт ~)	610,409
2010	1,220,817
2011	976,221
2012	753,270
итого	3,560,717
Средний показатель	1,042,161

С 2013г. по 2020 г.:

(CO2 тонн)

	Выбросы базовой линии
2013	448,066
2014	318,192
2015	235,938
2016	175,330
2017	164,507
2018	151,520
2019	140,697
2020	132,039
итого	1,766,289
Средний показатель	220,786

E.5. Разность E.4. и E.3., определяющая сокращение выбросов, предусмотренное проектом:

>>

На основании E3 и E4, сокращение выбросов может быть рассчитано следующим образом:

(CO2 тонн)

	E4	E3	Сокращение выбросов
2009 (август ~)	610,409	77,028	533,381
2010	1,220,817	154,312	1,066,505
2011	976,221	123,705	852,516

2012	753,270	95,805	657,465
итого	3,560,717	450,850	3,109,867
Средний показатель	1,042,161	131,956	910,205

С 2013г. по 2020 г.:

(CO_2 тонн)

	E4	E3	Сокращение выбросов
2013	448,066	57,613	390,453
2014	318,192	41,361	276,831
2015	235,938	31,068	204,870
2016	175,330	23,484	151,846
2017	164,507	22,130	142,377
2018	151,520	20,505	131,015
2019	140,697	19,150	121,547
2020	132,039	18,067	113,972
Итого	1,766,289	233,378	1,532,911
Средний показатель	220,786	29,172	191,614

E.6. Таблица, отражающая значения, полученные с использованием вышеприведенных формул:

>>

год	Расчетные выбросы, предусмотренные проектом (тонны CO_2-эквивалента)	Расчетные утечки (тонны CO_2 эквивалента)	Расчетные выбросы базовой линии (тонны CO_2 эквивалента)	Расчетные сокращения выбросов (тонны CO_2 эквивалента)
2009 (август ~)	77,028	0	610,409	533,381
2010	154,312	0	1,220,817	1,066,505
2011	123,705	0	976,221	852,516
2012	95,805	0	753,270	657,465
Итого (тонны CO_2 эквивалента)	450,850	0	3,560,717	3,109,867

С 2013 г. по 2020г.

год	Расчетные выбросы, предусмотренные проектом (тонны CO_2-эквивалента)	Расчетные утечки (тонны CO_2 эквивалента)	Расчетные выбросы базовой линии (тонны CO_2 эквивалента)	Расчетные сокращения выбросов (тонны CO_2 эквивалента)
2013	57,613	0	448,066	390,453
2014	41,361	0	318,192	276,831
2015	31,068	0	235,938	204,870
2016	23,484	0	175,330	151,846
2017	22,130	0	164,507	142,377
2018	20,505	0	151,520	131,015
2019	19,150	0	140,697	121,547
2020	18,067	0	132,039	113,972
Итого (тонны CO_2 эквивалента)	233,378	0	1,766,289	1,532,911

РАЗДЕЛ F. Воздействие на окружающую среду

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

>>

Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС) была проведена в соответствии с Федеральным законом об экологической экспертизе (1995г.) и Федеральным законом о защите окружающей среды (2001г.).

Требования ОВОС:
- она должна касаться строительства трубопровода попутного газа на каждом этапе, таком как предварительный монтаж, строительство, добыча и аварийные ситуации.
- предмет оценки - загрязнение воздуха, воды и наличие твердых отходов.

Возможные неблагоприятные воздействия на окружающую среду и меры по предотвращению таких воздействий:
- негативное воздействие на почву, воду и воздух, предполагаемое в ходе строительства и эксплуатации газопровода, поэтому все возможные меры для снижения такого негативного воздействия были надлежащим образом предусмотрены на этапе разработки проекта и были надлежащим образом реализованы в ходе строительства.
- Для минимизирования неблагоприятного воздействия на почву/растения и воздух в проекте используется комплекс технологических и технических решений, направленных в основном на повышение надежности эксплуатации и уменьшение утечек и пожароопасности. Временный результат загрязнения почвы и воздуха в ходе строительства газопровода предполагается от применения строительной техники.
- В ходе строительства и эксплуатации газопровода общество в максимальном объеме использовало земельные участки, выделенные для существующих сооружений, уменьшив в результате этого использование новых земельных участков. Строительная техника использовала только существующие дороги и участки в пределах существующих площадок. Хранение горюче-смазочных материалов для техники было должным образом организовано и предусмотрена защита от протечек.
- Методика строительства ограничивает затронутые зоны пределами выделенного участка. После завершения строительства почва будет восстановлена. Все траншеи и ямы, вырытые для целей строительства, будут надлежащим образом закопаны. В соответствии с существующими критериями загрязнение воздуха в ходе обычной эксплуатации и аварийных ситуаций, оценивается как несущественное. Все выбросы, вызванные работой техники и автомобилей, будут незначительными и исчезнут, не нанеся постоянного вреда окружающей среде.

В соответствии с ОВОС в результате мер по защите окружающей среды, предусмотренных по проекту, общее воздействие на окружающую среду оценивается как минимально разрешенное для строительства аналогичных объектов.

Отчет по ОВОС был представлен Федеральной комиссии 18 сентября 2008 г. и был одобрен 12 января 2009г.[34].

F.2. Если участники проекта или принимающая Сторона сочли воздействие на окружающую среду существенным, просьба предоставить заключения и все ссылки на подтверждающие документы по оценке воздействия на окружающую среду, подготовленные в соответствии с требованиями принимающей Стороны:

>>

РАЗДЕЛ G. Комментарии заинтересованных лиц

G.1. Информация о публичных слушаниях по проекту:

>>

В России не существует требований в отношении публичных слушаний. По аналогии с другими проектами совместного осуществления заинтересованные лица были приглашены посредством письма и объявления в газете «Слово нефтяника» от 23 марта 2009 года и 27 марта 2009 гола. Встреча заинтересованных лиц была проведена 2 апреля 2009 года в конференц-зале Акционерного общества “Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз” в Ноябрьске. На встрече присутствовал генеральный директор “Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз”.

Во встрече участвовали: Ноябрьский ГПЗ, представитель мэрии Ноябрьска, делегаты городского совета, включая заместителя главы городского Совета, директор «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», директор «Муравленковскнефть», депутат Государственного совета Ямало-Ненецкого АО, редактор и корреспондент местной газеты («Слово нефтяника»).

Презентация деятельности по проекту заняла 30 минут. Содержание презентации было следующим: общее описание деятельности по проекту, препятствия для реализации в случае отсутствия совместного осуществления, краткое изложение принципов совместного осуществления и Киотского протокола, обоснование выбора партнеров, информация о проекта представлена на сайте общества «Газпром нефть».

После презентации была проведена сессия вопросов и ответов. Были заданы вопросы относительно объема сокращений выбросов, подробностей технологии проекта, воздействия деятельности по проекту и т.д.

Было принято единогласное решение приступить к реализации проекта СО Еты-Пуровского месторождения.

Приложение 1

КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЧАСТНИКАХ ПРОЕКТА

Организация:	Акционерное общество «Газпром Нефть»
Улица/а/я:	Профсоюзная
Дом:	125 А
Город:	Москва
Штат/Регион:	
Почтовый индекс:	117647
Страна:	Российская Федерация
Телефон:	+7-777-3152
Факс:	+7-777-3152
Адрес электронной почты:	Seregin.NI@gazprom-neft.ru
адрес в Интернете:	http://www.gazprom-neft.ru
Представитель:	Николай Иванович Серегин
Должность:	Директор проекта
Обращение:	Г-н
Фамилия:	Серегин
Отчество:	Иванович
Имя:	Николай
Отдел:	Управление специальных проектов
Телефон (прямой):	
Факс (прямой):	
Моб.тел.:	
Личный адрес электронной почты:	

Организация:	Акционерное общество «Газпромнефть - Ноябрьскнефтегаз»
Улица/а/я:	Ленина
Дом:	59/87
Город:	Ноябрьск
Штат/Регион:	Ямало-Ненецкий автономный округ
Почтовый индекс:	629807
Страна:	Российская Федерация
Телефон:	+7-777-3175
Факс:	+7-777-3175
Адрес электронной почты:	Levochkina.AV@gazprom-neft.ru
адрес в Интернете	http://www.gazprom-neft.ru
Представитель:	Николай Сергеевич Елисеев
Должность:	Начальник Департамента газа и газопереработки
Обращение:	Г-н
Фамилия:	Елисеев
Отчество:	Сергеевич
Имя:	Николай
Отдел:	Департамент газа и газопереработки
Телефон (прямой):	

Факс (прямой):	
Моб.тел.:	
Личный адрес электронной почты	

Организация:	Мицубиси Корпорейшн (Mitsubishi Corporation)
Улица/а/я:	3-1, Марунучи 2-чоме, Чиеда-ку (3-1, Marunouchi 2-chome, Chiyoda-ku),
Дом:	
Город:	Токио
Штат/Регион:	
Почтовый индекс:	100-8086
Страна:	Япония
Телефон:	+81-3-3210-7928
Факс:	+81-3-3210-7708
адрес электронной почты	ml.en-x@mitsubishicorp.com
адрес в Интернете:	http://www.mitsubishicorp.com/en/index.html
Представитель:	Цуеси Накамура (Tsuyoshi Nakamura)
Должность:	Генеральный директор
Обращение:	
Фамилия:	
Отчество:	
Имя:	
Отдел:	Департамент сокращения выбросов
Телефон (прямой):	
Факс (прямой):	
Моб.тел.:	
Личный адрес электронной почты	

Организация:	Ниппон Ойл (Nippon Oil)
Улица/а/я:	3-12, Ниси-Симбаси 1-чоме, Минато-ку (3-12, Nishi Shimbashi 1-chome, Minato-ku)
Дом:	
Город:	Токио
Штат/Регион:	
Почтовый индекс:	105-8412
Страна:	Япония
Телефон:	+81-3-3502-9185
Факс:	+81-3-3502-9851
адрес электронной почты	yety@eneos.co.jp
Адрес в Интернете:	http://www.eneos.co.jp/english/index.html
Представитель:	Сатору Учида (Satoru Uchida)
Должность:	Генеральный директор
Обращение:	
Фамилия:	
Отчество:	
Имя:	

Отдел:	Департамент зарубежных проектов
Телефон (прямой):	
Факс (прямой):	
Моб.тел.:	
Личный адрес электронной почты:	

Приложение 2

ИНФОРМАЦИЯ О БАЗОВОЙ ЛИНИИ

Приложение3

ПЛАН МОНИТОРИНГА

\- - - - -