

Утверждаю:

Директор Дирекции по газу и энергетике

ОАО «Газпром нефть»

Гладченко А.В.



08 ноября 2012 года

***Дополнительные сведения к***

***ПРОМЕЖУТОЧНОМУ ОТЧЕТУ***

***О ходе реализации проекта***

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

***Рег. номер RU 1000200***

***За период***

***с 01.04.2012 по 30.09.2012***

г. Санкт-Петербург

## Оглавление

1. Описание осуществленных действий в соответствии со специальной проектной документацией  
*на 2 листах*
2. «Отчет о мониторинге» версия 1.2 от 22 октября 2012 г. с 01.04.2012 по 30.09.2012.  
*на 26 листах*
3. Сведения об осуществлении деятельности в соответствии с инвестиционной декларацией на дату 30.09.2012 года  
*на 2 листах*
4. Копии титульных листов основных договоров по работам, проделанным в соответствии с инвестиционной декларацией.  
*на 5 листах*

## Описание осуществленных действий в соответствии с проектной документацией

Действия, произведённые в соответствии с Проектной документацией для осуществления возможности сокращения выбросов по Проекту включают в себя строительство газопровода для транспорта попутного нефтяного газа Еты-Пуровского месторождения до Вынгаяхинского нефтяного месторождения, расположенного в 60 км от Еты-Пуровского месторождения, где он подключается к существующему трубопроводу.

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

### Диаметр и длина построенного газопровода

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 Вынгаяхинского нефтяного месторождения, ведущего к Вынгаяхинской компрессорной станции	530x8 мм (Длина - 41,155 км)

Основные параметры построенного газопровода:

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

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

Основные даты осуществленных работ:

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

## **ОТЧЕТ О МОНИТОРИНГЕ**

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

**Отчет о мониторинге ПСО № 4**

**Период мониторинга: 01 апреля - 30 сентября 2012 г.**

**Номер проекта в реестре РКИК ООН: RU1000200**

**Инвестор Проекта: ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»**

**Редакция 1.2.**

**22 октября 2012 г.**



**Согласовано:**

**Антон Гладченко**

**Директор Дирекции по газу  
и энергетике**

**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 1.2.

22 октября 2012 г.

Проект совместного осуществления на Еты-Пуровском месторождении  
Период мониторинга:  
Апрель-Сентябрь 2012 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 Вынгайхинского нефтяного месторождения, расположенного рядом, попутный нефтяной газ поставляется на Вынгайхинскую 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 Вынгайхинского месторождения. Затем, через Вынгайхинскую компрессорную станцию, газ подается на Вынгапуровскую компрессорную станцию, где разделяется на сухой отбензиненный газ (СОГ) 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), 0,35МРа
- 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. Общее уменьшение выбросов, достигнутое в данный период мониторинга, всего:

2012 Апрель-Сентябрь: 358,700 тонн CO<sub>2</sub>



**А.2. Участники проекта**

Участниками проектных работ являются

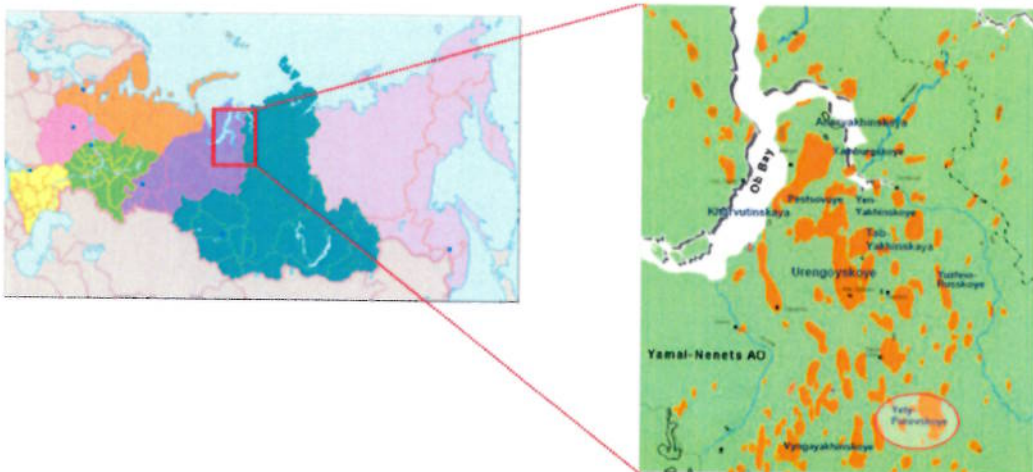
Вовлеченная сторона	Юридическое лицо, участвующее в проекте	Укажите, желает ли вовлеченная сторона считаться участником проекта (Да/Нет)
Россия (Принимающая сторона)	ОАО «Газпром нефть» * 1	Да
	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» *2	Да
Япония	JX Nippon Oil & Energy Corporation *3	Да
	Mitsubishi Corporation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

- \*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

**А.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.

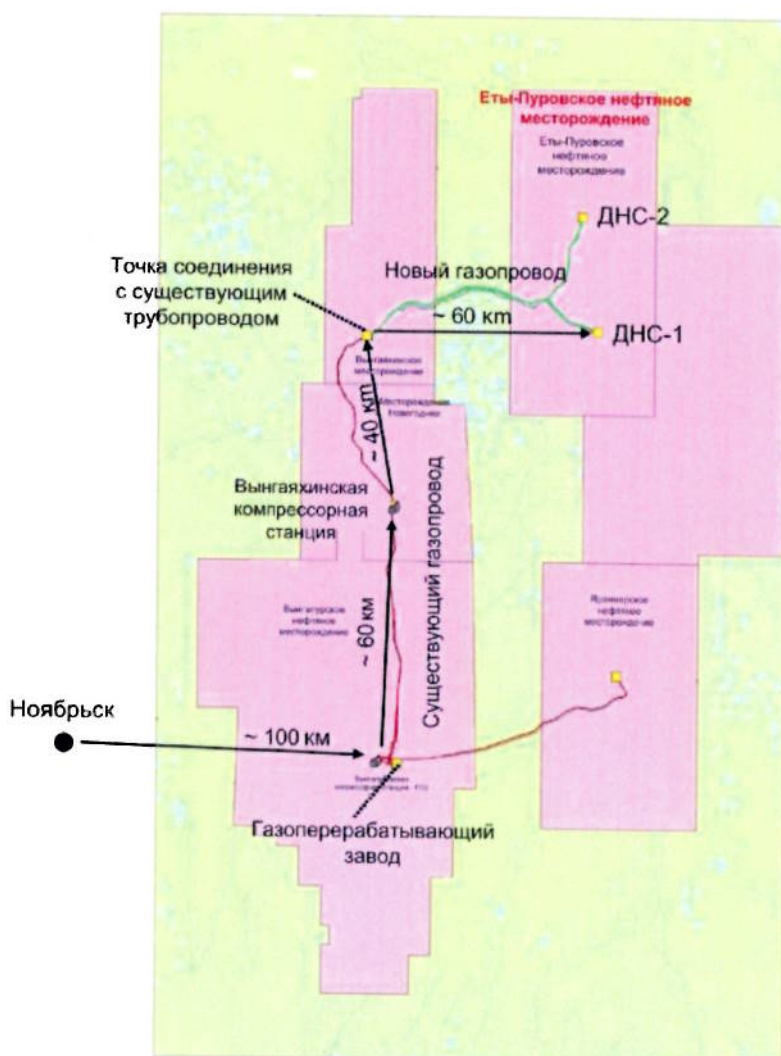


#### А.4. Техническое описание проекта

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):**

Александр Невский  
Начальник Управления гарантии ценности  
газа Дирекции по газу и энергетике  
ОАО «Газпром нефть»  
Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Большая  
Почтамтская, д. 3-5.  
Телефон: +7 (812) 363-31-52 (3255)  
Факс: +7 (812) 385-95-73  
E-mail: [Nevskiy.AM@gazprom-neft.ru](mailto:Nevskiy.AM@gazprom-neft.ru)

Зеленовская Екатерина  
Главный специалист  
Управления гарантии ценности газа Дирекции  
по газу и энергетике  
ОАО «Газпром нефть»  
Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Большая  
Почтамтская, д. 3-5.  
Телефон: +7 (812) 363-31-52 (3257)  
Факс: +7 (812) 385-95-73  
E-mail: [ZELENOVSKAYA.EV@gazprom-neft.ru](mailto:ZELENOVSKAYA.EV@gazprom-neft.ru)

Потлог Артем  
Ведущий специалист  
ОАО «Газпромнефть- Ноябрьск нефтегаз»  
Россия, г. Ноябрьск, ул. Ленина, д. 59/87,  
Телефон: +7 (3496) 376-076,  
Факс: +7 (964) 204-88-33  
E-mail: [Potlog.AN@yamal.gazprom-neft.ru](mailto:Potlog.AN@yamal.gazprom-neft.ru)



## **РАЗДЕЛ В. Осуществление проектных работ**

### **В.1. Статус реализации проектных работ**

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

### **В.2. Пересмотр плана мониторинга**

Возможно незначительное увеличение потребления электроэнергии на Еты-Пуровском месторождении в результате запланированной активности по проекту.

Показатели QA и QC (см. ниже) остались неизменными как и для предыдущих отчетов о мониторинге, составленного за периоды: с 1 января 2011 по декабрь 2011, с 1 января 2012 по 31 марта 2012.

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, участия более опытных специалистов и, тем самым приводя к повышению точности мониторинга.

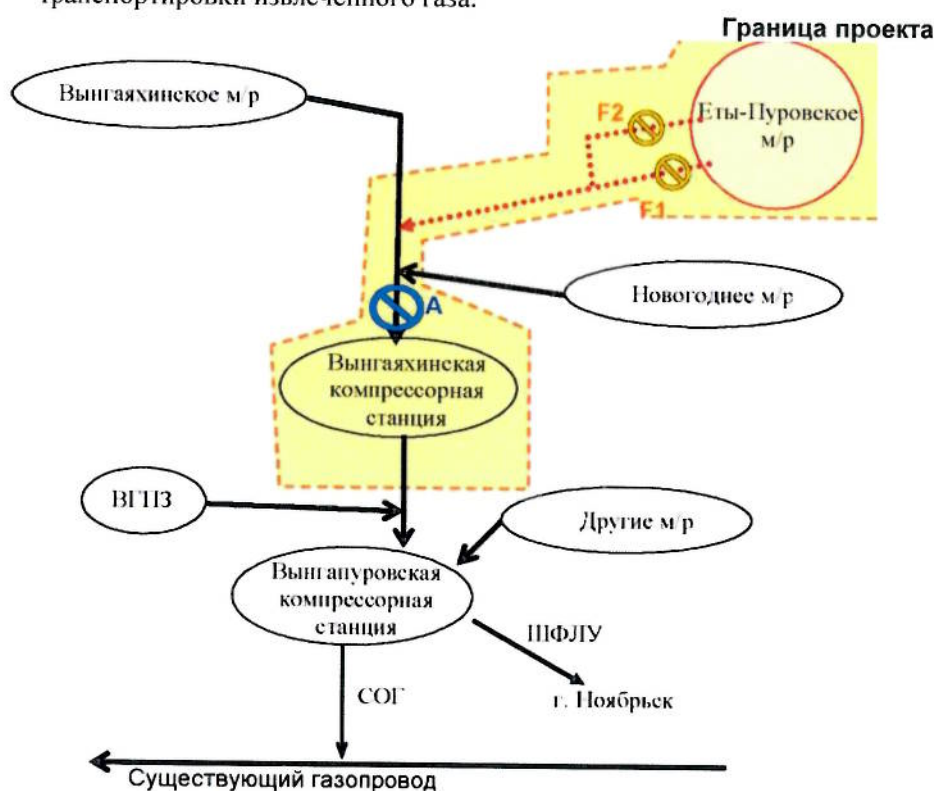
## РАЗДЕЛ С. Описание системы мониторинга

### (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 «Вынгаяхинская» и трубопровода между ними.

Точки для осуществления мониторинга приведены ниже:

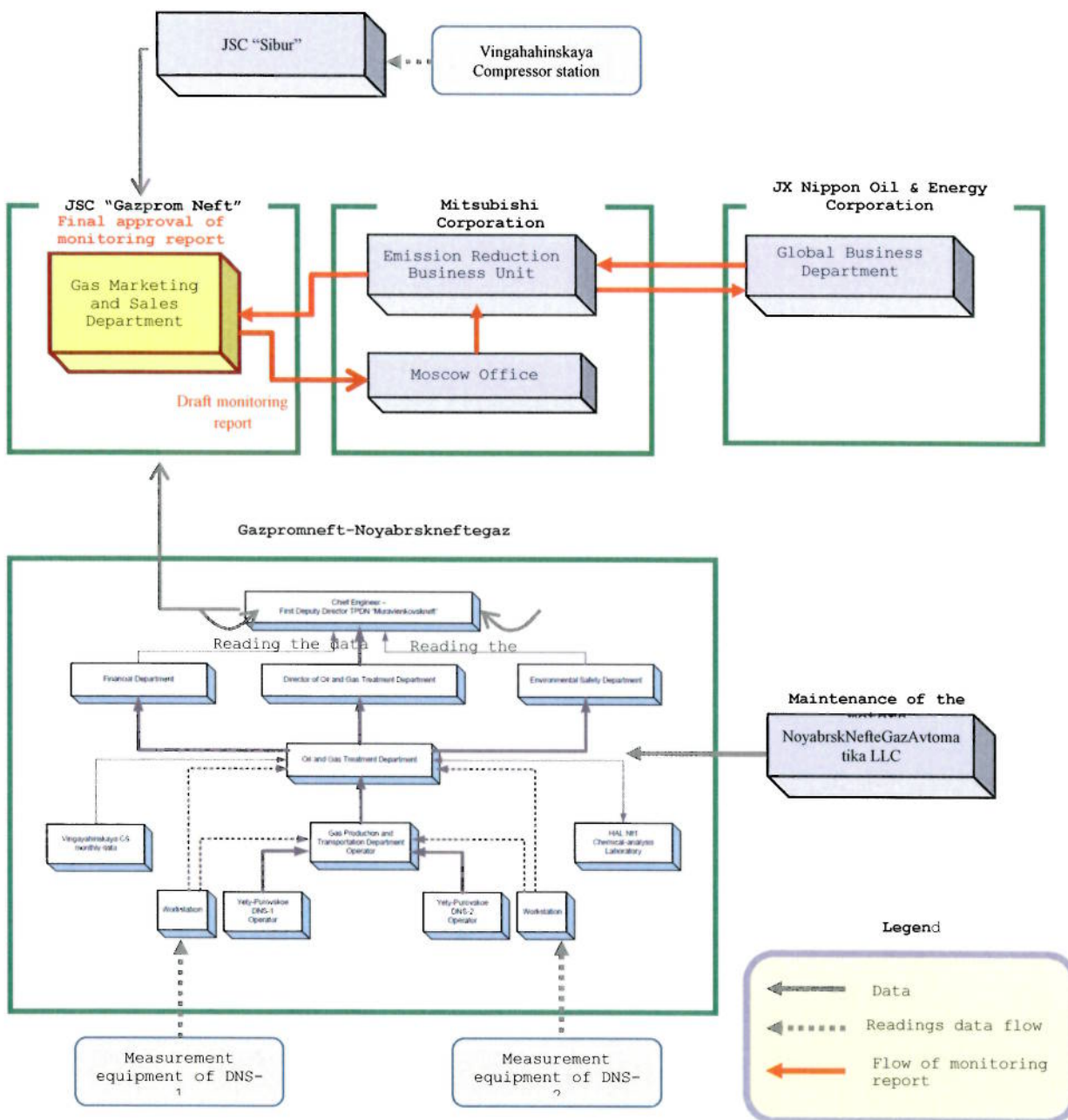
- расход попутного нефтяного газа на выходе с Еты-Пуровского нефтяного месторождения измеряется в точках F1 и F2, что позволяет определить объем поставки попутного нефтяного газа с Еты-Пуровского месторождения.
- осуществление замеров компонентного состава газа производится в точках F1 и F2, что позволяет определить низшую теплотворную способность извлеченного газа.
- объем потока на входе на Вынгаяхинскую 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.



**Порядок составления проекта отчета о мониторинге**

После сбора данных в соответствии с оперативной и управленческой структурой, ОАО «Газпромнефть-Ноябрьск нефтегаз» предоставляет данные ОАО «Газпром нефть» для подготовки проекта отчета о мониторинге. Проект отчета о мониторинге направляется в «JX Nippon Oil & Energy Corporation» для согласования и подтверждения верности произведенных расчетов.

**РАЗДЕЛ D. Данные и параметры**

<b>D.1-1. Данные и параметры, определенные при регистрации, контроль которых не производился во время периода мониторинга, включая значения и коэффициенты по умолчанию</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>Коэффициент эмиссии<sub>CO2, метан</sub> ( EF<sub>CO2, methane</sub>)</b>
Единица измерения данных:	<b>тонн CO<sub>2</sub>/тераджоуль</b>
Описание:	Коэффициент выброса CO <sub>2</sub> для метана
Источник использованных данных:	Методология МЧР AM0009 ред.04 (Киото)
Значение(я):	49,55 тонн CO <sub>2</sub> /тераджоуль
Указать, какие данные используются для (подсчетов базовых выбросов/ проектных выбросов/ утечек)	Выбросы базового варианта
Дополнительный комментарий:	

<b>D.1-2. Данные и параметры, определенные при регистрации, контроль которых не производился во время периода мониторинга, включая значения и коэффициенты по умолчанию</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>Коэф эмиссии<sub>ЕБ,оттен, у</sub>, Коэф эмиссии<sub>ЕБ,сз, v</sub> ( EF<sub>EL,oilfield, v</sub>, EF<sub>EL,CS, v</sub>)</b>
Единица измерения данных:	<b>тонн CO<sub>2</sub>/ МВт-ч</b>
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:	

<b>D.1-3. Данные и параметры, определенные при регистрации, контроль которых не производился во время периода мониторинга, включая значения и коэффициенты по умолчанию</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>Коэффициент потерь<sub>c02,y</sub> ( TDL<sub>j,y</sub>)</b>
Единица измерения данных:	<b>%</b>
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>н</sub>, (V<sub>F1,y</sub>)</b>
Единица измерения данных:	<b>Sm<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:	36 122 000 м <sup>3</sup>
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)	Расходомер ( Prowirl )
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 ±3~4%. Оборудование калибровалось 22 декабря 2011 года, следующая калибровка будет производиться 22 декабря 2014 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>н...</sub> (V<sub>F2,y</sub>)</b>
Единица измерения данных:	<b>Sm<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:	139 207 000 м <sup>3</sup>
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)	Расходомер ( Prowirl )
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 ±3~4%. Оборудование калибровалось 28 декабря 2011 года, следующая калибровка будет производиться 28 декабря 2014 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>NCV<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:	43,80 м <sup>3</sup> МДжоуль/м <sup>3</sup>
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
Частота измерений/снятия показаний/ записи:	Ежемесячно
Метод расчетов (если применяется):	<p>Низшая теплотворная способность газа (ИТС<sup>г</sup>) рассчитывается на основе замера данных по составу, как обозначено в формуле:</p> $NCV_{RG,F1,y} = \sum_i HC_{i,F1,y} \cdot NCV_{i,F1,y}$ <p>HC<sub>i, F1, y</sub> - Состав газа углеводородного типа 1 (%) в точке F1 в течение периода y в м<sup>3</sup>  NCV<sub>i, F1, y</sub> - Низшая теплотворная способность газа углеводородного типа 1 в течение периода y в м<sup>3</sup></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>	ИТС <sup>г</sup> <sub>RG,F2,y</sub>
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:	47,89 МДжоуль/м <sup>3</sup>
Указать, какие данные используются для (подсчетов базовых выбросов/ проектных выбросов/ утечек)	Выбросы базового варианта
Оборудование для мониторинга (тип, класс	Хроматографический газоанализатор

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> $NCV_{RG,F2,y} = \sum_i HC_{i,F2,y} \cdot NCV_{i,F2,y}$ <p><math>HC_{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>NCV_{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.

<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> ( V<sub>A,y</sub>)</b>
Единица измерения данных:	<b>Sm<sup>3</sup></b>
Описание:	Количество попутного нефтяного газа, поставляемого на Вынгаяхинскую компрессорную станцию, измеренное в точке А
Измеренное/Рассчитанное/ По умолчанию:	Измер. значение
Источник данных:	Измеренное значение на входе на Вынгаяхинскую компрессорную станцию, измеренное в точке А
Значение(я) контролируемого параметра:	374 051 000 м <sup>3</sup>
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 $\pm 3-4\%$ .
--	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<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 ( <math>E_{P,i,CS,y}</math> )</b>
Единица измерения данных:	<b>МВт/ч</b>
Описание:	Электричество, потребленное для транспортировки попутного нефтяного газа на Вынгайхинскую компрессорную станцию
Измеренное/Рассчитанное/ По умолчанию:	Измер. значение
Источник данных:	Измеренные данные по электричеству на Вынгайхинской компрессорной станции
Значение(я) контролируемого параметра:	108 550 704 59 960 684 МВт/ч
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
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). Следующая калибровка намечена на 26 февраля 2016 года (Серийный номер: 102060189) и 13 декабря 2015 года (Серийный номер: 112053016).

**D.2-7. Измерительное оборудование, примененное при мониторинге за период с 1 апреля 2012 по 30 сентября 2012.**

Type, serial number	Data of the last calibration/verification	Calibration/verification valid until
<b>APG treated by GTPP</b>		
<b>Unit for operational metering of associated gas at Ety-Pur oil field (DNS-1)</b>		
Gas flow rate computer ABAC № 157	28/09/2010	28/09/2014
Flow meter Prowirl 72F1F-SE0FA1CAA0AW № E3152302000	30/03/2011	30/03/2015
Flow meter Prowirl 72F1F-SE0FA1CAA0AW № E3152102000	01/03/2011	01/03/2015
Temperature transducer Metran-276 № 809329	13/12/2011	13/12/2012
Temperature transducer Metran-276 № 809326	20/12/2011	20/12/2012
Pressure transducer Metran-150 № 1002245	19/01/2011	19/01/15
Pressure transducer Metran-150 № 1002257	20/12/2011	20/12/2015
<b>Unit for operational metering of associated gas at Ety-Pur oil field (DNS-2)</b>		
Gas flow rate computer ABAC № 140	28/09/2010	28/09/2014
Flow meter Prowirl 72F2F-SE0FA1CAA0AW № E30BA202000	01/03/2011	01/03/2015
Flow meter Prowirl 72F1F-SE0FA1CAA0AW № E3047A02000	01/03/2011	01/03/2015
Temperature transducer TSPU Metran 276MP № 809345	26/12/2011	26/12/2012
Temperature transducer TSPU Metran 276MP № 809348	26/12/2011	26/12/2012
Pressure transducer Metran-150 № 1002254	19/01/2011	19/01/2015
Pressure transducer Metran-150 № 1930975	02/08/2010	02/08/2014
Flow meter Flowsic-100 MCU № 12198751.		
<b>Unit for quality control of treated APG</b>		
Gas chromatograph Kristallux 4000M	22/11/2011	22/11/2012
Chemical laboratory	07/12/2009	07/12/2014

**РАЗДЕЛ Е. Подсчет уменьшения выбросов****Е.1. Подсчет базовых выбросов**

Базовые выбросы при проектных работах составляют:

$$BE_y = (VF_{1,y} * NCVRG_{F1,y} + VF_{2,y} * NCVRG_{F2,y}) * EFCO2, methane$$

Где:

$BE_y$  - Базовые выбросы в период  $y$  в тоннах  $CO_2$ -эквивалента.

$V_{F1, y}$  - Объем извлеченного газа Еты-Пуровского нефтяного месторождения, измеренный в точке F1 на рисунке D в период  $y$  в  $m^3$ .

$V_{F2, y}$  - Объем извлеченного газа Еты-Пуровского нефтяного месторождения, измеренный в точке F2 на рисунке D в период  $y$  в  $m^3$ .

$NCVRG_{F1,y}$  - Низшая теплотворная способность извлеченного газа, измеренная в точке F1 в период  $y$  (тераджоулей/ $S m^3$ )

$NCVRG_{F2,y}$  - Низшая теплотворная способность извлеченного газа, измеренная в точке F2 в период  $y$  (тераджоулей/ $S m^3$ )

$EFCO2, methane$  - Коэффициент выброса  $CO_2$  для метана (тонн  $CO_2$ /тераджоуль)

(1)  $V_{F1, y}$ ,  $V_{F2, y}$

Показатели измерения для расчета: апрель – сентябрь 2012:

	$V_{F1,y}$	$V_{F2,y}$
	$m^3$	$m^3$
Apr	5 595 000	16 149 000
May	5 397 000	14 394 000
Jun	5 932 000	15 571 000
Jul	4 400 000	23 092 000
Aug	6 345 000	38 104 000
Sep	8 453 000	31 897 000
Total	36 122 000	139 207 000



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

Ниже представлен состав газа, измеренный в точке F1 и его среднее арифметическое в период реализации проекта (апрель – сентябрь 2012).

	Apr-12	May-12	Jun-12	Jul-12	Aug-12	Sep-12	Average
Nitrogen	0,930	0,860	1,051	1,280	0,991	1,018	1,021
Carbon dioxide	0,543	0,468	0,457	0,514	0,516	0,405	0,484
Methane	81,652	83,623	82,919	82,266	78,975	80,080	81,585
Ethane	7,775	7,820	7,653	7,961	7,532	7,264	7,667
Propane	3,232	3,412	3,260	3,496	3,318	3,142	3,310
i-butane	1,368	1,258	1,278	1,352	1,271	1,300	1,304
n-butane	1,264	1,248	1,218	1,272	1,273	1,230	1,251
i-pentane	0,745	0,548	0,664	0,653	0,634	0,650	0,649
n-pentane	0,487	0,342	0,432	0,403	0,418	0,402	0,414
i-hexanes	0,643	0,276	0,494	0,538	0,617	0,605	0,529
n-hexanes	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
i-heptanes	0,662	0,107	0,343	0,184	4,170	3,685	1,525
benzen	0,100	0,014	0,052	0,025	0,046	0,041	0,046
n-heptanes	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
i-octanes	0,547	0,022	0,164	0,054	0,224	0,169	0,197
Toluene	0,052	0,004	0,015	0,005	0,015	0,012	0,017
n-octane	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Nonanes plus	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	

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

	Composition (%) (2009 average)	Heat value (MJ/m <sup>3</sup> )	=C * D / 100 (MJ/m <sup>3</sup> )
	=C	=D	
Oxygen		0,000	
Nitrogen	1,021	0,000	0,00
Carbon dioxide	0,484	0,000	0,00
Methane	81,585	33,936	27,69
Ethane	7,667	60,395	4,63
Propane	3,310	86,456	2,86
i-butane	1,304	112,031	1,46
n-butane	1,251	112,384	1,41
i-pentane	0,649	138,044	0,90
n-pentane	0,414	138,380	0,57
i-hexanes	0,529	164,075	0,87

n-hexanes		164,402	
i-heptanes	1,525	190,099	2,90
benzen	0,046	134,055	0,06
n-heptanes		190,398	
i-octanes	0,197	215,732	0,42
Toluene	0,017	159,534	0,03
n-octane		216,374	
Nonanes plus		242,398	
total			43,80

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

Ниже представлен состав газа, измеренный в точке F2 и его среднее арифметическое в период реализации проекта (апрель – сентябрь 2012).

	Apr-12	May-12	Jun-12	Jul-12	Aug-12	Sep-12	Average
Nitrogen	2,935	0,856	1,566	0,791	1,151	1,226	1,421
Carbon dioxide	0,743	1,229	1,250	1,216	1,189	1,138	1,127
Methane	69,299	70,137	69,515	68,661	67,466	65,600	68,446
Ethane	12,349	13,161	12,618	13,020	13,113	12,483	12,791
Propane	9,107	9,223	8,838	9,473	9,883	9,362	9,314
i-butane	1,557	1,580	1,695	1,732	1,811	1,699	1,679
n-butane	2,585	2,478	2,689	2,894	3,076	2,927	2,775
i-pentane	0,550	0,532	0,652	0,721	0,732	0,712	0,650
n-pentane	0,509	0,478	0,610	0,709	0,721	0,714	0,623
i-hexanes	0,238	0,228	0,344	0,445	0,453	0,624	0,389
n-hexanes	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
i-heptanes	0,089	0,072	0,148	0,216	0,242	3,305	0,679
benzen	0,016	0,014	0,028	0,041	0,045	0,047	0,032
n-heptanes	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
i-octanes	0,018	0,010	0,037	0,062	0,090	0,131	0,058
Toluene	0,005	0,003	0,011	0,021	0,030	0,032	0,017
n-octane	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Nonanes plus	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	

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

	Composition (%) (2009 average)	Heat value (MJ/m3)	=C * D / 100 (MJ/m3)
	=C	=D	
Oxygen		0,000	
Nitrogen	1,421	0,000	0,00
Carbon dioxide	1,127	0,000	0,00
Methane	68,446	33,936	23,23

Ethane	12,791	60,395	7,72
Propane	9,314	86,456	8,05
i-butane	1,679	112,031	1,88
n-butane	2,775	112,384	3,12
i-pentane	0,650	138,044	0,90
n-pentane	0,623	138,380	0,86
i-hexanes	0,389	164,075	0,64
n-hexanes		164,402	
i-heptanes	0,679	190,099	1,29
benzen	0,032	134,055	0,04
n-heptanes		190,398	
i-octanes	0,058	215,732	0,13
Toluene	0,017	159,534	0,03
n-octane		216,374	
Nonanes plus		242,398	
total			47,89

### (3) Базовые выбросы

На основании вышеизложенного, в период реализации проекта (апрель – сентябрь 2012), каждый из параметров составляет:

$V_{F1, y}$	36 122 000	m <sup>3</sup>
$V_{F2, y}$	139 207 000	m <sup>3</sup>
$NCV_{RG, F1, y}$	43,80	MJ/m <sup>3</sup>
$NCV_{RG, F2, y}$	47,89	MJ/m <sup>3</sup>
$E_{FCO_2, methane}$	49,55	tCO <sub>2</sub> /TJ (Given value in accordance with AM0009 version 4)

Следовательно, в соответствии с формулой, базовые выбросы (BE<sub>y</sub>) для периода реализации проекта (апрель – сентябрь 2012), можно рассчитать как:

$$BE_y = (VF_{1,y} * NCVRG_{F1,y} + VF_{2,y} * NCVRG_{F2,y}) * E_{FCO_2, methane} = \underline{\underline{408\ 726\ tCO_2}}$$



## Е.2. Подсчет проектных выбросов

Проектные выбросы можно подсчитать следующим образом:

$$PE_y = PE_{CO_2, \text{ fossilfuels}, y} + PE_{CO_2, \text{ elec}, y}$$

при

$$PE_{CO_2, \text{ fossilfuels}, y} = PE_{CO_2, \text{ fossilfuels}, \text{ oilfield}, y} + PE_{CO_2, \text{ fossilfuels}, \text{ CS}, y}$$

$$PE_{CO_2, \text{ elec}, y} = PE_{CO_2, \text{ EC}, \text{ oilfield}, y} + PE_{CO_2, \text{ EC}, \text{ CS}, y}$$

где:

$PE_{CO_2, \text{ fossilfuels}, y}$  - выбросы CO<sub>2</sub> за счет потребления ископаемого топлива для добычи, подготовки, транспортировки, и, если применяется, сжатия извлеченного газа.

$PE_{CO_2, \text{ elec}, y}$  - выбросы CO<sub>2</sub> за счет потребления электроэнергии для добычи, подготовки, транспортировки, и, если применяется, сжатия извлеченного газа.

$PE_{CO_2, \text{ elec}, y}$  - выбросы CO<sub>2</sub> за счет потребления ископаемого топлива, за исключением извлеченного газа, в ходе проектных работ на Еты- Пуровском нефтяном месторождении в период у в тоннах CO<sub>2</sub>. Оценка выбросов описана в п. (2) ниже.

$PE_{CO_2, \text{ fossilfuel}, \text{ CS}, y}$  - выбросы CO<sub>2</sub> за счет потребления ископаемого топлива, за исключением извлеченного газа, в ходе проектных работ на Вынгаяхинской компрессорной станции в период у в тоннах CO<sub>2</sub>. Оценка выбросов описана в п. (4) ниже.

$PE_{CO_2, \text{ EC}, \text{ oilfield}, y}$  - выбросы CO<sub>2</sub> за счет потребления электроэнергии, получаемой от энергосистемы, и используемой, в частности, для транспортировки попутного нефтяного газа на Еты-Пуровском нефтяном месторождении в период у в тоннах CO<sub>2</sub>. Оценка выбросов описана в п. (3) ниже.

$PE_{CO_2, \text{ EC}, \text{ CS}, y}$  - 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>. Оценка выбросов описана в п. (5) ниже.

(1) выбросы CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub>, 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 ( $PE_{CO_2, \text{ fossil fuels}, \text{ oil field}, y}$ )

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

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

(3) Выбросы CO<sub>2</sub> на месторождении в результате использования электроэнергии, получаемой от энергосистемы ((PE<sub>CO<sub>2</sub>, EC, oilfield, y</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 Вынгайхинскую компрессорную станцию за счет использования ископаемых видов топлива, кроме попутного нефтяного газа (PE<sub>CO<sub>2</sub>, fossilfuel, CS y</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 Вынгайхинской компрессорной станции (PE<sub>CO<sub>2</sub>, EC, CS, y</sub>)

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

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

$$PE_{CO_2, EC, CS, y} = \frac{(V_{F1, y} + V_{F2, y})}{V_{A, y}} * EC_{PJ, CS, y} * EF_{EL, CS, y} * (1 + TDL_{j, y})$$

Где :

PE<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 Вынгайхинской компрессорной станции в период y в тоннах CO<sub>2</sub>

V<sub>F1, y</sub> - Объем восстановленного газа Еты-Пуровского нефтяного месторождения, измеренный в точке F1 на рисунке D в период y в м<sup>3</sup>.

V<sub>F2, y</sub> - Объем восстановленного газа Еты-Пуровского нефтяного месторождения, измеренный в точке F2 на рисунке D в период y в м<sup>3</sup>.

V<sub>A, y</sub> - Объем попутного нефтяного газа, поставляемого на Вынгайхинскую компрессорную станцию, измеренный в точке A на рисунке D в период y в м<sup>3</sup>.

EC<sub>PJ, CS, y</sub> - Количество электроэнергии, получаемой от энергосистемы, потребленной на Вынгайхинской компрессорной станции в течение периода y.

EF<sub>EL, CS, y</sub> - Коэффициент эмиссии CO<sub>2</sub> электроэнергии, поставляемой извне на Вынгайхинскую 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 соответствии со «Способом расчета базовых, проектных выбросов или утечек при потреблении электричества»



$TDL_{j,y}$  - 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 Вынгайхинского и Новогоднего месторождения, которые смешиваются с газом Еты-Пуровского месторождения на Вынгайхинской 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 Вынгайхинской 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 для периода мониторинга (Апрель – Сентябрь 2012) составляют:

	$V_{F1,y}$	$V_{F2,y}$	$V_{A,y}$	$EC_{PJ,CS,y}$
	m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>	kWh
Apr	5 595 000	16 149 000	65 296 000	10 247 696
May	5 397 000	14 394 000	59 981 000	9 519 053
Jun	5 932 000	15 571 000	63 847 000	9 950 926
Jul	4 400 000	23 092 000	48 590 000	7 765 501
Aug	6 345 000	38 104 000	71 758 000	11 863 042
Sep	8 453 000	31 897 000	64 579 000	10 614 466
Total	36 122 000	139 207 000	374 051 000	59 960 684

На основании вышесказанного,  $PV_{CO_2, EC, CS, y}$  были оценены в 104 080 тонн CO

(6) Всего с (1) ~ (5)

На основании результатов расчетов, каждый параметр проектных выбросов составляет:

PE CO<sub>2</sub>, fossil fuels, oil field, y Не применяется  
 PE CO<sub>2</sub>, EC, oilfield, y 6 182 tCO<sub>2</sub>  
 PE CO<sub>2</sub>, fossilfuel, CS y Не применяется  
 PE CO<sub>2</sub>, EC, CS, y 43,844 tCO<sub>2</sub>

Общие проектные выбросы (ПВ) составляют (Апрель – Сентябрь 2012): **50,026 tCO<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 (Апрель – Сентябрь 2012):**

Всего базовых выбросов: 408 726 тонн CO<sub>2</sub>

Всего проектных выбросов: 50 026 тонн CO<sub>2</sub>

Всего утечек: Не применяется

Всего сокращений выбросов: 358 700 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)	336 716 тонн CO <sub>2</sub> = 673 342 тонн CO <sub>2</sub> (Янв – Дек 2012)*2/4	358 700 тонн CO <sub>2</sub> (Апрель - Сентябрь 2012)

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

Нет замечаний.

**Сведения об осуществлении деятельности в соответствии  
с инвестиционной декларацией «Проект совместного осуществления на  
Еты-Пуровском месторождении»**

В настоящее время реализация Ноябрьского интегрированного проекта (НИП) находится в следующей стадии (описание состояния строительства по отдельным объектам по состоянию на октябрь 2012 г.):

1. Выполнены проектно-изыскательские работы (2 кв. 2011 г.) на строительство газопроводов (п. 1-4), имеется положительное решение Главгосэкспертизы по проекту, получено разрешение и начато строительство (декабрь 2011 г.).

2. Газопровод подачи ПНГ с ДНС-1 до точки врезки в газопровод «ДНС-2 Еты-Пуровского м/р – Вынгаяхинское м/р».  
Выполнение строительства 100 %.

По п.п 1 и 2 представлена подтверждающая копия титульного листа договора:

- Договор № Д/2103/11-1954 (ГМН-073/11Д) от 30.06.2011

3. Строительство лупинга газопровода Ду 500 с Еты-Пуровского м/р до Вынгаяхинского м/р – диаметр Ду700, протяженность 60 км.  
Общее выполнение строительства можно оценить в 100%.

Представлена подтверждающая копия титульного листа договора:

- Договор № Д/2103/11-2991

4. Лупинг существующего газопровода Ду700 с Вынгаяхинского м/р до КС Вынгаяхинская протяженностью 40 км. Выполнение строительства – 100 %.

5. Реконструкция существующего газопровода Ду700 с Вынгаяхинского м/р до КС Вынгаяхинская протяженностью 40 км. Выполнение строительства – 100 %.

Затраты на проектно-изыскательские работы на строительство газопроводов составили около 83 млн. руб., строительные-монтажные работы и оборудование – 2128 млн. руб. (22 млн. руб. в 2011 г. и 2106 млн. руб. в 2012 г.).

6. Вакуумные компрессорные станции на ДНС-2 Еты-Пуровского м/р, ЦППН Вынгаяхинского м/р, ЦПС/ДНС-3 и ДНС-1 Вынгапуровского м/р.

Представлены подтверждающие копии титульных листов договоров:

- Договор № Д/2103/11-1981/ГМН-081/11Д от 05.07.2011
- Договор № Д/2103/12-817
- Договор № Д/2103/12-822

Выполнены проектно-изыскательские работы (затраты составили 36 млн. руб.) имеется положительное решение Главгосэкспертизы.

Выполнена поставка блочных компрессорных установок. Общее выполнение строительства – 25 %. Затраты на выполнение СМР – 41 млн. руб.

Таким образом, общие затраты на реализацию проекта в целом по состоянию на октябрь 2012 г. составили:



- проектно-изыскательские работы - 119 млн. руб.
- строительномонтажные работы и оборудование – 2169 млн. руб.

ДОГОВОР № № Д/2103/11 - 1954 (ГМН-09/112)  
на выполнение проектно-изыскательских работ

г. Муравленко

« 01 » 12 2011г.

Открытое акционерное общество «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (далее ОАО «Газпромнефть-ННГ») в лице исполняющего обязанности генерального директора Филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ» **Вдовина Владимира Анатольевича**, действующего на основании доверенности от 21.03.2011г., зарегистрированной нотариусом нотариального округа г. Ноябрьск Ямало-Ненецкого автономного округа Хрущевым С.М. в реестре нотариальных действий за № Д-663, именуемое в дальнейшем «Заказчик», с одной стороны и

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть Научно-Технический Центр» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), именуемое в дальнейшем «Подрядчик», в лице Директора по науке – первого заместителя Генерального директора **Хафизова Сергея Фаизовича**, действующего на основании Доверенности № 58 от 03 мая 2011 года, с другой стороны, совместно именуемые Стороны, заключили настоящий договор (далее - «Договор») о нижеследующем:

### Статья 1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.

«Договор» - настоящий договор, заключенный Сторонами, со всеми Приложениями и Дополнениями к нему.

«Стороны» - физические и/или юридические лица, подписавшие Договор, и выступающие в качестве Заказчика и Подрядчика.

«Субподрядная проектно-изыскательская организация» - проектно-изыскательская организация, привлекаемая Подрядчиком для выполнения отдельных видов работ и услуг по Договору, имеющая свидетельства о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства, иные предусмотренные действующим законодательством документы, подтверждающие право выполнения проектных и изыскательских работ.

«Работы» - проектные и изыскательские работы, подлежащие выполнению Подрядчиком в соответствии с условиями Договора.

«Материалы инженерных изысканий» - результаты изыскательских работ, выполняемых Подрядчиком в соответствии со СНиП 11-02-96 и включающие в себя отчет, картографический материал, планы и иные документы.

«Проектная документация» - комплекс документов, разрабатываемый Подрядчиком в соответствии с заданием на проектирование (Приложение № 1), условиями Договора, требованиями действующего законодательства и стандартами РФ, строительными нормами и правилами РФ, нормативными актами, в том числе сметы (сводный сметный расчет, объектные и локальные сметы).

«Договорная цена» - стоимость выполняемых работ по договору, согласованная Сторонами.

«Государственная экспертиза» - экспертиза проектной документации, проводимая Органами государственной экспертизы, в соответствии с требованиями действующего законодательства РФ.

«Задание на проектирование» - утвержденное Заказчиком Задание на проектирование (Приложение №1), составленное в соответствии с действующими нормативными документами Российской Федерации.

«Объект» - здания, строения, сооружения, которые должны быть построены и в отношении которых выполняются Работы согласно условиям Договора.

Для статьи 12 настоящего Договора: «Объект» – месторождение нефти и газа, где Филиал осуществляет свою хозяйственную деятельность, а равно сооружение, строение, отдельное помещение Филиала либо их комплекс, включая вахтовые поселки, административно-бытовые корпуса, контрольно-пропускные пункты и иные здания, а также территория перед контрольно-пропускными пунктами, на которой осуществляется досмотр.

№ 10/11  
Финанс. отдел  
ОАО «Томскгазстрой»

Заказчик: ОАО «Газпромнефть-ННГ»  
Подрядчик: ОАО «Томскгазстрой»

Д/2103/11-2991

**ДОГОВОР**  
**Строительного подряда**  
**на строительство объекта "Газопровод ДНС-2 Еты-Пуровского**  
**месторождения – т.вр. в газопровод «т.вр. ДНС-1 – КС «Вынгаяхинская»,**  
**«Газопровод ДНС-1 – т.вр. ДНС-2 УПСВ Еты-Пуровского месторождения».**



г. Муравленко

«05» 04 2011г.

Открытое акционерное общество «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (далее ОАО «Газпромнефть-ННГ») в лице исполняющего обязанности генерального директора Филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ» Вдовина Владимира Анатольевича, действующего на основании доверенности от 21.03.2011г., зарегистрированной нотариусом нотариального округа г. Ноябрьск Ямало-Ненецкого автономного округа Хрущевым С.М. в реестре нотариальных действий за № Д-663, именуемое в дальнейшем «Заказчик», с одной стороны и

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть Научно-Технический Центр» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), именуемое в дальнейшем «Подрядчик», в лице Директора по науке – первого заместителя Генерального директора Хафизова Сергея Фаизовича, действующего на основании Доверенности № 58 от 03 мая 2011 года, с другой стороны, совместно именуемые Стороны, заключили настоящий договор (далее - «Договор») о нижеследующем:

### Статья 1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.

«Договор» - настоящий договор, заключенный Сторонами, со всеми Приложениями и Дополнениями к нему.

«Стороны» - физические и/или юридические лица, подписавшие Договор, и выступающие в качестве Заказчика и Подрядчика.

«Субподрядная проектно-изыскательская организация» - проектно-изыскательская организация, привлекаемая Подрядчиком для выполнения отдельных видов работ и услуг по Договору, имеющая свидетельства о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства, иные предусмотренные действующим законодательством документы, подтверждающие право выполнения проектных и изыскательских работ.

«Работы» - проектные и изыскательские работы, подлежащие выполнению Подрядчиком в соответствии с условиями Договора.

«Материалы инженерных изысканий» - результаты изыскательских работ, выполняемых Подрядчиком в соответствии со СНиП 11-02-96 и включающие в себя отчет, картографический материал, планы и иные документы.

«Проектная документация» - комплекс документов, разрабатываемый Подрядчиком в соответствии с заданием на проектирование (Приложение № 1), условиями Договора, требованиями действующего законодательства и стандартами РФ, строительными нормами и правилами РФ, нормативными актами, в том числе сметы (сводный сметный расчет, объектные и локальные сметы).

«Договорная цена» - стоимость выполняемых работ по договору, согласованная Сторонами.

«Государственная экспертиза» - экспертиза проектной документации, проводимая органами государственной экспертизы, в соответствии с требованиями действующего законодательства РФ.

«Задание на проектирование» - утвержденное Заказчиком задание на проектирование (Приложение №1), составленное в соответствии с действующими нормативными документами Российской Федерации.

«Объект» - здания, строения, сооружения, которые должны быть построены и в отношении которых выполняются Работы согласно условиям Договора.

Для статьи 12 настоящего Договора:

«Объект» - месторождение нефти и газа, где Филиал осуществляет свою хозяйственную деятельность, а равно сооружение, строение, отдельное помещение Филиала либо их комплекс, включая вахтовые поселки, административно-бытовые корпуса, контрольно-пропускные пункты и иные здания, а также территория перед контрольно-пропускными пунктами, на которой осуществляется досмотр, участок

ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ»  
КОММЕРЧЕСКИЙ ОТДЕЛ

Этими яд  
Филиала «Мурааленковскыи»  
ОАО «Газпромнефть-ННГ»

Заказчик: ОАО «Газпромнефть-ННГ»  
Подрядчик: ООО «СибЭнергоМонтаж»

ДОГОВОР *1/0108/16-884*  
Строительного подряда  
на строительство объекта «Компрессорная станция на ДНС-2 УПСВ Еты-  
Пуровского месторождения» по стройке «Станция газокompрессорная  
низконапорного газа в блочно-комплектном исполнении на территории ДНС-2  
УПСВ Еты-Пуровского месторождения»

Заказчик: ОАО «Газпромнефть-ННГ»  
Подрядчик: ООО «Уралспецстрой»

ДОГОВОР № 2103/12-822

Строительного подряда

на строительство объекта «Компрессорная станция на ЦППН-2 Вынгаяхинского месторождения» по стройке «Станция газокompрессорная в блочно-комплектном исполнении на территории ЦППН-2 Вынгаяхинского месторождения».