

## **ОТЧЕТ О МОНИТОРИНГЕ**

**Проект совместного осуществления на Еты-Пуровском месторождении**

**Отчет о мониторинге ПСО № 2**  
**Период мониторинга: 01 января – 31 декабря 2010 г.**  
**Номер проекта в реестре РКИК ООН: 0184**  
**Инвестор Проекта: ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»**

**Редакция 2.0**  
**11 апреля 2011 г.**



**Начальник Департамента  
маркетинга газа и жидких  
углеводородов**

**ОАО «Газпром нефть»**

**ОГЛАВЛЕНИЕ**

- A. Общее описание проектных работ
  - A.1. Краткое описание проектных работ
  - A.2. Участники проекта
  - A.3. Место проведения проектных работ
  - A.4. Техническое описание проекта
  - A.5. Наименование, ссылка и версия базового сценария и методологии мониторинга, применяемой при проведении проектных работ
  - A.6. Ответственное(ые) лицо(а)/организация(и)
  
- B. Осуществление проектных работ
  - B.1. Статус реализации проектных работ
  - B.2. Пересмотр плана мониторинга
  - B.3. Запрос на отклонения, применявшиеся к данному периоду мониторинга
  - B.4. Уведомление или запрос на утверждение изменений
  
- C. Описание системы мониторинга
  
- D. Данные и параметры, по которым проводился мониторинг
  - D.1. Данные и параметры, использовавшиеся для расчета базовых выбросов
  - D.2. Данные и параметры, использовавшиеся для расчета проектных выбросов
  - D.3. Данные и параметры, использовавшиеся для расчета утечек
  - D.4. Другие важные данные и параметры
  
- E. Подсчет уменьшения выбросов
  - E.1. Подсчет базовых выбросов
  - E.2. Подсчет проектных выбросов
  - E.3. Подсчет утечек
  - E.4. Подсчет уменьшения выбросов
  - E.5. Сравнение фактического уменьшения выбросов с оценочным по ПТД
  - E.6. Замечания по различиям от оценочных значений

**ОТЧЕТ О МОНИТОРИНГЕ**

Редакция 2.0  
11 апреля 2011 г.

**Проект совместного осуществления на Еты-Пуровском месторождении  
Период мониторинга: Янв-Дек 2010 г.**

**РАЗДЕЛ А. Общее описание проектных работ****А.1. Краткое описание проектных работ:****1. Цель проектных работ и меры, предпринятые для уменьшения выбросов парниковых газов**

До начала проектных работ на Еты-Пуровском нефтяном месторождении попутный нефтяной газ, являющийся побочным продуктом добычи нефти, сжигался на факеле.

С Вынгаяхинского нефтяного месторождения, расположенного рядом, попутный нефтяной газ поставляется на Вынгаяхинскую компрессорную станцию по существующему трубопроводу, построенному в период существования СССР. Далее, попутный нефтяной газ компримируется для транспортировки на Вынгапуровскую компрессорную станцию. На Вынгапуровской компрессорной станции он разделяется на сухой газ и ШФЛУ.

В ходе проектных работ осуществляется строительство газопровода для попутного нефтяного газа с Еты-Пуровского месторождения до существующего трубопровода, который позволит транспортировать попутный нефтяной газ Еты-Пуровского месторождения, который в противном случае должен будет сжигаться (т.е. сгорать и выделяться в виде  $\text{CO}_2$ ).

Попутный нефтяной газ с Еты-Пуровского месторождения направляется с помощью недавно построенного трубопровода в систему внешнего транспорта Вынгаяхинского месторождения. Затем, через Вынгаяхинскую компрессорную станцию, газ подается на Вынгапуровскую компрессорную станцию, где разделяется на сухой газ и ШФЛУ.



Сухой газ, поставляемый в существующую сеть трубопроводов, главным образом потребляется на местах в качестве источника топлива, заменяя сухой газ существующей сети трубопроводов на топливо с аналогичными значениями выбросов углерода. Таким образом, проект снижает антропогенные выбросы парниковых газов за счет добычи и использования газа, которые иначе был бы сожжен на факеле.

ШФЛУ, добываемая из извлеченного попутного нефтяного газа поставляется в Ноябрьск, где эффективно используется в качестве замены соответствующих источников топлива. Поэтому, использование ШФЛУ, полученной из извлеченного попутного нефтяного газа, который иначе был бы сожжен на факеле, также снижает антропогенные выбросы парниковых газов.

В соответствии с методологией, граница проекта обозначена инфраструктурой добычи газа, его подготовки и транспортировки. Физически граница проекта состоит из Еты-Пуровского нефтяного месторождения, компрессорной станции «Вынгайхинская» и трубопровода между ними, как показано на рисунке.

## 2. Краткое описание установленного оборудования и технологии

Трубопровод попутного нефтяного газа был построен от ДНС-1 и 2 Еты-Пуровского месторождения до подключения к существующему трубопроводу от Вынгайхинского нефтяного месторождения, ведущего к Вынгайхинской компрессорной станции.

Все исходные данные были приняты на основе задания на проектирование, утвержденного Генеральным директором ОАО "Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз" 17.04.2008 г.

Основными исходными данными для проекта газопровода являются:

- начальное давление (не более), 1,6 МПа
- конечное давление (минимальное), 0,35МПа
- начальная температура газа, 27 °С

Диаметр и длина:

от ДНС-1 Еты-Пуровского нефтяного месторождения до точки соединения с трубопроводом от ДНС-2 Еты-Пуровского нефтяного месторождения	273x10 мм (Длина – 10,865 км)
от ДНС-2 Еты-Пуровского нефтяного месторождения до точки соединения с трубопроводом от ДНС-1 Еты-Пуровского нефтяного месторождения	530x8 мм (Длина – 19,225 км)
от точки соединения с трубопроводом от ДНС-1 и 2 Еты-Пуровского месторождения до подключения к существующему трубопроводу от Вынгайхинского нефтяного месторождения, ведущего к Вынгайхинской компрессорной станции	530x8 мм (Длина – 41,155 км)

Попутный нефтяной газ поставляется за счет устьевого давления, поэтому для поставки попутного нефтяного газа на Вынгайхинскую компрессорную станцию компрессор не требуется.

## 3. Важные даты проектных работ

Дата начала осуществления проекта

- Строительство: апрель 2009 года
- Пусконаладочные работы: август 2009 года
- Срок эксплуатации: приблизительно 20 лет

## 4. Уменьшение выбросов, достигнутое в данный период мониторинга, всего

757,376 тонн CO<sub>2</sub>

## A.2. Участники проекта

Участниками проектных работ являются:

Вовлеченная сторона	Юридическое лицо, участвующее в проекте	Укажите, желает ли вовлеченная сторона считаться участником проекта (Да/Нет)
Россия (Принимающая сторона)	ОАО «Газпром нефть» *1	Нет
	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» *2	Нет
Япония	JX Nippon Oil & Energy Corporation *3	Нет
	Mitsubishi Corporation *4	Нет

\*1: ОАО «Газпром нефть», открытое акционерное общество, учрежденное в соответствии с законодательством Российской Федерации, государственный регистрационный номер (ОГРН) 1025501701686, юридический адрес: Галерная улица, 5, лит. А, г. Санкт-Петербург, 190000, Россия, основной адрес: Россия, 117647, г. Москва, улица Профсоюзная, 125.

\*2: ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», открытое акционерное общество, учрежденное в соответствии с законодательством Российской Федерации, государственный регистрационный номер (ОГРН) 1028900703963, юридический адрес: Россия, 629807, Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Ноябрьск, улица Ленина, 59/87

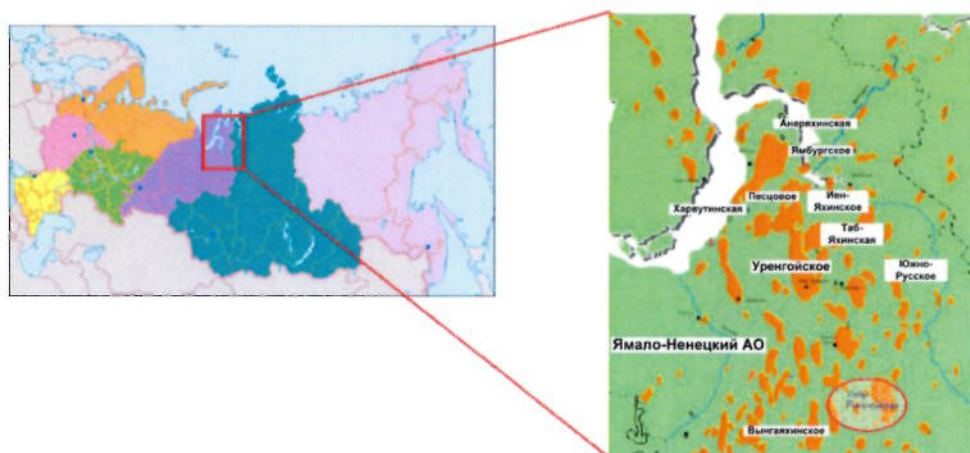
\*3: JX Nippon Oil & Energy Corporation, с головным офисом, расположенным по адресу: 6-3, Otemachi 2-chome, Chiyoda-ku, Токио, 100-8162, Япония

\*4: Mitsubishi Corporation, компания, созданная и действующая в соответствии с законодательством Японии с ее основным местом деятельности по адресу: 3-1, Marunouchi 2-chome, Chiyoda-ku, Токио, 100-8086, Япония

## A.3. Место проведения проектных работ:

Проектные работы проводятся на Еты-Пуровском нефтяном месторождении, расположенном в Ямало-Ненецком автономном округе.

Подробная географическая информация, как, например, северная широта и восточная долгота, содержится в лицензионном соглашении.

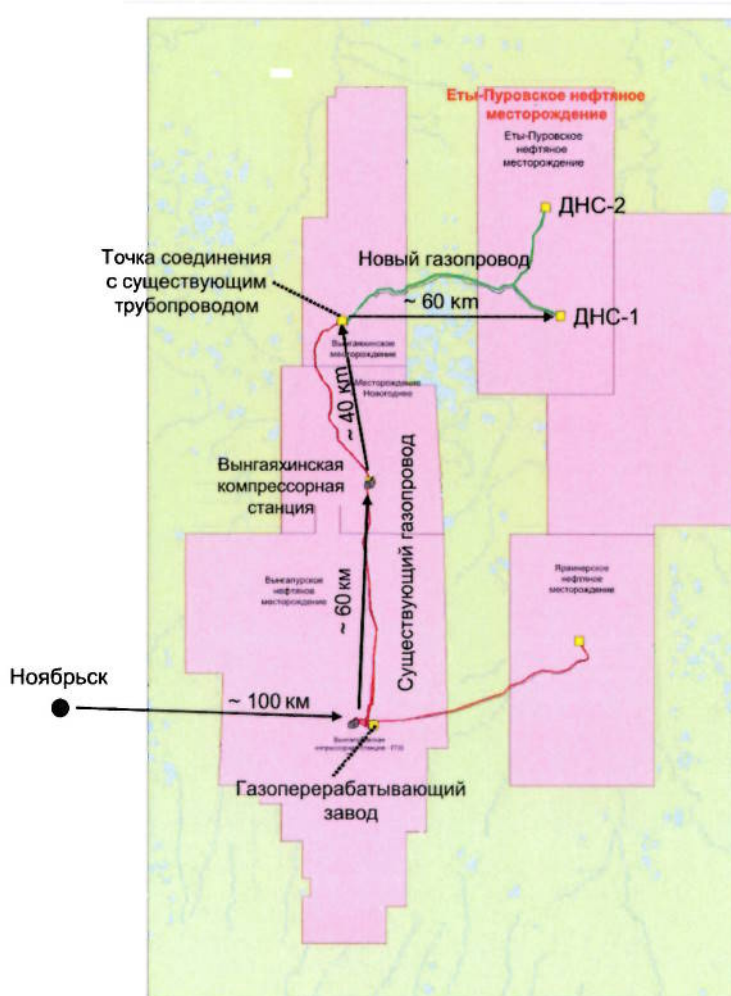


#### А.4. Техническое описание проекта

Ниже приведена принципиальная схема расположения Еты-Пуровского нефтяного месторождения. Существует несколько нефтяных месторождений, расположенных рядом, на которых имеются существующие трубопроводы, построенные в период существования СССР, когда к обоснованию целесообразности строительства трубопроводов не предъявлялись жесткие экономические требования. Попутный нефтяной газ с данных месторождений поставляется по существующим трубопроводам.

Проектные работы включают в себя строительство газопровода для транспорта попутного нефтяного газа Еты-Пуровского месторождения до Вынгайхинского нефтяного месторождения, расположенного примерно в 60 км от Еты-Пуровского месторождения, где он подключается к существующему трубопроводу. После смешивания с попутным нефтяным газом Вынгайхинского месторождения, попутный нефтяной газ Еты-Пуровского месторождения подается на Вынгайхинскую компрессорную станцию, расположенную приблизительно в 40 км от Вынгайхинского нефтяного месторождения, где он компримируется для транспортировки на Вынгапуровскую компрессорную станцию, расположенную в 60 км от Вынгайхинской компрессорной станции. На Вынгапуровской компрессорной станции он разделяется на сухой газ и ШФЛУ. Примерно в 100 км от компрессорной станции находится город Ноябрьск с населением свыше 100 000 человек.

Подробная географическая информация, как, например, северная широта и восточная долгота, содержится в лицензионном соглашении.



**А.5. Наименование, ссылка и версия базового сценария и методологии мониторинга, применяемой при проведении проектных работ:**

Проектные работы основываются на методологии и способах, приведенных ниже:

- Методология мониторинга АМ0009, редакция 04: «Извлечение и утилизация газа из нефтяных скважин, который иначе был бы сожжен или выброшен в атмосферу»
- Методология: «Способ расчета проектных выбросов или утечек CO<sub>2</sub> при сжигании ископаемого топлива»
- Методический подход: «Способ расчета базовых, проектных выбросов или утечек CO<sub>2</sub> при сжигании электрического топлива»

**А.6. Ответственное(ые) лицо(а)/организация(и):**

Сатору Учида  
Директор  
Департамента международного бизнеса  
JX Nippon Oil & Energy Corporation  
6-3, Otemachi 2-chome, Chiyoda-ku  
Токио, 100-8162, Япония  
Телефон: 81-3- 6275-5104  
Факс: 81-3- 5160-9851  
E-mail: yety@eneos.co.jp

**РАЗДЕЛ В. Осуществление проектных работ****В.1. Статус реализации проектных работ**

Строительство началось в апреле 2009 года, запуск в эксплуатацию – в августе 2009 года. События, которые могут повлиять на применимость методологии, не происходили.

**В.2. Пересмотр плана мониторинга**

Процедура ОК и КК была усовершенствована с целью повышения точности.

Установленное измерительное оборудование для  $V_{F1, y}$  (измерительная диафрагма ДКС-0,6-300) не позволяло производить точные измерения после строительства газопровода, и была произведена замена на ультразвуковой расходомер Panametrics GM 868 для повышения точности измерений.

В отношении  $V_{F1, y}$  и  $V_{F2, y}$  в ПТД упоминается, что уровень погрешности показаний находится в диапазоне  $\pm 1\%$ , в данном отчете о мониторинге указывается, что он соответствует диапазону  $\pm 2 \sim 5\%$ . Поскольку ПТД была составлена до начала работ, были использованы предварительные данные. Таким образом, это не означает, что уровень точности был понижен, но в отчете о мониторинге используются фактические цифры спецификаций установленного оборудования.

Операционная и управленческая структура мониторинга была усовершенствована за счет предоставления фактической схемы сбора данных и проверки документов, и, тем самым приводя к повышению точности мониторинга.



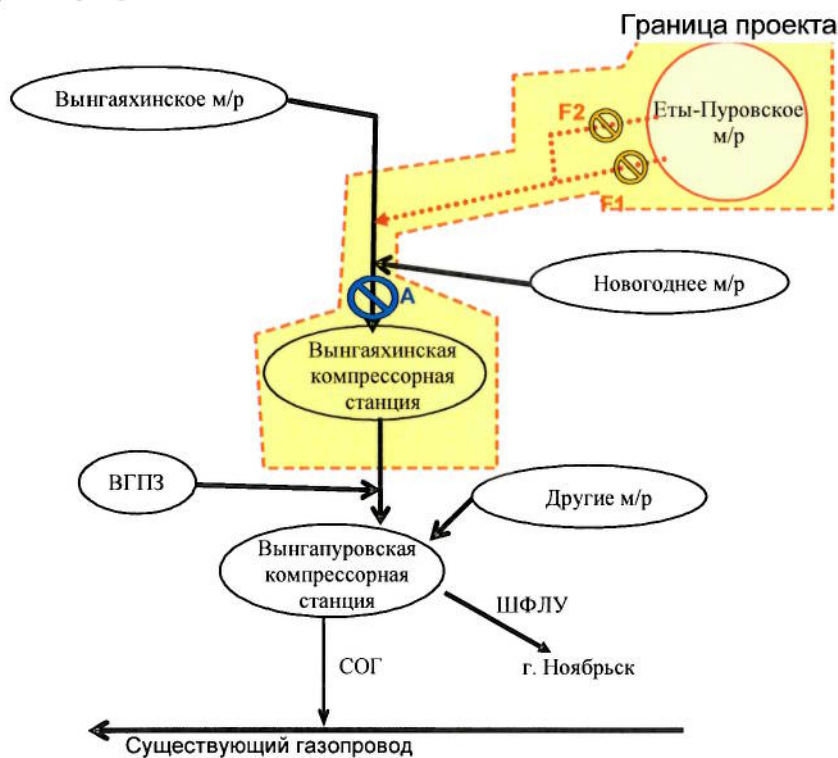
## РАЗДЕЛ С. Описание системы мониторинга

### (1) Границы проекта и контрольные точки

В соответствии с методологией, граница проекта обозначена инфраструктурой добычи газа, его подготовки и транспортировки. Следовательно, физически граница проекта состоит из Еты-Пуровского нефтяного месторождения, компрессорной станции «Вынгайхинская» и трубопровода между ними.

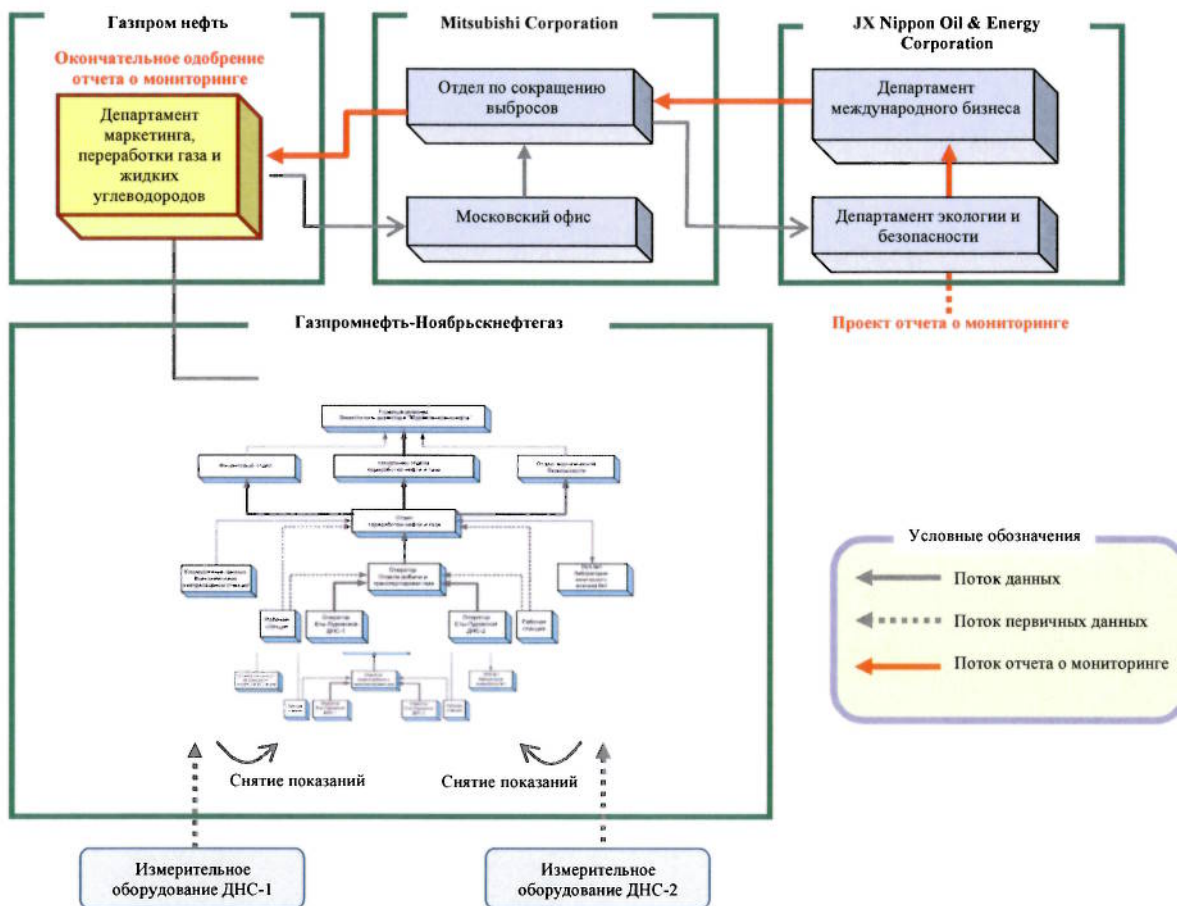
Точки для осуществления мониторинга приведены ниже:

- расход попутного нефтяного газа на выходе с Еты-Пуровского нефтяного месторождения измеряется в точках F1 и F2, что позволяет определить объем поставки попутного нефтяного газа с Еты-Пуровского месторождения.
- осуществление замеров компонентного состава газа производится в точках F1 и F2, что позволяет определить низшую теплотворную способность извлеченного газа.
- объём потока на входе на Вынгайхинскую компрессорную станцию измеряется в точке А, что позволяет определить объем выбросов CO<sub>2</sub> в результате потребления электроэнергии для транспортировки извлеченного газа.



## (2) Операционная и управленческая структура мониторинга

Операционная и управленческая структура мониторинга приведена на следующей схеме. Существуют курсы повышения квалификации для работников, занятых на проекте, представляющие собой экстенсивное обучение и работы по техническому обслуживанию.



## (3) Порядок составления проекта отчета о мониторинге

После сбора данных в соответствии с оперативной и управленческой структурой, «Газпром нефть» предоставляет данные JX Nippon Oil & Energy Corporation для подготовки проекта отчета о мониторинге. Проект отчета о мониторинге направляется в «Газпром нефть» для подтверждения представленной в отчете информации.

**РАЗДЕЛ D. Данные и параметры****D.1-1. Данные и параметры, определенные при регистрации, контроль которых не производился во время периода мониторинга, включая значения и коэффициенты по умолчанию**

*(Копируйте данную таблицу для каждого вида данных и параметра. Для составления отчета о многочисленных значениях можно использовать таблицу)*

<b>Данные/Параметр:</b>	<b>Коэффициент эмиссии<sub>CO2, метан</sub></b>
Единица измерения данных:	тонн CO <sub>2</sub> /гераджоуль
Описание:	Коэффициент выброса CO <sub>2</sub> для метана
Источник использованных данных:	Методология МЧР АМ0009 ред.04
Значение(я):	49,55 тонн CO <sub>2</sub> /гераджоуль
Указать, какие данные используются для (подсчетов базовых выбросов/ проектных выбросов/ утечек)	Выбросы базового варианта
Дополнительный комментарий:	

**D.1-2. Данные и параметры, определенные при регистрации, контроль которых не производился во время периода мониторинга, включая значения и коэффициенты по умолчанию**

*(Копируйте данную таблицу для каждого вида данных и параметра. Для составления отчета о многочисленных значениях можно использовать таблицу)*

<b>Данные/Параметр:</b>	<b>Коэффициент эмиссии<sub>EL,oilfield, y</sub>, Коэффициент эмиссии<sub>EL,CS, y</sub></b>
Единица измерения данных:	тонн CO <sub>2</sub> / МВт·ч
Описание:	Коэффициент выброса CO <sub>2</sub> для электросетей
Источник использованных данных:	Методология МЧР «Способ расчета базовых, проектных выбросов или утечек при потреблении электричества»
Значение(я):	1,3 тонн CO <sub>2</sub> / МВт·ч
Указать, какие данные используются для (подсчетов базовых выбросов/ проектных выбросов/ утечек)	Проектные выбросы
Дополнительный комментарий:	

**D.1-3. Данные и параметры, определенные при регистрации, контроль которых не производился во время периода мониторинга, включая значения и коэффициенты по умолчанию**

*(Копируйте данную таблицу для каждого вида данных и параметра. Для составления отчета о многочисленных значениях можно использовать таблицу)*

<b>Данные/Параметр:</b>	<b>Коэффициент потерь<sub>CO2,y</sub></b>
Единица измерения данных:	%
Описание:	Средние технические потери при передаче и распределении электроэнергии для обеспечения источника электропитанием за год у.
Источник использованных данных:	Методология МЧР «Способ расчета базовых, проектных выбросов или утечек при потреблении электричества»

Значение(я):	20 %
Указать, какие данные используются для (подсчетов базовых выбросов/ проектных выбросов/ утечек)	Проектные выбросы
Дополнительный комментарий:	

<b>D.2-1. Данные и параметры, по которым проводился мониторинг</b>	
<i>(Копируйте данную таблицу для каждого вида данных и параметра. Для составления отчета о многочисленных значениях можно использовать таблицу)</i>	
<b>Данные/Параметр:</b>	<b>Объем<sub>F1,y</sub></b>
Единица измерения данных:	<b>S м<sup>3</sup></b>
Описание:	Количество попутного нефтяного газа, извлеченного на Еты-Пуровском нефтяном месторождении
Измеренное/Рассчитанное/ По умолчанию:	Измер. значение
Источник данных:	Измеренные на выходе из Еты-Пуровского нефтяного месторождения в точке F1
Значение(я) контролируемого параметра:	4 283 000 м <sup>3</sup> (Март 2010 ~ Декабрь 2010, всего)
Указать, какие данные используются для (подсчетов базовых выбросов/ проектных выбросов/ утечек)	Выбросы базового варианта
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота калибровки, дата последней калибровки, срок действия)	Ультразвуковой расходомер (Panametrics GM 868)
Частота измерений/снятия показаний/записи:	Непрерывно
Метод расчетов (если применяется):	
Применяемая процедура ОК/КК	Состояние измерительного оборудования поддерживается в соответствии со следующими стандартами: ГОСТ Р 8.615-2005 «Государственная система обеспечения измерений. Измерение количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования», и ГОСТ 8.586.(1-5)-2005 «Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств». Измеренный объем приведен к стандартным кубическим метрам с использованием значения температуры и давления в момент измерения. При нормальном обращении с оборудованием при его установке и использовании, точность измерения потока находится в диапазоне ±2~5%. Оборудование калибровалось 31 января 2008 года, следующая калибровка будет производиться 31 декабря 2012 года.

<b>D.2-2. Данные и параметры, по которым проводился мониторинг</b>	
<i>(Копируйте данную таблицу для каждого вида данных и параметра. Для составления отчета о многочисленных значениях можно использовать таблицу)</i>	
<b>Данные/Параметр:</b>	<b>Объем<sub>F2,y</sub></b>
Единица измерения данных:	<b>S м<sup>3</sup></b>
Описание:	Количество попутного нефтяного газа, извлеченного на Еты-Пуровском нефтяном месторождении
Измеренное/Рассчитанное/ По умолчанию:	Измер. значение
Источник данных:	Измеренные на выходе из Еты-Пуровского нефтяного месторождения в точке F2
Значение(я) контролируемого параметра:	381 331 000 м <sup>3</sup> (Январь 2010 ~ Декабрь 2010, всего)
Указать, какие данные используются для (подсчетов базовых выбросов/ проектных выбросов/ утечек)	Выбросы базового варианта
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота калибровки, дата последней калибровки, срок действия)	Ультразвуковой расходомер (Panametrics GM 868)
Частота измерений/снятия показаний/записи:	Непрерывно
Метод расчетов (если применяется):	
Применяемая процедура ОК/КК	Состояние измерительного оборудования поддерживается в соответствии со следующими стандартами: ГОСТ Р 8.615-2005 «Государственная система обеспечения измерений. Измерение количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования», и ГОСТ 8.586.(1-5)-2005 «Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств». Измеренный объем приведен к стандартным кубическим метрам с использованием значения температуры и давления в момент измерения. При нормальном обращении с оборудованием при его установке и использовании, точность измерения потока находится в диапазоне ±2~5%. Оборудование калибровалось 15 августа 2007 года, следующая калибровка будет производиться 31 декабря 2012 года.

<b>D.2-3. Данные и параметры, по которым проводился мониторинг</b>	
<i>(Копируйте данную таблицу для каждого вида данных и параметра. Для составления отчета о многочисленных значениях можно использовать таблицу)</i>	
<b>Данные/Параметр:</b>	<b>HTC<sub>RG,F1,y</sub></b>
Единица измерения данных:	<b>мегаджоуль/S м<sup>3</sup></b>
Описание:	Низшая теплотворная способность извлеченного газа, рассчитанная на основе состава, измеренного в точке F1
Измеренное/Рассчитанное/ По умолчанию:	Измеренное и рассчитанное на основании «Физических свойств углеводородных систем, Том 1, Глава 3, Таблица 3.2 (а)»
Источник данных:	Состав газа, замеренный в точке F1

Значение(я) контролируемого параметра:	46,46 м <sup>3</sup> МДжоуль/м <sup>3</sup> (Март 2010 ~ Декабрь 2010, в среднем)
Указать, какие данные используются для (подсчетов базовых выбросов/ проектных выбросов/ утечек)	Выбросы базового варианта
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота калибровки, дата последней калибровки, срок действия)	Хроматографический газоанализатор (Кристаллюкс 4000М)
Частота измерений/снятия показаний/записи:	Ежемесячно
Метод расчетов (если применяется):	<p>Низшая теплотворная способность газа (<math>HTC_{RG,Fl,y}</math>) рассчитывается на основе замера данных по составу, как обозначено в формуле:</p> $HTC_{RG,Fl,y} = \sum_i VB_{i,Fl,y} \cdot HTC_{i,Fl,y}$ <p><math>VB_{i,Fl,y}</math> - Состав газа углеводородного типа <math>i</math> (%) в точке F1 в течение периода <math>y</math> в м<sup>3</sup></p> <p><math>HTC_{i,Fl,y}</math> - Низшая теплотворная способность газа углеводородного типа <math>i</math> в течение периода <math>y</math></p>
Применяемая процедура ОК/КК	Состояние измерительного оборудования поддерживается в соответствии со следующими стандартами: ГОСТ 26703-93 «Хроматографы аналитические газовые. Общие технические требования и методы испытаний». Проверено государственным органом контроля. Дата последней калибровки – 13 июля 2010 года, дата следующей калибровки - 13 июля 2011 года.

<b>D.2-4. Данные и параметры, по которым проводился мониторинг</b>	
<i>(Копируйте данную таблицу для каждого вида данных и параметра. Для составления отчета о многочисленных значениях можно использовать таблицу)</i>	
<b>Данные/Параметр:</b>	$HTC_{RG,F2,y}$
Единица измерения данных:	мегаджоуль/С м <sup>3</sup>
Описание:	Низшая теплотворная способность извлеченного газа, рассчитанная на основе состава, измеренного в точке F2
Измеренное/Рассчитанное/ По умолчанию:	Измеренное и рассчитанное на основании «Физических свойств углеводородных систем, Том 1, Глава 3, Таблица 3.2 (а)»
Источник данных:	Состав газа, замеренный в точке F2
Значение(я) контролируемого параметра:	45,07 МДжоуль/м <sup>3</sup> (Январь 2010 ~ Декабрь 2010, в среднем)
Указать, какие данные используются для (подсчетов базовых выбросов/ проектных выбросов/ утечек)	Выбросы базового варианта
Оборудование для мониторинга (тип, класс	Хроматографический газоанализатор (Кристаллюкс 4000М)

точности, серийный номер, частота калибровки, дата последней калибровки, срок действия)	
Частота измерений/снятия показаний/записи:	Ежемесячно
Метод расчетов (если применяется):	<p>Низшая теплотворная способность газа (<math>HTC_{RG,F2,y}</math>) рассчитывается на основе измеренных данных по составу, как обозначено в формуле:</p> $HTC_{RG,F2,y} = \sum_i V_{B_{i,F2,y}} \cdot HTC_{i,F2,y}$ <p><math>V_{B_{i,F2,y}}</math> - Состав газа углеводородного типа <math>i</math> (%) в точке F2 в течение периода <math>y</math> в <math>m^3</math>  <math>HTC_{i,F2,y}</math> - Низшая теплотворная способность газа углеводородного типа <math>i</math> в течение периода <math>y</math></p>
Применяемая процедура ОК/КК	Состояние измерительного оборудования поддерживается в соответствии со следующими стандартами: ГОСТ 26703-93 «Хроматографы аналитические газовые. Общие технические требования и методы испытаний». Проверено государственным органом контроля. Дата последней калибровки – 13 июля 2010 года, дата следующей калибровки - 13 июля 2011 года.

<b>D.2-5. Данные и параметры, по которым проводился мониторинг</b>	
<i>(Копируйте данную таблицу для каждого вида данных и параметра. Для составления отчета о многочисленных значениях можно использовать таблицу)</i>	
<b>Данные/Параметр:</b>	<b>Объем<sub>A,y</sub></b>
Единица измерения данных:	<b>S м<sup>3</sup></b>
Описание:	Количество попутного нефтяного газа, поставляемого на Вынгайхинскую компрессорную станцию, измеренное в точке А
Измеренное/Рассчитанное/ По умолчанию:	Измер. значение
Источник данных:	Измеренное значение на входе на Вынгайхинскую компрессорную станцию, измеренное в точке А
Значение(я) контролируемого параметра:	627 399 000 м <sup>3</sup> (Январь 2010 ~ Декабрь 2010, всего)
Указать, какие данные используются для (подсчетов базовых выбросов/ проектных выбросов/ утечек)	Проектные выбросы
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота калибровки, дата последней калибровки, срок действия)	Измерительная диафрагма (Flo Boos 407)
Частота измерений/снятия показаний/записи:	Непрерывно
Метод расчетов (если применяется):	
Применяемая процедура ОК/КК	Состояние измерительного оборудования поддерживается в соответствии со следующими стандартами: ГОСТ Р 8.615-2005

	«Государственная система обеспечения измерений. Измерение количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования», и ГОСТ 8.586.(1-5)-2005 «Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств». Измеренный объем приведен к стандартным кубическим метрам с использованием значения температуры и давления в момент измерения. При нормальном обращении с оборудованием при его установке и использовании, точность измерения потока находится в диапазоне $\pm 1\%$ . Оборудование калибровалось 11 августа 2010 года, следующая калибровка будет производиться 11 августа 2012 года.
--	---

<b>D.2-6. Данные и параметры, по которым проводился мониторинг</b>	
<i>(Копируйте данную таблицу для каждого вида данных и параметра. Для составления отчета о многочисленных значениях можно использовать таблицу)</i>	
<b>Данные/Параметр:</b>	<b>Потребленное электричество<sub>P,i,CS,y</sub></b>
Единица измерения данных:	<b>МВт/ч</b>
Описание:	Электричество, потребленное для транспортировки попутного нефтяного газа на Вынгаяхинскую компрессорную станцию
Измеренное/Расчитанное/ По умолчанию:	Измер. значение
Источник данных:	Измеренные данные по электричеству на Вынгаяхинской компрессорной станции
Значение(я) контролируемого параметра:	108 550 704 МВт/ч (Январь 2010 ~ Декабрь 2010, всего)
Указать, какие данные используются для (подсчетов базовых выбросов/ проектных выбросов/ утечек)	Проектные выбросы
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота калибровки, дата последней калибровки, срок действия)	Счетчик электроэнергии (СЭТ-4ТМ.03)
Частота измерений/снятия показаний/записи:	Непрерывно
Метод расчетов (если применяется):	
Применяемая процедура ОК/КК	Электроизмерительное оборудование проверено государственным органом контроля в соответствии с государственным стандартом ГОСТ 52320-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11: Счетчики электрической энергии». При нормальном обращении с оборудованием при его установке и использовании, точность измерения находится в диапазоне $\pm 1\%$ . Оборудование было калибровано 26 февраля 2006 г. (Серийный номер: 102060189) и 13 декабря 2005 года (Серийный номер: 112053016). Следующая калибровка намечена на 26 февраля 2016 года (Серийный номер: 102060189) и 13 декабря 2015 года (Серийный номер: 112053016).



<b>РАЗДЕЛ Е. Подсчет уменьшения выбросов</b>
--

<b>Е.1. Подсчет базовых выбросов</b>
--------------------------------------

&gt;&gt;

Базовые выбросы при проектных работах составляют:

$$БВ_y = (Об_{F1,y} * НТС_{RG,F1,y} + Об_{F2,y} * НТС_{RG,F2,y}) * КЭ_{CO2,метан}$$

Где:

$БВ_y$	Базовые выбросы в период y в тоннах CO <sub>2</sub> -эквивалента.
$Об_{F1,y}$	Объем извлеченного газа Еты-Пуровского нефтяного месторождения, измеренный в точке F1 на рисунке D в период y в м <sup>3</sup> .
$Об_{F2,y}$	Объем извлеченного газа Еты-Пуровского нефтяного месторождения, измеренный в точке F2 на рисунке D в период y в м <sup>3</sup> .
$НТС_{RG,F1,y}$	Низшая теплотворная способность извлеченного газа, измеренная в точке F1 в период y (тераджоулей/S м <sup>3</sup> )
$НТС_{RG,F2,y}$	Низшая теплотворная способность извлеченного газа, измеренная в точке F2 в период y (тераджоулей/S м <sup>3</sup> )
$КЭ_{CO2, метан}$	Коэффициент выброса CO <sub>2</sub> для метана (тонн CO <sub>2</sub> /тераджоуль)

(1)  $Об_{F1,y}$ ,  $Об_{F2,y}$

Измеренные данные составляют:

	$Об_{F1,y}$	$Об_{F2,y}$
	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>
Январь	0	27 615 000
Февраль	0	29 060 000
Март	282 000	32 288 000
Апрель	492 000	32 318 000
Май	481 100	33 284 000
Июнь	496 200	32 704 000
Июль	469 300	33 341 000
Август	336 400	25 282 000
Сентябрь	435 500	33 150 000
Октябрь	478 300	34 701 000
Ноябрь	423 200	33 480 000
Декабрь	389 000	34 108 000
Всего	4 283 000	381 331 000

(2)  $HTC_{RG,F1,y}$ 

Ниже представлен состав газа, измеренный в точке F1 и его среднее арифметическое в период реализации проекта (Март 10 - Декабрь 10).

	Март 10	Апрель 10	Май 10	Июнь 10	Июль 10	Август 10	Сентябрь 10	Октябрь 10	Ноябрь 10	Декабрь 10	Среднее
Азот	0,776	0,794	0,776	0,780	0,789	0,758	0,786	0,762	0,777	0,782	0,778
Двуокись углерода	0,326	0,321	0,307	0,281	0,317	0,356	0,379	0,362	0,378	0,382	0,341
Метан	76,248	76,261	77,113	77,652	77,249	76,291	76,464	76,186	76,486	76,079	76,601
Этан	8,106	7,819	7,467	7,766	7,966	7,668	8,423	8,177	8,268	8,603	8,026
Пропан	6,862	6,886	6,723	6,988	6,591	6,778	6,234	6,950	6,768	6,777	6,756
Изобутан	1,590	1,541	1,523	1,377	1,575	1,558	1,525	1,524	1,521	1,589	1,532
н-бутан	2,569	2,589	2,384	1,385	1,285	1,355	1,386	1,328	1,291	1,228	1,680
Изопентан	1,084	1,434	1,364	1,339	1,338	1,440	1,585	1,576	1,552	1,571	1,428
п-пентан	1,072	0,923	0,854	0,938	1,416	1,424	1,432	1,576	1,559	1,538	1,273
Изогексан	1,368	1,433	1,489	1,495	1,475	1,372	1,788	1,559	1,421	1,452	1,485

На основе состава газа в точке F1 низшая теплотворная способность ( $HTC_{RG,F1,y}$ ) рассчитывается как:

	Состав (%) (2010 в среднем)	Теплотворная способность (МДжоуль/м <sup>3</sup> ) 1	=C * D / 100 (МДжоуль/м <sup>3</sup> )
	=C	=D	
Кислород		0,000	
Азот	0,778	0,000	0,00
Двуокись углерода	0,341	0,000	0,00
Метан	76,601	33,936	26,00
Этан	8,026	60,395	4,85
Пропан	6,756	86,456	5,84
Изобутан	1,532	112,031	1,72
н-бутан	1,680	112,384	1,89
Изопентан	1,428	138,044	1,97
п-пентан	1,273	138,380	1,76
Изогексан	1,485	164,075	2,44
Всего			46,46

(3)  $HTC_{RG,F2,y}$ 

<sup>1</sup> Физические свойства углеводородных систем, Том 1, Глава 3, Таблица 3.2 (а)

Ниже представлен состав газа, измеренный в точке F2 и его среднее арифметическое в период реализации проекта (Январь 10 - Декабрь 10).

	январь 10	февраль 10	март 10	апрель 10	май 10	июнь 10	июль 10	август 10	сентябрь 10	октябрь 10	ноябрь 10	декабрь 10	Среднее
Азот	0,596	0,597	0,594	0,663	0,675	0,781	0,677	0,657	0,685	0,561	0,576	0,581	0,637
Двуокись углерода	1,066	1,068	1,063	1,109	1,128	0,877	1,076	1,131	1,142	1,059	1,046	1,016	1,065
Метан	72,119	72,139	72,254	72,281	72,513	80,069	78,266	73,047	71,436	71,211	71,457	71,368	73,180
Этан	12,860	12,835	12,756	12,239	12,466	8,765	9,957	12,354	12,426	13,168	12,274	12,674	12,064
Пропан	8,886	8,869	8,862	8,886	8,792	5,976	6,591	8,180	8,241	8,952	9,268	9,278	8,398
Изобутан	1,258	1,303	1,289	1,340	1,222	0,870	0,876	1,363	1,432	1,333	1,221	1,287	1,233
н-бутан	2,083	2,080	2,069	2,187	1,992	1,387	1,277	2,244	2,460	2,434	2,634	2,334	2,098
Изопентан	0,387	0,395	0,398	0,432	0,365	0,340	0,340	0,438	0,577	0,480	0,552	0,570	0,439
п-пентан	0,386	0,380	0,350	0,426	0,355	0,340	0,461	0,418	0,633	0,478	0,559	0,539	0,444
Изогексан	0,359	0,336	0,365	0,437	0,492	0,597	0,478	0,169	0,969	0,325	0,414	0,354	0,441

На основе состава газа в точке F2 низшая теплотворная способность ( $HTC_{RG,F2,y}$ ) рассчитывается как:

	Состав (%) (2010 в среднем)	Теплотворная способность (МДжоуль/м <sup>3</sup> ) 2	=C * D / 100 (МДжоуль/м <sup>3</sup> )
	=C	=D	
Кислород		0,000	
Азот	0,637	0,000	0,00
Двуокись углерода	1,065	0,000	0,00
Метан	73,180	33,936	24,83
Этан	12,064	60,395	7,29
Пропан	8,398	86,456	7,26
Изобутан	1,233	112,031	1,38
н-бутан	2,098	112,384	2,36
Изопентан	0,439	138,044	0,61
п-пентан	0,444	138,380	0,61
Изогексан	0,441	164,075	0,72
Итого			45,07

#### (4) Базовые выбросы

На основании вышеизложенного, каждый из параметров составляет:

Об. F1,y            4 283 000    м<sup>3</sup>

Об. F2,y            381 331 000    м<sup>3</sup>

<sup>2</sup> Физические свойства углеводородных систем, Том 1, Глава 3, Таблица 3.2 (а)

$HTC_{RG,F1,y}$	46,46	МДжоуль/м <sup>3</sup>
$HTC_{RG,F2,y}$	45,07	МДжоуль/м <sup>3</sup>
$КЭ_{CO_2, \text{Метан}}$ ред. 04)	49,55	тонн $CO_2$ /ГДжоуль (Данное значение – в соответствии с АМ0009,

Следовательно, в соответствии с формулой, базовые выбросы ( $БВ_y$ ) можно рассчитать как:

$$БВ_y = (Об_{F1,y} * HTC_{RG,F1,y} + Об_{F2,y} * HTC_{RG,F2,y}) * КЭ_{CO_2, \text{Метан}} \\ = \underline{861\,455 \text{ тонн } CO_2}$$

## Е.2. Подсчет проектных выбросов

Проектные выбросы можно подсчитать следующим образом:

$$ПВ_y = ПВ_{CO_2, \text{fossilfuels}, y} + ПВ_{CO_2, \text{elec}, y}$$

при

$$ПВ_{CO_2, \text{ископ. топливо}, y} = ПВ_{CO_2, \text{ископ. топливо, oilfield}, y} + ПВ_{CO_2, \text{ископ. топливо, CS}, y}$$

$$ПВ_{CO_2, \text{электр.}, y} = ПВ_{CO_2, \text{EC, месторожд.}, y} + ПВ_{CO_2, \text{EC, CS}, y}$$

где:

$ПВ_{CO_2, \text{ископ. топливо}, y}$	выбросы $CO_2$ за счет потребления ископаемого топлива для добычи, подготовки, транспортировки, и, если применяется, сжатия извлеченного газа.
$ПВ_{CO_2, \text{электр.}, y}$	выбросы $CO_2$ за счет потребления электроэнергии для добычи, подготовки, транспортировки, и, если применяется, сжатия извлеченного газа.
$ПВ_{CO_2, \text{ископ. топливо, месторожд.}, y}$	выбросы $CO_2$ за счет потребления ископаемого топлива, за исключением извлеченного газа, в ходе проектных работ на Еты-Пуровском нефтяном месторождении в период $y$ в тоннах $CO_2$ . Оценка выбросов описана в п. (2) ниже.
$ПВ_{CO_2, \text{ископ. топливо, CS}, y}$	выбросы $CO_2$ за счет потребления ископаемого топлива, за исключением извлеченного газа, в ходе проектных работ на Вынгаяхинской компрессорной станции в период $y$ в тоннах $CO_2$ . Оценка выбросов описана в п. (4) ниже.
$ПВ_{CO_2, \text{EC, месторожд.}, y}$	выбросы $CO_2$ за счет потребления электроэнергии, получаемой от энергосистемы, и используемой, в частности, для транспортировки попутного нефтяного газа на Еты-Пуровском нефтяном месторождении в период $y$ в тоннах $CO_2$ . Оценка выбросов описана в п. (3) ниже.
$ПВ_{CO_2, \text{EC, CS}, y}$	выбросы $CO_2$ за счет потребления электроэнергии, получаемой от энергосистемы, в ходе проектных работ на Вынгаяхинской компрессорной станции в период $y$ в тоннах $CO_2$ . Оценка выбросов описана в п. (5) ниже.

(1) выбросы  $CO_2$  за счет использования попутного нефтяного газа в качестве источника топлива на нефтяном месторождении

Ожидается, что попутный нефтяной газ, добываемый, но не поставляемый по трубопроводу, выбрасывается в виде  $CO_2$ , в результате местного использования, включая сжигание

топлива для добычи, что уже списано с базовых выбросов, поскольку базовые выбросы рассчитываются по объему газа, мониторинг которого осуществляется в точке F1 и F2.

- 2) выбросы CO<sub>2</sub> за счет потребления других видов топлива на нефтяном месторождении (ПВ<sub>CO<sub>2</sub>, ископ.топливо, месторожд.у</sub>)

В период проведения мониторинга другие виды ископаемого топлива не использовались для проведения проектных работ.

- (3) выбросы CO<sub>2</sub> за счет потребления электроэнергии, поставляемой извне (ПВ<sub>CO<sub>2</sub>, EC, месторожд.у</sub>)

Выбросы CO<sub>2</sub> на месторождении в результате использования электроэнергии, получаемой от энергосистемы, незначительны. Следовательно, они не включены в расчет выбросов проекта.

- (4) выбросы CO<sub>2</sub> в результате транспортировки попутного нефтяного газа на Вынгаяхинскую компрессорную станцию за счет использования ископаемых видов топлива, кроме попутного нефтяного газа (CO<sub>2</sub> ПВ<sub>CO<sub>2</sub>, ископ.топливо, CS у</sub>)

В период проведения мониторинга другие виды ископаемого топлива не использовались для проведения проектных работ.

- (5) Выбросы CO<sub>2</sub> за счет потребления электроэнергии, получаемой от энергосистемы, в ходе проектных работ на Вынгаяхинской компрессорной станции (ПВ<sub>CO<sub>2</sub>, EC, CS, у</sub>)

Электроэнергия используется для транспортировки попутного нефтяного газа на Вынгаяхинскую компрессорную станцию. Ожидается, что электроэнергия, получаемая от энергосистемы, будет использоваться пропорционально количеству попутного нефтяного газа, поставляемого на Вынгаяхинскую компрессорную станцию.

Выбросы CO<sub>2</sub> при транспортировке в результате использования электроэнергии, получаемой от энергосистемы, можно рассчитать следующим образом:

$$ПВ_{CO_2, EC, CS, y} = \frac{(Об_{F1, y} + Об_{F2, y})}{Об_{A, y}} * ПЭ_{PJ, CS, y} * КЭ_{EL, CS, y} * (1 + ИПЭ_{j, y})$$

Где:

ПВ <sub>CO<sub>2</sub>, EC, CS, y</sub>	Выбросы CO <sub>2</sub> за счет потребления электроэнергии, получаемой от энергосистемы, в ходе проектных работ на Вынгаяхинской компрессорной станции в период у в тоннах CO <sub>2</sub>
Об <sub>F1, y</sub>	Объем восстановленного газа Еты-Пуровского нефтяного месторождения, измеренный в точке F1 на рисунке D в период у в м <sup>3</sup> .
Об <sub>F2, y</sub>	Объем восстановленного газа Еты-Пуровского нефтяного месторождения, измеренный в точке F2 на рисунке D в период у в м <sup>3</sup> .
Об <sub>A, y</sub>	Объем попутного нефтяного газа, поставляемого на Вынгаяхинскую компрессорную станцию, измеренный в точке А на рисунке D в период у в м <sup>3</sup> .
ПЭ <sub>PJ, CS, y</sub>	Количество электроэнергии, получаемой от энергосистемы, потребленной на Вынгаяхинской компрессорной станции в течение периода у.
КЭ <sub>EL, CS, y</sub>	Коэффициент эмиссии CO <sub>2</sub> электроэнергии, поставляемой извне на Вынгаяхинскую компрессорную станцию, в тоннах CO <sub>2</sub> /МВт/ч. Поскольку довольно сложно получить доступ к информации, необходимой для расчета коэффициента выбросов CO <sub>2</sub> , в качестве коэффициента по умолчанию используется 1,3 тонн CO <sub>2</sub> /МВт/ч, в

ПРЭ<sub>3,y</sub>

соответствии со «Способом расчета базовых, проектных выбросов или утечек при потреблении электричества»

Средние технические потери при передаче и распределении электроэнергии для обеспечения источника электропитанием за год у. Поскольку довольно сложно получить доступ к необходимой информации, в качестве коэффициента по умолчанию используется 20%, в соответствии со «Способом расчета базовых, проектных выбросов или утечек при потреблении электричества»

Формула распределения основана на основе объема, а не массы. Главная причина состоит в том, чтобы упростить формулы и процесс мониторинга. Можно утверждать, что потребление ископаемого топлива для производства электроэнергии для работы компрессора будет пропорционально массе поставляемого газа, а не пропорционально объему поставок газа. Попутный нефтяной газ с Вынгаяхинского и Новогоднего месторождения, которые смешиваются с газом Еты-Пуровского месторождения на Вынгаяхинской компрессорной станции, имеет аналогичную или более высокую молекулярную массу. Кроме того, он используется только для расчета распределения проектных выбросов в результате потребления электроэнергии, получаемой от энергосистемы, на Вынгаяхинской компрессорной станции. Поэтому, использование формулы оказывает незначительное влияние на ЕСВ, или, точнее, это приводит к увеличению оценки проектных выбросов, что приводит к консервативному результату расчета ЕСВ. Таким образом, использование формулы может быть оправдано. Информация по молекулярной массе попутного нефтяного газа на других нефтяных месторождениях является конфиденциальной информацией и была представлена непосредственно АНО.

Измеренные данные составляют:

	Об. <sub>3</sub> -F1,y м <sup>3</sup>	Об. <sub>3</sub> -F2,y м <sup>3</sup>	Об. <sub>3</sub> -A,y м <sup>3</sup>	КЭ PJ,CS,y МВт/ч
январь	0	27 615 000	45 677 000	8 206 227
февраль	0	29 060 000	45 946 000	8 588 765
март	282 000	32 288 000	51 829 000	9 388 523
апрель	492 000	32 318 000	52 091 000	8 951 457
май	481 100	33 284 000	53 631 000	9 193 537
июнь	496 200	32 704 000	55 054 000	9 293 747
июль	469 300	33 341 000	57 300 000	9 679 703
август	336 400	25 282 000	42 815 000	7 389 364
сентябрь	435 500	33 150 000	55 937 000	9 258 089
октябрь	478 300	34 701 000	57 068 000	9 591 655
ноябрь	423 200	33 480 000	54 486 000	9 374 295
декабрь	389 000	34 108 000	55 565 000	9 635 342
Всего	4 283 000	381 331 000	627 399 000	108 550 704

На основании вышесказанного, ПВ<sub>CO2, EC, CS, y</sub> были оценены в 104 080 тонн CO<sub>2</sub>

(6) Всего с (1) ~ (5)

На основании результатов расчетов, каждый параметр проектных выбросов составляет:

ПВ <sub>CO2, ископ.топ-во,месторожд. y</sub>	Не применяется
ПВ <sub>CO2, EC, месторожд. y</sub>	Не применяется
ПВ <sub>CO2, ископ.топ-во,CS y</sub>	Не применяется
ПВ <sub>CO2, EC, CS, y</sub>	104 080 tCO <sub>2</sub>

Общие проектные выбросы (ПВ) составляют:

104 080 тонн CO<sub>2</sub>

**Е.3. Подсчет утечек**

Поскольку в соответствии с АМ0009 ред.04 учитывать утечки нет необходимости, их учет не был произведен.

**Е.4. Подсчет уменьшения выбросов/таблица**

Всего базовых выбросов: 861 455 тонн CO<sub>2</sub>  
 Всего проектных выбросов: 104 080 тонн CO<sub>2</sub>  
 Всего утечек: Не применяется  
 Всего сокращений выбросов: 757 376 тонн CO<sub>2</sub>

**Е.5. Сравнение фактического уменьшения выбросов с оценочным по ПТД**

Наименование	Значения, применявшиеся в предполагаемых расчетах ПТД	Фактические значения в период мониторинга
Сокращение выбросов (тонн CO <sub>2</sub> e)	1 066 505 тонн CO <sub>2</sub>	757 376 тонн CO <sub>2</sub>

**Е.6. Замечания по различиям от оценочных значений ПТД**

Разница между предполагаемыми расчетами в ПТД и фактическими значениями в период мониторинга вызвана ограничениями на прием попутного нефтяного газа на компрессорной станции в отдельные периоды времени в течение 2010 года.