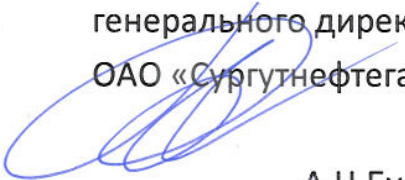


Главный инженер –
первый заместитель
генерального директора
ОАО «Сургутнефтегаз»


_____ А.Н.Буланов
« 27 » _____ 01 20 12 г.

ОТЧЕТ О МОНИТОРИНГЕ
(Отчет о ходе реализации проекта)

по проекту

**«Строительство газотурбинных электростанций для утилизации
нефтяного попутного газа на тринадцати нефтяных месторождениях
ОАО «Сургутнефтегаз» в Ханты-Мансийском автономном округе,
Российская Федерация»**

Период мониторинга: 01.01.2008 – 31.12.2010

Версия документа: версия 1.3

Дата документа: 24.12.2011

Содержание

| | |
|---|----|
| Секция А. Общее описание проекта..... | 3 |
| А.1. Наименование проекта:..... | 3 |
| А.2. Описание проекта:..... | 3 |
| А.3. Стадия реализации проекта: | 4 |
| А.4. Отклонения или изменения в ПТД и план мониторинга: | 4 |
| А.5. Период мониторинга: | 5 |
| А.6. Информация об периодичности отчета о мониторинге и изменениях с предыдущей верификации :..... | 5 |
| А.7. Участники проекта:..... | 5 |
| А.9. Утверждение проекта Сторонами:..... | 6 |
| А.10. Организация, ответственная за подготовку отчета о мониторинге:..... | 6 |
| СЕКЦИЯ В. План мониторинга и структура мониторинга | 7 |
| В.1. Общее описание избранного плана мониторинга:..... | 7 |
| В.2. Данные, используемые для мониторинга сокращений выбросов генерируемых проектом:..... | 8 |
| В.3. Описание формул, использующихся для расчета сокращений выбросов по проекту: | 10 |
| В.4. Операционная и управленческая структура применяемая при реализации плана мониторинга:13 | |
| В.5. Контроль качества (QC) и обеспечение качества (QA):..... | 16 |
| В.6. Данные об измерительных приборах и ответственных за измерения параметров, подлежащих мониторингу | 17 |
| В.7. Данные о защите окружающей среды:..... | 35 |
| СЕКЦИЯ С. Расчет сокращений выбросов | 43 |
| С.1. Данные мониторинга:..... | 43 |
| С.2. Расчеты проектных выбросов: | 56 |
| С.3. Расчет объема выбросов по базовой линии:..... | 57 |
| С.4. Расчет утечек:..... | 58 |
| С.5. Расчет сокращений выбросов по проекту:..... | 58 |
| С.6. Анализ отклонения результатов мониторинга от расчетов сокращений выбросов ex-ante:..... | 59 |
| Приложение 1 – Контактная информация участников проекта:..... | 61 |

А.1. Наименование проекта:

Наименование проекта: «Строительство газотурбинных электростанций для утилизации нефтяного попутного газа на тринадцати нефтяных месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» в Ханты-Мансийском автономном округе, Российская Федерация»

Сектор (категория) (1) Энергетика (возобновляемые/не возобновляемые источники)
источников: (10) Фугитивные эмиссии, вызванные сжиганием ископаемого топлива (твердого, нефти и газа)

Версия отчета о мониторинге: 1.3

Дата: 24.12.2011

А.2. Описание проекта:

Краткое описание проекта

Проектом предусматривается строительство 16 газотурбинных электростанций (далее по тексту - ГТЭС) на нефтяных месторождениях, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз» в Ханты-Мансийском автономном округе Российской Федерации. Попутный нефтяной газ используется в качестве топлива для ГТЭС. Проект позволяет ОАО «Сургутнефтегаз» избежать сжигания попутного нефтяного газа (далее по тексту - ПНГ) на факелах путем использования его для целей выработки электроэнергии.

Цель проекта

Главными целями проекта являются:

- Повышение уровня утилизации ПНГ;
- Покрытие потребностей нефтяных месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» в электроэнергии за счет выработки собственной электроэнергии;
- Улучшение экологической ситуации в районе нефтяных месторождений;
- Снижение уровня выбросов парниковых газов (ПГ).

Проектный сценарий

В рамках проектного сценария построено шестнадцать ГТЭС общей установленной мощностью 444 МВт. ГТЭС работают на ПНГ, поступающем с нефтяных месторождений, разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз». ГТЭС предназначены для покрытия местных потребностей в электроэнергии указанных нефтяных месторождений. Реализация проекта позволяет значительно увеличить уровень утилизации ПНГ и снизить объем поставок электроэнергии из Объединенной энергосистемы (ОЭС) Урала. ОЭС Урала - одна из шести ОЭС Единой Энергосистемы Российской Федерации.

После ввода всех 16 ГТЭС в эксплуатацию, чистая выработка электроэнергии на 16 ГТЭС составит примерно 3.3 млн. МВтч в год.

Базовый сценарий (исходные условия)

Базовый сценарий может быть описан следующим образом: при отсутствии данного проекта, ПНГ, расходуемый всеми ГТЭС, кроме Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС, сжигался бы на факелах, а ПНГ, расходуемый Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС, поставлялся бы на Сургутские ГРЭС. Местные потребности в электроэнергии нефтяных месторождений разрабатываемых ОАО «Сургутнефтегаз» удовлетворялись бы за счет электроэнергии, поставляемой из ОЭС Урала.

Базовый сценарий предполагает также выбросы метана вследствие неполного сгорания ПНГ на факелах. Это обусловлено эффективностью сжигания попутного газа на факеле, которая ниже, чем в случае сжигания в газовой турбине. Иными словами, не весь метан в составе ПНГ окисляется и превращается в CO₂ – часть его выбрасывается в атмосферу не сгоревшим.

Применяемая методология

Для настоящего проекта используется особый подход для проектов Совместного Осуществления для определения исходных условий (базового сценария) и для плана мониторинга. Исходные условия (базовая линия) и план мониторинга устанавливаются в соответствии с решением 9/СМР.1, «Руководящие принципы для осуществления статьи 6 Киотского протокола» и решением FCCC/КР/СМР/2005/8/Add.2. от 30 марта 2006 г. и на основе "Руководства по критериям для исходных условий и мониторинга", версия 02.

Подход к определению базовой линии был открыто описан в Проектно Технической Документации (ПТД) версии 1.2, которая успешно прошла детерминацию.

А.3. Статус реализации проекта:

ПТД версии 1.0 настоящего проекта была передана в Bureau Veritas Certification Rus¹ (далее НАО) для детерминации в начале 2011. В процессе детерминации ПТД было изменено и в результате 24 апреля 2011 выпущена версия 1.2. Положительное экспертное заключение было получено на версию ПТД 1.2². Эта версия подробно описывает настоящий проект. Дата начала сокращения выбросов по проекту – 01.01.2008 г.

Проект был реализован, как описано в ПТД 1.2. Дата начала проекта – 23.04.2002, дата заключения контракта на поставку оборудования для первой Лукьявинской ГТЭС. Первая ГТЭС – Лукьявинская была введена в эксплуатацию 25.12.2003, а последняя – Северо-Лабатьюганская ГТЭС -2 – 16.12.2010. Реализация проекта полностью соотносится с графиком реализации в ПТД 1.2.

План мониторинга был реализован в точном соответствии с ПТД 1.2 с двумя незначительными отклонениями. Первое связано с изменением одного ответственного лица. Второе сделано для улучшения плана мониторинга. Изменения описаны в секции А.4 ниже.

В целом, отклонения от ПТД 1.2 отсутствуют за исключением небольших отклонений в значениях параметров, использованных в ПТД для предварительных расчетов сокращений выбросов, и фактических значений, полученных в процессе реализации проекта.

А.4. Отклонения или изменения в ПТД и план мониторинга:

Были внесены два незначительных изменения в план мониторинга по сравнению с планом мониторинга в ПТД версии 1.2:

- 1) Начальник отдела добычи и транспортировки газа технического управления ОАО «Сургутнефтегаз» будет отвечать за проверку отчетов о мониторинге вместо ведущего инженера отдела добычи и транспортировки газа. Изначально г-н Плетеный, ведущий инженер отдела по добыче и транспортировки газа технического управления ОАО «Сургутнефтегаз», был назначен ответственным за проверку отчетов о мониторинге. В процессе работы, он был повышен до заместителя начальника технического управления - начальника отдела добычи и транспортировки газа ОАО «Сургутнефтегаз». Это изменение в плане мониторинга только отражает смену должности и не имеет отрицательных последствий. После повышения г-н Плетеный имеет больше возможностей для осуществления задачи, так как с повышением связаны большие полномочия и доступ к информации.
- 2) Начальник технического управления ОАО «Сургутнефтегаз» будет отвечать за сбор, обработку и хранение данных вместо начальника отдела экологической безопасности и природопользования ОАО «Сургутнефтегаз». Эта позиция необходима только в момент подготовки отчетов о мониторинге. Сбор и хранение исходной информации будет осуществляться в рабочем режиме персоналом компании. Смена роли была произведена в августе 2010 перед подготовкой настоящего отчета о мониторинге. Это изменение сделано по причине того, что начальник технического управления ОАО «Сургутнефтегаз» имеет больше возможностей для выполнения данной задачи. Почти все данные для отчета о мониторинге имеют техническую направленность и подчиненные начальника технического управления

¹ Bureau Veritas Certification Rus является Независимой Аккредитованной Организацией (НАО)

² Положительное экспертное заключение вместе с отчетом о детерминации было предоставлено верификаторам.

ОАО «Сургутнефтегаз» имеют больше возможностей для работы с ними. Начальник технического управления ОАО «Сургутнефтегаз» больше подходит для этой роли по сравнению с начальником отдела экологической безопасности и природопользования. Изменение роли было сделано с целью улучшения качества плана мониторинга. Это изменение не имеет отрицательных последствий.

Оба изменения ведут к улучшению плана мониторинга и не имеют отрицательных последствий. Изменения не влияют на точность данных, но улучшают управленческую структуру при выполнении плана мониторинга. Изменения были введены в действие приказом №2135 от 02.08.2011³, который изменил две позиции, указанные в приказе №3007, который изначально устанавливал ответственность по плану мониторинга. Оба изменения отражены в Графике В.4-1 в секции В.4 ниже.

Помимо изменений в план мониторинга описанных выше, наименования параметров и формулы, используемые в настоящем отчете были изменены в соответствии со списком стандартных переменных в приложении А к Инструкции по критериям определения базовой линии и мониторинга (версия 3). Описание изменений приведены в Таблице А.4-1 ниже.

Таблица А.4-1. Список изменений в наименовании переменных.

| Старое наименование | Новое наименование | Описание параметра |
|-----------------------------|-----------------------------|---|
| density _h | ρ _h | Плотность углеводорода типа <i>h</i> |
| b _{SDPP} | SFC _{SDPP} | Удельный расход условного топлива для генерации электроэнергии на СГРЭС-1 и СГРЭС-2 |
| b _{GTPP,y} | SFC _{GTPP,y} | Удельный расход условного топлива для генерации электроэнергии на Лянторских ГТЭС-1 и ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС в году <i>y</i> . |
| V _{h, GTPP i, m} | W _{h, GTPP i, m} | Объемная доля углеводорода типа <i>h</i> в ПНГ, потребляемом ГТЭС <i>i</i> в месяце <i>m</i> |
| V _{CH4, GTPP i, m} | W _{CH4, GTPP i, m} | Объемная доля метана в ПНГ, потребляемом ГТЭС <i>i</i> в месяце <i>m</i> |
| UF | OXID | Коэффициент неполного сгорания ПНГ |

А.5. Период мониторинга:

Период мониторинга настоящего отчета с 01.01.2008 по 31.12.2010 (3 года или 36 месяцев).

А.6. Информация об периодичности отчета о мониторинге и изменениях с предыдущей верификации :

Это первоначальный периодический отчет о мониторинге по проекту «Строительство газотурбинных электростанций для утилизации нефтяного попутного газа на тринадцати нефтяных месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» в Ханты-Мансийском автономном округе, Российская Федерация».

Поскольку это первый периодический отчет, изменения по отношению к предыдущей верификации отсутствуют. Для информации об отклонениях от зарегистрированного ПТД или утвержденного плана мониторинга, смотрите секцию А.4 выше.

А.7. Участники проекта:

| Участвующая сторона | Юридическое лицо - участник проекта (в применимых случаях) | Указать, желание Участвующей стороны считаться |
|---------------------|---|--|
|---------------------|---|--|

³ Приказ №2135 от 2.08.2011 был предоставлен верификаторам.

| | | участником проекта (Да/Нет) |
|---|--|--------------------------------|
| Сторона А: Российская Федерация (принимающая сторона) | Юридическое лицо А1: ОАО «Сургутнефтегаз» | Нет |
| Сторона В: Великобритания | Юридическое лицо В1: «Газпром Маркетинг и Трейдинг Лимитед» | Нет |

А.8. Оценка объема сокращений выбросов за период мониторинга:

| | Количество лет |
|---|---|
| Продолжительность <u>периода мониторинга</u> | 3 |
| Год | Расчетный объем ежегодного снижения выбросов в тоннах эквивалента CO ₂ |
| 2008 | 1,255,608 |
| 2009 | 1,453,567 |
| 2010 | 1,653,286 |
| Общий расчетный объем снижения выбросов за <u>период мониторинга</u> (тонн эквивалента CO ₂) | 4,362,461 |
| Расчетный средний ежегодный объем снижения выбросов за <u>период мониторинга</u> (тонн эквивалента CO ₂) | 1,454,154 |

А.9. Утверждение проекта Сторонами:

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

9 декабря 2011 проект был утвержден принимающей стороной⁴.

Ожидается, что одобрение проекта стороной В, Великобританией, будет осуществлено в 2012 году.

А.10. Организация, ответственная за подготовку отчета о мониторинге:

Дата подготовки отчета о мониторинге: 15.09.2011

Отчет о мониторинге подготовлен компанией «Газпром Маркетинг и Трейдинг Лимитед».

Тел.: +44 (0) 207 756 0000

E-mail: emissions@gazprom-mt.com

«Газпром Маркетинг и Трейдинг Лимитед» является участником проекта, указанным в секции А.7.

⁴ Документ, подтверждающий одобрение проекта со стороны Российской Федерации был предоставлен верификаторам.

В.1. Общее описание избранного плана мониторинга:

Для плана мониторинга использовался особый подход для проектов совместного осуществления принимаемая во внимание требования "Руководства по критериям установления базовой линии и мониторинга" и с учетом требований решения 9/СМР.1, Приложения Б "Критерии для установления базовой линии и мониторинга".

Деятельность по мониторингу реализуется в полном соответствии с планом мониторинга установленным в ПТД 1.2 с двумя незначительными изменениям в управленческой структуре мониторинга. Изменения описаны в секции А.4 выше.

План мониторинга составлен на основе и в соответствии с существующими измерительными системами электроэнергетики и топлива компании и оценки воздействия на окружающую среду.

Четыре основных управления ОАО «Сургутнефтегаз» отвечают за реализацию плана мониторинга:

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

Мониторинг следующих параметров реализован для расчетов сокращений выбросов по проекту:

- Объем попутного нефтяного газа, потребляемого ГТЭС i в месяце m для целей выработки электроэнергии (m^3);
- Объемные доли различных видов углеводородов в попутном нефтяном газе, израсходованном ГТЭС i в месяце m (%);
- Годовой отпуск электроэнергии с ГТЭС i в году u (МВтч);
- Коэффициент удельного расхода условного топлива для выработки электроэнергии на Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС в году u .
- Процент потери электроэнергии в сети ОАО «Сургутнефтегаз» в году u (%).

Следующие установленные на этапе подготовки ПТД параметры применялись для расчета сокращений выбросов по проекту:

1. Плотность углеводорода типа h (10^{-6} Гг / m^3);
2. Коэффициент неполного сгорания ПНГ (%);
3. Стехиометрический массовый коэффициент CO_2 , образующегося при полном сгорании единицы массы углеводорода типа h (г./г.);
4. Удельный расход условного топлива для генерации электроэнергии на СГРЭС-1 и СГРЭС-2 (г.у.т. / кВтч);
5. Коэффициент эмиссий для сетевой электроэнергии в ОЭС Урала в году u (т. CO_2 / МВтч);
6. Потери энергии во внешней сети в году u (%);

7. Потенциал метана в отношении глобального потепления (тСО₂экв/тСН₄).

В.2. Данные, используемые для мониторинга сокращений выбросов генерируемых проектом:

| Параметр | Переменная | Источник данных | Ответственный департамент | Единица измерения | Измеренный (m), Подсчитанный (с), Оцененный (e) | Частота записи данных | Измеряется/зафиксирован в ПТД | Способ хранения (электронный/документальный) |
|------------------------------|--|---|---------------------------|-------------------|---|-----------------------|-------------------------------|--|
| 1. FC _{пнг, ГЭС, т} | Объем попутного нефтяного газа, потребляемого ГТЭС i в месяце m | Показания газовых счетчиков | УВСИНГ | м ³ | m | непрерывно | подлежащий мониторингу | Электронный и документальный |
| 2. W _{h, ГЭС, т} | Объемная доля углеводорода типа h в попутном нефтяном газе, израсходованном ГТЭС i в месяце m | Определяется посредством лабораторных испытаний раз в месяц | УВСИНГ | % | m | ежемесячно | подлежащий мониторингу | Электронный и документальный |
| 3. EG _{рj, ГЭС, т} | Годовой отпуск электроэнергии с ГТЭС i в году y | Годовая выработка электроэнергии измеряется напрямую | Управление энергетики | МВтч | m | непрерывно | подлежащий мониторингу | Электронный и документальный |
| 4. SFC _{ГТЭС, y} | Коэффициент удельного расхода условного топлива для выработки электроэнергии на Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС в году y. | Счетчики газа и электроэнергии | УВСИНГ | г.у.т. / кВтч | с | ежегодно | подлежащий мониторингу | Электронный и документальный |

| | | | | | | | | |
|-------------------------|--|---|---------|----------------------------|---|------------|-------------------------------------|------------------------------|
| 5. $PL_{SNG,y}$ | Процент потерь электроэнергии в энергосистеме ОАО «Сургутнефтегаз» в году y | Этот параметр ежегодно утверждается РЭК | УВСИНГ | % | с | ежегодно | подлежащий мониторингу | Электронный и документальный |
| 6. $W_{CH_4, ГЭС i, m}$ | Объемная доля метана в попутном нефтяном газе, израсходованном ГТЭС i в месяце m | Определяется посредством лабораторных испытаний раз в месяц | УВСИНГ | % | т | ежемесячно | подлежащий мониторингу | Электронный и документальный |
| 7. ρ_h | Плотность углеводорода типа h | ПТД 1.2 | ПТД 1.2 | 10^{-6} кг / м^3 | - | - | установлено на этапе подготовки ПТД | - |
| 8. OXID | Коэффициент неполного сгорания для сжигания ПНГ | ПТД 1.2 | ПТД 1.2 | % | - | - | установлено на этапе подготовки ПТД | - |
| 9. SMF_h | Стехиометрический массовый коэффициент массовый коэффициент CO_2 , образующегося при полном сгорании единицы массы углеводорода типа h | ПТД 1.2 | ПТД 1.2 | т./т. | - | - | установлено на этапе подготовки ПТД | - |
| 10. $SFC_{ГРЭС}$ | Коэффициент Удельного расхода условного топлива для выработки электроэнергии на Сургутских ГРЭС-1 | ПТД 1.2 | ПТД 1.2 | г.у.т. / кВтч | - | - | установлено на этапе подготовки ПТД | - |

| | | | | | | | | | |
|------------------------|---|---------|---------|-------------------------------------|---|---|--|---|--|
| | и ГРЭС-2. | | | | | | | | |
| 11. $EF_{ELEC,grid,y}$ | Коэффициент эмиссии для сжигания природного газа. | ПТД 1.2 | ПТД 1.2 | т CO ₂ / МВтч | - | - | установлено на этапе подготовки ПТД | - | |
| 12. $PL_{grid,y}$ | Потери электроэнергии во внешней энергосистеме | ПТД 1.2 | ПТД 1.2 | % | - | - | установлено на этапе подготовки ПТД | - | |
| 13. GWP_{CH_4} | Потенциал метана в отношении глобального потепления | ПТД 1.2 | ПТД 1.2 | тCO ₂ э/тCH ₄ | - | - | за установлено на этапе подготовки ПТД | - | |

В.3. Описание формул, использующихся для расчета сокращений выбросов по проекту:

Формулы для расчета проектных выбросов

Проектные выбросы CO₂ (PE_y) включают выбросы CO₂ при полном окислении углеводородов (метана, этана, бутана, пропана, гексана и выше) и CO₂ выбросы от снижения выработки электроэнергии на Сургутских ГРЭС. Проектные выбросы рассчитываются следующим образом:

$$PE_y = PE_{Ox,y} + PE_{P,y}$$

(Номер формулы в ПТД – D.1.1.2-1)

Где:

PE_y – Проектные выбросы в году у (т CO₂);

$PE_{Ox,y}$ – Выбросы CO₂ в результате полного окисления углеводородов в году у (т CO₂). Этот тип выбросов происходит в результате полного сгорания углеводородов в турбинах. До реализации проекта этот объем углеводородов выбрасывался в атмосферу несгоревшим. Эти выбросы рассчитаны с помощью формулы D.1.1.2-2 ниже;

$PE_{P,y}$ – Выбросы в результате недовыработки электроэнергии на Сургутской ГРЭС в году у (т CO₂). Эти выбросы рассчитаны с помощью формулы D.1.1.2-3 ниже;

$$PE_{Ox,y} = \sum_i \sum_m \sum_h (FC_{APG, GTRP i, m} * W_{h, GTRP i, m} * \rho_h * OXID * SMF_h)$$

(Номер формулы в ПТД – D.1.1.2-2)

Где:

$PE_{Ox,y}$ – Выбросы CO₂ в результате полного окисления углеводородов в году у (т CO₂). Этот тип выбросов происходит в результате полного сгорания углеводородов в турбинах. До реализации проекта этот объем углеводородов выбрасывался в атмосферу несгоревшим.

$F_{\text{ПНГ, ГТЭС } i, \text{ м}}$ – Объем попутного нефтяного газа, потребляемого ГТЭС i в месяце m (м^3). Для расчета ежегодного объема проектных выбросов – сумма произведений значений параметров 1 и 2 за двенадцать месяцев;

$W_{h, \text{ГТЭС } i, \text{ м}}$ – Объемная доля углеводорода типа h в попутном нефтяном газе, израсходованном ГТЭС i в а месяце m (%);

ρ_h – плотность углеводорода типа h , используемая для преобразования объема углеводорода типа h в массу углеводорода ($\text{кг}/\text{м}^3$). В соответствии с планом мониторинга в ПТД 1.2, этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования.

OXID – Коэффициент неполного сгорания ПНГ (3.5%). В соответствии с планом мониторинга в ПТД 1.2, этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования.

SMF_{CH_4} – Относительная масса CO_2 , образовавшегося при полном сгорании единицы массы углеводорода ($\text{т CO}_2 \text{ экв.} / \text{т углеводорода}$). В соответствии с планом мониторинга в ПТД 1.2, этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования.

$$PE_{\text{PU},y} = EG_{\text{PJ, ГТЭС } i, y} * (SFC_{\text{ГТЭС } y} / SFC_{\text{ГРЭС}} - 1) * EF_{\text{ELEC,grid},y}$$

(Номер формулы в ПТД – D.1.1.2-3)

Где:

$PE_{\text{PU},y}$ – выбросы, связанные с недовыработкой электроэнергии на Сургутской ГРЭС-1 и Сургутской ГРЭС-2 в году y ($\text{т CO}_2 \text{ экв.}$);

$EG_{\text{PJ, ГТЭС } i, y}$ – Годовой отпуск электроэнергии с ГТЭС i в году y . Отпуск электроэнергии с Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС учитывается для расчета выбросов данного типа (МВтч);

$SFC_{\text{ГТЭС } y}$ – коэффициент удельного расхода условного топлива для выработки электроэнергии на Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС в году y ($\text{г.у.т.} / \text{кВтч}$). Подробности приводятся в предыдущем Разделе В.1.

$SFC_{\text{ГРЭС}}$ – коэффициент удельного расхода топлива для выработки электроэнергии на Сургутской ГРЭС-1 и ГРЭС-2 ($\text{г.у.т.} / \text{кВтч}$). В соответствии с планом мониторинга в ПТД 1.2, этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования.

$EF_{\text{ELEC,grid},y}$ – коэффициент выброса углерода при выработке электроэнергии в энергосистеме в Объединенной энергосистеме Урала (ОЭС Урала) в году y . В соответствии с планом мониторинга в ПТД 1.2, этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования.

Формулы для расчета выбросов по базовой линии

Выбросы по базовой линии (BE_y) включают выбросы CH_4 в результате неполного сгорания метана в факелах и выбросы CO_2 при сгорании ископаемого топлива на электростанциях КЭС Урала. Выбросы по базовой линии рассчитываются следующим образом:

$$BE_y = BE_{\text{EL},y} + BE_{\text{CH}_4,y}$$

(Номер формулы в ПТД – D.1.1.4-1)

Где:

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

$BE_{\text{EL},y}$ – выбросы вследствие потребления электроэнергии ОЭС Урала (т CO_2);

$BE_{\text{CH}_4,y}$ – выбросы вследствие неполного сгорания метана в факелах (т CO_2).

$$BE_{E,y} = \sum EG_{pj, ГТЭС i, y} * (1 - PL_{SNG,y}) / (1 - PL_{grid,y}) * EF_{ELEC,grid,y}$$

(Номер формулы в ПТД – D.1.1.4-2)

Где:

$EG_{pj, ГТЭС i, y}$ – годовой отпуск электроэнергии с ГТЭС i в году y (МВтч);

$PL_{SNG,y}$ – потери электроэнергии в энергосети ОАО «Сургутнефтегаз» в году y (%).

$PL_{grid,y}$ – потери электроэнергии во внешней энергосистеме в году y (12 %). В соответствии с планом мониторинга в ПТД 1.2, этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования.

$EF_{ELEC,grid,y}$ – коэффициент эмиссии углерода для выработки электроэнергии в ОЭС Урала в году y . В соответствии с планом мониторинга в ПТД 1.2, этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования.

$$BE_{CH_4,y} = \sum (FC_{пнг, ГТЭС i, m} * W_{CH_4, ГТЭС i, m}) * OXID * \rho_{CH_4} * GWP_{CH_4}$$

(Номер формулы в ПТД – D.1.1.4-3)

Где:

$FC_{пнг, ГТЭС i, m}$ – объем попутного нефтяного газа, потребляемого ГТЭС i в месяце m (m^3). Для расчета ежегодного объема проектных выбросов – сумма произведенных значений параметров 1 и 2 за двенадцать месяцев;

$W_{CH_4, ГТЭС i, m}$ – объемная доля метана в попутном нефтяном газе, израсходованном ГТЭС i в месяце m (%);

$OXID$ – коэффициент неполного сгорания ПНГ (3,5%). Этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования. В соответствии с планом мониторинга в ПТД 1.2, этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования.

ρ_{CH_4} – плотность CH_4 , используемая для преобразования объема CH_4 в массу CH_4 ($0,67 \text{ кг/м}^3$). В соответствии с планом мониторинга в ПТД 1.2, этот параметр считается постоянным для всего периода кредитования.

GWP_{CH_4} – Потенциал глобального потепления метана ($21 \text{ г CO}_2\text{экв/г CH}_4$).

Формулы для расчета утечек

В соответствии с детерминированным ПТД 1.2 утечки в данном проекте равны 0.

Формулы для расчета сокращенный выбросов по проекту

Следующая формула применяется для оценки снижения выбросов в рамках проекта:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

(Номер формулы в ПТД – D.1.1.4-3D.1.4-1)

Где:

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

PE_y – проектные выбросы в году y (т CO_2);

В.4. Операционная и управленческая структура применяемая при реализации плана мониторинга:

План мониторинга и структура контроля полностью соответствуют существующей системе производственного мониторинга и контроля ОАО «Сургутнефтегаз». Мониторинг таких параметров, как потребление попутного нефтяного газа и поставка электроэнергии, осуществляется дежурными инженерами и инженерами-энергетиками. Определение объемной доли метана и прочих углеводородов в попутном нефтяном газе осуществляется сертифицированными лабораториями. Процент потерь в энергосистеме ОАО «Сургутнефтегаз» определяется специалистом управления энергетики и представляется в Региональную энергетическую комиссию Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа и Ямало-Ненецкого автономного округа для проверки и утверждения. При мониторинге используются только значения, принятые РЭК.

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

В том случае, если контролируемый параметр не может быть измерен с помощью надлежащим образом откалиброванного устройства, может быть разработан альтернативный метод мониторинга для расчета сокращений выбросов. Такой альтернативный метод должен гарантировать тот же уровень точности. В том случае, если тот же уровень точности, что и в первоначальном плане мониторинга, не может быть достигнут, будет произведена консервативная корректировка.

Основными параметрами мониторинга являются:

- Объем попутного нефтяного газа, потребляемого ГТЭС для целей выработки электроэнергии;
- Объемная доля метана и прочих углеводородов в попутном нефтяном газе, израсходованном ГТЭС;
- Годовой отпуск электроэнергии с ГТЭС;
- Удельный коэффициент потребления условного топлива для выработки электроэнергии на Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС;
- Процент потерь электроэнергии в энергосистеме ОАО «Сургутнефтегаз».

Описание того, как первичные данные по электроэнергии, объемам ПНГ и составу газа собираются, обрабатываются, подтверждаются и конвертируются в месячные электронные данные.

- Выработка электроэнергии на ГТЭС измеряется счетчиками, которые передают информацию на серверы автоматизированной системы измерения и контроля «Альфа-Центр». Передача данных о выработке осуществляется в электронном виде и контролируется инженерами управления энергетики ОАО «Сургутнефтегаз». В конце периода сбора данных, цифры дважды перепроверяются и утверждаются УВСИНГ в бумажном виде. Измерение объема выработки электроэнергии является обычной деятельностью ОАО «Сургутнефтегаз». Данные для подготовки отчета о мониторинге берутся из автоматизированной системы по запросу начальника Технического управления ОАО «Сургутнефтегаз».
- Объем ПНГ, потребляемый ГТЭС для целей генерации электроэнергии, измеряется станциями измерения ПНГ. Раз в день, объемы потребления ГТЭС передаются сотрудникам технической службы, которые формируют сводный отчет об использовании ПНГ. Измерение и передача

информации осуществляется системами телемеханики. Измерение потребления ПНГ является рутинной задачей выполняемой в ходе обычной деятельности ОАО «Сургутнефтегаз». Данные для подготовки отчета о мониторинге берутся из автоматизированной системы по запросу начальника Технического управления ОАО «Сургутнефтегаз».

- Образцы ПНГ берутся раз в месяц в соответствии с установленным графиком. Образцы берутся специалистами центральной базовой лаборатории ОАО «Сургутнефтегаз». После анализа состава ПНГ, результаты передаются в бумажном виде на ГТЭС, где были взяты образцы. Результаты также отправляются в электронном виде в систему управления предприятием. Измерение состава ПНГ является рутинной задачей выполняемой в ходе обычной деятельности ОАО «Сургутнефтегаз». Данные для подготовки отчета о мониторинге берутся из автоматизированной системы по запросу начальника Технического управления ОАО «Сургутнефтегаз».

Следующая процедура должна применяться в том случае, если параметр, подлежащий мониторингу, не может быть измерен поверенным прибором. Эта процедура должна быть применена только в случае долгосрочных перерывов в измерениях. Краткосрочные перерывы не более 1 дня могут быть заменены расчетами на основе других данных. Например, часовой перерыв в измерении электроснабжения может быть заменен на расчеты, основанные на объеме потребленного ПНГ и средневзвешенного норматива потребления ПНГ для данной ГТЭС. Неточность в таких ситуациях слишком несущественна, чтобы повлиять на годовые цифры и может быть проигнорирована. Принимая во внимание факт, что в течение трехлетнего периода настоящего отчета о мониторинге таких перебоев не произошло, такое предположение допустимо.

Долгосрочные перебои (более 1 дня) в измерениях должны рассматриваться индивидуально. В любом случае, должен применяться принцип консерватизма. Несколько основных опций, которые могут применяться для расчетов параметров, которые невозможно измерить поверенными приборами:

- 1) Рассчитать параметры на основе иных производственных данных. Эта опция должна применяться, когда возможно рассчитать измеримый параметр на основе других прямо-измеримых параметров. Напр. так как генерация и потребление электроэнергии для собственных нужд также измеряются поверенными приборами, можно рассчитать объем отпуска электроэнергии на основе этих данных.
- 2) Взять наиболее консервативные данные предыдущего периода. Эта опция может применяться к составу ПНГ.
- 3) Исключить сокращения выбросов за такой период из отчета о мониторинге.

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

Для регулирования структуры мониторинга и обязанностей персонала 29.12.2007 был выпущен приказ №3007⁵. Приказ описывает общие сферы ответственности персонала. Рутинные задачи и обязанности регулируются внутренними должностными инструкциями, которые были разработаны в рамках производственной деятельности по мониторингу и контролю ОАО «Сургутнефтегаз». В августе 2011 был выпущен приказ №2135, который внес два наибольших изменения в структуру мониторинга. Эти изменения подробно описаны в секции А.4 выше.

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

График В.4-1 Операционная и управленческая структура

⁵ Приказ был предоставлен верификаторам.

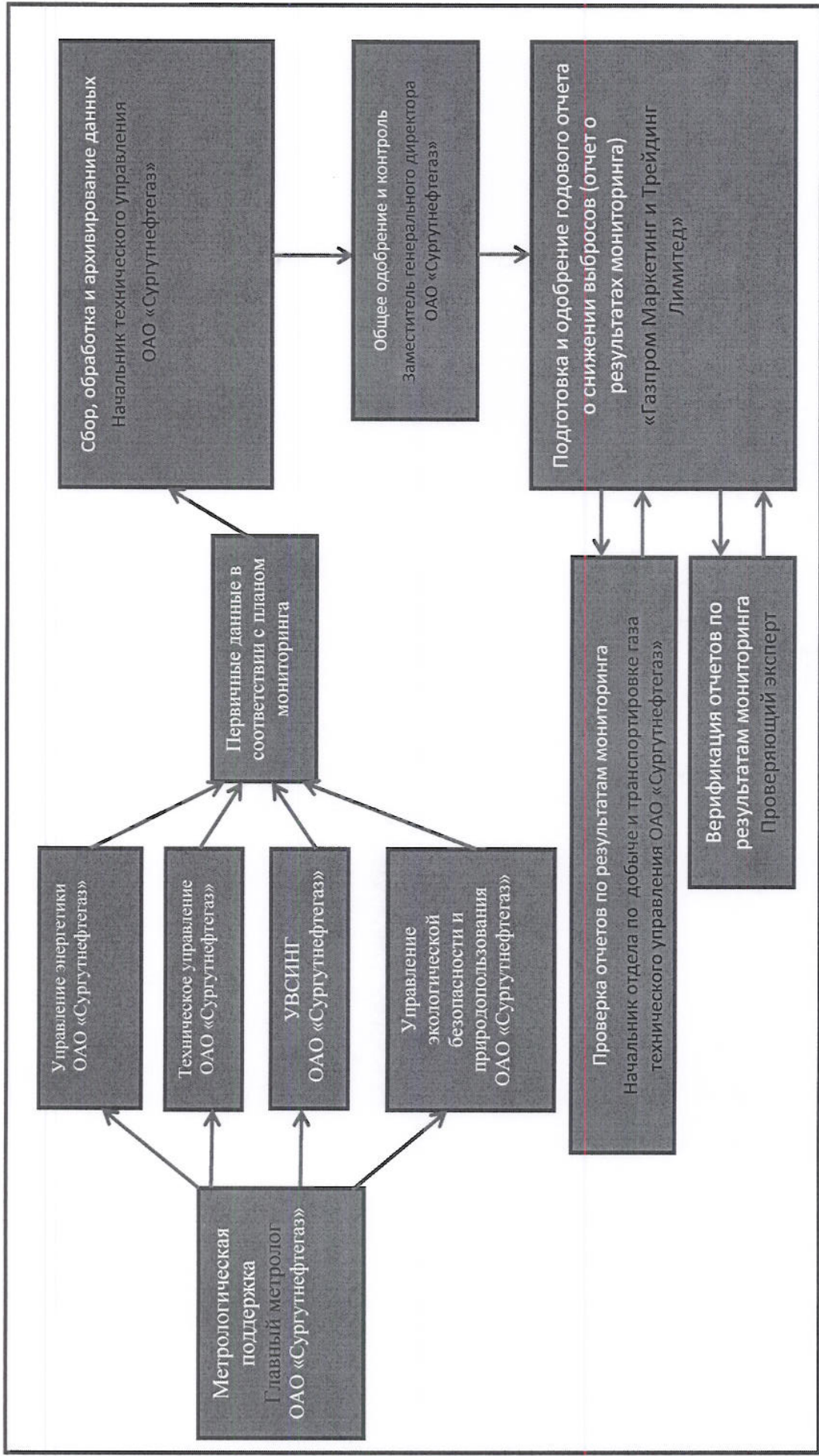


Рис.В.4-1. Операционная и управленческая структура

В.5. Контроль качества (QC) и обеспечение качества (QA):

| Данные | Уровень неопределенности данных (высокий/средний/низкий) | Пояснить процедуры QA/QC, запланированные в отношении этих данных |
|----------------------------|--|--|
| FC _{ПНГ, ГТЭС, м} | низкий | Объем ПНГ, потребляемого ГТЭС, постоянно измеряется с помощью комплексов предназначенных для измерения расхода ПНГ, установленных на газотурбинных электростанциях. Применяются только сертифицированные измерительные приборы и оборудование. Все сертифицированные измерительные приборы имеют действующую калибровку или поверку. Калибровка и поверка осуществлялись в соответствии с требованиями паспортов измерительных приборов специализированными аккредитованными метрологическими организациями. Установлен график калибровки. |
| W _{н, ГТЭС, м} | низкий | Специализированная лицензированная лаборатория отвечает за анализ ПНГ и измерение содержания фракций углеводородов в ПНГ. Лаборатория оснащена газоаналитическим оборудованием и хроматографом. Применяются только сертифицированные измерительные приборы и оборудование. Все используемое оборудование откалибровано и поверено в полном соответствии с требованиями российского законодательства. |
| W _{СН4, ГТЭС, м} | низкий | Специализированная лицензированная лаборатория отвечает за анализ ПНГ и измерение содержания фракций углеводородов в ПНГ. Лаборатория оснащена газоаналитическим оборудованием и хроматографом. Применяются только сертифицированные измерительные приборы и оборудование. Все используемое оборудование откалибровано и поверено в полном соответствии с требованиями российского законодательства. |
| EG _{р, ГТЭС, у} | низкий | <p>Данные по поставке электроэнергии новыми ГТЭС фиксируются с помощью стандартизированных приборов для измерения электроэнергии. Объем поставки электроэнергии измеряется постоянно. Применяются только сертифицированные измерительные приборы и оборудование. Все сертифицированные измерительные приборы имеют заводскую калибровку. Калибровка и поверка осуществлена в соответствии с требованиями паспортов измерительных приборов специализированными аккредитованными метрологическими организациями. Установлен график калибровки.</p> <p>Данные приборов для измерения электроэнергии автоматически и регулярно передаются в компьютерную систему и архивируются.</p> |

| | | |
|-----------------------|--------|--|
| PL _{СНГ,у} | низкий | Это значение ежегодно принимается официальным российским органом - Региональной энергетической комиссией (РЭК) Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа и Ямало-Ненецкого автономного округа. |
| SFC _{ГТЭС,у} | низкий | Данный параметр рассчитывается УВСИНГ ОАО «Сургутнефтегаз», главным образом, на основе параметров потребления топлива и выработки электроэнергии ГТЭС. Неопределенность уровня этих данных низка в связи с тем, что этот параметр рассчитывается на основе данных сертифицированных измерительных приборов, которые подвергаются поверке и калибровке в полном соответствии с требованиями российского законодательства. |

Хранение данных

Данные по потреблению ПНГ и объему производства электроэнергии хранятся в специальной электронной базе данных. Эта база данных проходит необходимое обслуживание с целью минимизации шансов утери данных. Данные по составу ПНГ хранятся в виде бумажных сертификатов. Таблицы Excel с расчетами хранятся на компьютерах ответственных сотрудников ОАО «Сургутнефтегаз» и «Газпром Маркетинг и Трэйдинг». Все данные будут храниться не менее 2 лет после завершения кредитного периода или последнего выпуска ЕСВ.

В.6. Данные об измерительных приборах и ответственных за измерения параметров, подлежащих мониторингу

Данные об электросчетчиках

Таблица В.6-1. Данные об электросчетчиках

| ГТЭС | Прибор | Серийный номер | Межпериодический интервал, лет | Дата первоначальной калибровки (поверка) | Дата второй калибровки (поверка) | Дата третьей калибровки (поверки) | Дата истечения срока калибровки (поверки) | Организация, ответственная за калибровку (поверку) |
|-------------------|------------------------------------|----------------|--------------------------------|--|----------------------------------|-----------------------------------|---|--|
| Лукьявинская ГТЭС | EA-05-RAL-P4B-4 (демонтирован) | №01117212 | 8 | 31.05.2005 | - | - | 31.05.2013 | Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и |
| | EA-05-RALX-P4B-4 (демонтирован) | №01077534 | 8 | 21.03.2003 | - | - | 21.03.2011 | |

| | | | | | | | | |
|-------------------------|--------------------------------------|-----------|----|------------|---|---|------------|---|
| | A1805 RAL-P4GB-DW-4 | №01210797 | 12 | 17.08.2010 | - | - | 17.08.2022 | сертификации» ⁶ . |
| | A1805 RAL-P4GB-DW-4 (дублирующий) | №01210774 | 12 | 17.08.2010 | - | - | 17.08.2022 | |
| Лянторская ГЭС-1 | EA05RAL-P4B-4 (демонтирован) | №01079824 | 8 | 31.12.2003 | - | - | 31.12.2011 | Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации» |
| | EA05RAL-P4B-4 (демонтирован) | №01079826 | 8 | 31.12.2003 | - | - | 31.12.2011 | |
| | A1805 RAL-P4GB-DW-4 | №01208627 | 12 | 15.07.2010 | - | - | 15.07.2022 | |
| | A1805 RAL-P4GB-DW-4 (дублирующий) | №01210826 | 12 | 17.08.2010 | - | - | 17.08.2022 | |
| Лянторская ГЭС-2 | EA05RALX-P4B-4 (демонтирован) | №01035502 | 8 | 24.08.2005 | - | - | 24.08.2013 | Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации» |
| | EA05RALX-P4B-4 (демонтирован) | №01079823 | 8 | 31.12.2003 | - | - | 31.12.2011 | |
| | A1805 RAL-P4GB-DW-4 | №01210879 | 12 | 17.08.10 | - | - | 17.08.2022 | |
| | A1805 RAL-P4GB-DW-4 (дублирующий) | №01210813 | 12 | 17.08.10 | - | - | 17.08.2022 | |
| Рускинская ГЭС | EA-05-RALX-P4B-4 (демонтирован) | №01077538 | 8 | 21.03.2003 | - | - | 21.03.2011 | Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации» |
| | EA-05-RALX-P4B-4 (демонтирован) | №01077532 | 8 | 21.03.2003 | - | - | 21.03.2011 | |
| | A1805 RAL-P4GB-DW-4 | №01210760 | 12 | 17.08.2010 | - | - | 17.08.2022 | |
| | | | | | | | | |

⁶ Сертификат аккредитации ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации» был предоставлен верификаторам.

| | | | | | | | | |
|---------------------------|--------------------------------------|-----------|----|------------|---|---|------------|---|
| | A1805 RAL-P4GB-DW-4 (дублирующий) | №01210768 | 12 | 17.08.2010 | - | - | 17.08.2022 | |
| Битемская ГЭС | EA-05-RALX-P4B-4 (демонтирован) | №01077542 | 8 | 21.03.2003 | - | - | 21.03.2011 | Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации» |
| | EA-05-RALX-P4B-4 (демонтирован) | №01077530 | 8 | 21.03.2003 | - | - | 21.03.2011 | |
| | A1805 RAL-P4GB-DW-4 | №01210775 | 12 | 17.08.2010 | - | - | 17.08.2022 | |
| | A1805 RAL-P4GB-DW-4 (дублирующий) | №01210873 | 12 | 17.08.2010 | - | - | 17.08.2022 | |
| Конитлорская ГЭС-2 | EA-05-RAL-P4B-4 (демонтирован) | №1119833 | 8 | 07.07.2005 | - | - | 07.07.2013 | Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации» |
| | EA-05-RAL-P4B-4 (демонтирован) | №1119839 | 8 | 07.07.2005 | - | - | 07.07.2013 | |
| | A1805 RAL-P4GB-DW-4 | №01210781 | 12 | 17.08.2010 | - | - | 17.08.2022 | |
| | A1805 RAL-P4GB-DW-4 (дублирующий) | №01210783 | 12 | 17.08.2010 | - | - | 17.08.2022 | |
| Мураянская ГЭС | EA-05-RAL-P4B-4 (демонтирован) | №01124082 | 8 | 24.08.2005 | - | - | 24.08.2013 | Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации» |
| | EA-05-RAL-P4B-4 (демонтирован) | №01124081 | 8 | 24.08.2005 | - | - | 24.08.2013 | |
| | A1805 RAL-P4GB-DW-4 | №01210868 | 12 | 17.08.2010 | - | - | 17.08.2022 | |
| | A1805 RAL-P4GB-DW-4 (дублирующий) | №01210802 | 12 | 17.08.2010 | - | - | 17.08.2022 | |

| | | | | | | | | |
|-----------------------------------|--------------------------------------|-----------|----|------------|---|---|------------|---|
| Юкьяунская ГТЭС | EA-05-RAL-P4B-4 (демонтирован) | №01133525 | 8 | 14.03.2006 | - | - | 14.03.2014 | Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации» |
| | EA-05-RAL-P4B-4 (демонтирован) | №01133524 | 8 | 14.03.2006 | - | - | 14.03.2014 | |
| | A1805 RAL-P4GB-DW-4 | №01210722 | 12 | 17.08.2010 | - | - | 17.08.2022 | |
| | A1805 RAL-P4GB-DW-4 (дублирующий) | №01210850 | 12 | 17.08.2010 | - | - | 17.08.2022 | |
| Тромъеганская ГТЭС | EA-05-RAL-P4B-4 (демонтирован) | №01138824 | 8 | 22.06.2006 | - | - | 22.06.2014 | Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации» |
| | EA-05-RAL-P4B-4 (демонтирован) | №01138823 | 8 | 22.06.2006 | - | - | 22.06.2014 | |
| | A1805 RAL-P4GB-DW-4 | №01210755 | 12 | 17.08.2010 | - | - | 17.08.2022 | |
| | A1805 RAL-P4GB-DW-4 (дублирующий) | №01210881 | 12 | 17.08.2010 | - | - | 17.08.2022 | |
| Западно-Камынская ГТЭС | EA-05-RAL-P4B-4 (демонтирован) | №1119832 | 8 | 07.07.2005 | - | - | 07.07.2013 | Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации» |
| | EA-05-RAL-P4B-4 (демонтирован) | №1119834 | 8 | 07.07.2005 | - | - | 07.07.2013 | |
| | A1805 RAL-P4GB-DW-4 | №01210770 | 12 | 17.08.2010 | - | - | 17.08.2022 | |
| | A1805 RAL-P4GB-DW-4 (дублирующий) | №01210829 | 12 | 17.08.2010 | - | - | 17.08.2022 | |
| Северо-Лабатьюганская ГТЭС | EA-05-RAL-P4B-4 (демонтирован) | №01137293 | 8 | 08.06.2006 | - | - | 08.06.2014 | Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации» |
| | EA-05-RAL-P4B-4 (демонтирован) | №01137291 | 8 | 08.06.2006 | - | - | 08.06.2014 | |

| | | | | | | | | |
|---------------------------------|--------------------------------------|-----------|----|------------|---|---|------------|---|
| | A1805 RAL-P4GB-DW-4 | №01210776 | 12 | 17.08.2010 | - | - | 17.08.2022 | |
| | A1805 RAL-P4GB-DW-4 (дублирующий) | №01210849 | 12 | 17.08.2010 | - | - | 17.08.2022 | |
| Западно-Чигоринская ГТЭС | EA05RAL-P4B-4 (демонтирован) | №01158155 | 8 | 24.07.2007 | - | - | 24.07.2015 | Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации» |
| | EA05RAL-P4B-4 (демонтирован) | №01158139 | 8 | 24.07.2007 | - | - | 24.07.2015 | |
| | A1805 RAL-P4GB-DW-4 | №01210871 | 12 | 17.08.2010 | - | - | 17.08.2022 | |
| | A1805 RAL-P4GB-DW-4 (дублирующий) | №01210710 | 12 | 17.08.2010 | - | - | 17.08.2022 | |
| Верхненадымская ГТЭС | EA05RAL-P4B-4 (демонтирован) | №01158153 | 8 | 24.07.2007 | - | - | 24.07.2015 | Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации» |
| | EA05RAL-P4B-4 (демонтирован) | №01158156 | 8 | 24.07.2007 | - | - | 24.07.2015 | |
| | A1805 RAL-P4GB-DW-4 | №01210718 | 12 | 17.08.2010 | - | - | 17.08.2022 | |
| | A1805 RAL-P4GB-DW-4 (дублирующий) | №01210730 | 12 | 17.08.2010 | - | - | 17.08.2022 | |
| Рогожниковская ГТЭС | EA-05-RAL-P4B-4 (демонтирован) | №01176111 | 8 | 28.02.2008 | - | - | 28.02.2016 | Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации» |
| | EA-05-RAL-P4B-4 (демонтирован) | №01176117 | 8 | 28.02.2008 | - | - | 28.02.2016 | |
| | A1805 RAL-P4GB-DW-4 | №01208537 | 12 | 15.07.2010 | - | - | 15.07.2022 | |
| | A1805 RAL-P4GB-DW-4 (дублирующий) | №01208549 | 12 | 15.07.2010 | - | - | 15.07.2022 | |

| | | | | | | | | |
|------------------------------|-----------------------------------|-----------|----|------------|---|---|------------|---|
| Рогожниковская ГТЭС -2 | A1805 RAL-P4GB-DW-4 | №01202410 | 12 | 23.12.2009 | - | - | 23.12.2021 | Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации» |
| | A1805 RAL-P4GB-DW-4 (дублирующий) | №01202411 | 12 | 23.12.2009 | - | - | 23.12.2021 | Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации» |
| Северо-Лабатьюганская ГТЭС-2 | A1805RALX-P4GB-DW-4 | №01204551 | 12 | 20.04.2010 | - | - | 20.04.2022 | Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации» |
| | A1805RALX-P4GB-DW-4 (дублирующий) | №01204548 | 12 | 20.04.2010 | - | - | 20.04.2022 | Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации» |
| | A1805RALX-P4GB-DW-4 | №01204544 | 12 | 20.04.2010 | - | - | 20.04.2022 | Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации» |
| | A1805RALX-P4GB-DW-4 (дублирующий) | №01204550 | 12 | 20.04.2010 | - | - | 20.04.2022 | Завод-изготовитель / ФГУП «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации» |

Данные по счетчикам ПНГ

Таблица В.6-2. Данные по счетчикам ПНГ

| ГТЭС | Измерительный прибор | Серийный номер | Межповерочный интервал, мес. | Дата заводской поверки | Даты поверок | Дата окончания действия текущей поверки | Дата замены прибора (если применимо) | Ответственный за поверку |
|-------------------|----------------------|----------------|------------------------------|------------------------|--------------------------|---|--|---|
| Лукьявинская ГТЭС | Корректор СПГ-761 | №2811 | 48 | 10.03.2004 | 13.10.2007 20.08.2009 | 20.08.2013 | в 2011 году корректор №2811 был заменен на корректор №6238 | Метрологическая служба ОАО «Сургут-нефтегаз» ⁷ |
| | Корректор СПГ-761 | №6238 | 48 | 16.03.2011 | - | 16.03.2015 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |

⁷ Свидетельство аккредитации метрологической службы ОАО «Сургутнефтегаз» было предоставлено верификаторам.

| | | | | | | | | |
|-------------------------|------------------------------------|---------|----|------------|--|------------|--|--|
| | Сужающее устройство | №11338 | 36 | 20.05.2004 | 28.08.2006 19.08.2009 | 19.08.2012 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Преобразователь давления | №29573 | 24 | 25.05.2004 | 11.10.2007 20.08.2009 19.07.2010 | 19.07.2012 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Преобразователь разности давления | №295247 | 24 | 25.05.2004 | 11.10.2007 20.08.2009 30.09.2010 | 30.09.2012 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Термопреобразователь сопротивления | №9416 | 24 | 25.05.2004 | 11.10.2007 20.08.2009 19.07.2010 | 19.07.2012 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Корректор СПГ-761 | №7143 | 48 | 25.04.2004 | 19.10.2006 15.10.2010 | 15.10.2014 | в 2011 году корректор №7143 был заменен на корректор №5442 | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Корректор СПГ-761 | №5442 | 48 | 13.09.2011 | - | 15.10.2014 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| Лянторская ГЭС-1 | Сужающее устройство | №11-64 | 36 | 15.10.2004 | 16.08.2006 28.08.2009 | 28.09.2012 | в 2011 году сужающее устройство №11-64 было заменено на сужающее устройство №18-72 | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Сужающее устройство | №18-72 | 36 | 19.08.2011 | - | 19.08.2014 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |

| | | | | | | | | |
|-------------------------|------------------------------------|---------|----|------------|--|------------|---|--|
| | Преобразователь давления | №94611 | 24 | 20.10.2004 | 14.08.2006 06.08.2008 28.07.2010 | 28.07.2012 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Преобразователь разности давления | №2261 | 24 | 20.10.2004 | 14.08.2006 06.08.2008 28.07.2010 | 28.07.2012 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Термопреобразователь сопротивления | №5927A | 24 | 20.10.2004 | 14.08.2006 06.08.2008 28.07.2010 24.08.2011 | 28.07.2012 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Корректор СПГ-761 | №7141 | 48 | 15.06.2004 | 12.10.2006 09.08.2010 | 09.08.2014 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Сужающее устройство | №05-13 | 36 | 14.10.2004 | 22.09.2006 02.09.2009 30.08.2011 | 30.08.2014 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| Лянторская ГЭС-2 | Преобразователь давления | №447540 | 24 | 14.10.2004 | 21.09.2006 18.08.2008 09.08.2010 | 09.08.2012 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Преобразователь разности давления | №29579 | 24 | 14.10.2004 | 21.09.2006 18.08.2008 11.08.2010 | 11.08.2012 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Термопреобразователь сопротивления | №9417 | 24 | 14.10.2004 | 21.09.2006 17.08.2008 11.08.2010 30.08.2011 | 30.08.2013 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| Русская ГЭС | Корректор СПГ-761 | №5763 | 48 | 15.12.2003 | 01.07.2005 05.04.2007 09.02.2009 | 09.02.2013 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |

| | | | | | | | | |
|----------------|------------------------------------|-----------|----|------------|--|------------|--|--|
| Битемская ГТЭС | Сужающее устройство | №D-115-18 | 36 | 14.10.2004 | 02.04.2007 07.09.2009 | 07.09.2012 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Преобразователь давления | №5086 | 24 | 11.02.2003 | 02.04.2007 10.09.2008 26.08.2010 19.09.2011 | 19.09.2013 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Преобразователь разности давления | №227443 | 24 | 05.05.2004 | 02.04.2007 10.09.2008 26.08.2010 19.09.2011 | 19.09.2013 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Термопреобразователь сопротивления | №11644 | 24 | 05.05.2004 | 02.04.2007 10.09.2008 26.08.2010 19.09.2011 | 19.09.2013 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Корректор СПГ-761 | №3257 | 48 | 26.06.2004 | 13.04.2008 04.05.2009 | 04.05.2013 | в 2011 году счетчик был заменен на УВП-280 №380918 | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Корректор УВП-280 | №380918 | 48 | 18.08.2010 | 28.03.2011 | 28.03.2015 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Сужающее устройство | №115-05 | 36 | 15.07.2004 | 10.09.2006 04.05.2009 | 04.05.2012 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Преобразователь давления | №1904 | 24 | 12.06.2004 | 09.09.2006 13.04.2008 01.05.2009 13.05.2010 29.07.2011 | 29.07.2013 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |

| | | | | | | | | | |
|--|---------------------------------------|---------|----|------------|--|------------|---|---|--|
| Контроль качества Контроль качества Контроль качества Контроль качества Контроль качества Контроль качества Контроль качества Контроль качества Контроль качества Контроль качества | Преобразователь разности давления | №84137 | 24 | 12.06.2004 | 13.04.2008 01.05.2009 13.05.2010 04.04.2011 | 04.04.2013 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» | |
| | Термопреобразователь сопротивления | №11642 | 24 | 12.06.2004 | 11.09.2006 13.04.2008 01.05.2009 13.05.2010 29.07.2011 | 29.07.2013 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» | |
| | Корректор СПГ-761 | №1316 | 48 | 01.07.2005 | 04.06.2009 09.02.2010 | 04.06.2013 | в 2011 году корректор №1316 был заменен на корректор №6147 | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» | |
| | Корректор СПГ-761 | №6147 | 48 | 13.07.2011 | - | 13.07.2015 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» | |
| | Сужающее устройство | №115-35 | 36 | 19.01.2006 | 13.05.2007 09.06.2009 02.06.2011 | 02.06.2014 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» | |
| | Преобразователь давления | №174822 | 24 | 07.07.2005 | 10.05.2007 02.04.2008 09.06.2009 04.06.2011 | 04.06.2013 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» | |
| | Преобразователь разности давления | №229619 | 24 | 27.07.2005 | 10.05.2007 02.04.2008 09.06.2009 04.06.2011 | 04.06.2013 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» | |
| | Преобразователь разности давления | №230955 | 24 | 19.01.2006 | 10.05.2007 02.04.2008 | 04.06.2013 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | | | |
|---------------------------|------------------------------------|-----------|----|------------|--|------------|---|--|--|----------------------------|----------------------|
| | | | | | | | | | | заменен на корректор №9790 | ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Корректор СПГ-761 | №9790 | 48 | 14.01.2008 | 05.05.2011 | 05.05.2015 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» | | | |
| | Сужающее устройство | №D-115-86 | 36 | 20.06.2006 | 20.03.2008 03.05.2011 | 03.05.2014 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» | | | |
| | Преобразователь давления | №254653 | 24 | 08.11.2005 | 20.06.2007 15.05.2009 03.05.2011 | 03.05.2013 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» | | | |
| | Преобразователь разности Давления | №273821 | 24 | 10.03.2006 | 20.06.2007 15.05.2009 03.05.2011 | 03.05.2013 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» | | | |
| | Преобразователь разности Давления | №60747 | 24 | 15.06.2006 | 20.06.2007 15.05.2009 03.05.2011 | 03.05.2013 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» | | | |
| | Термопреобразователь сопротивления | №527782 | 24 | 15.06.2006 | 20.06.2007 15.05.2009 03.05.2011 | 03.05.2013 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» | | | |
| | Корректор СПГ-761 | №6964 | 48 | 24.08.2006 | 17.08.2010 | 17.08.2014 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» | | | |
| Тромъеганская ГТЭС | Сужающее устройство | №07001 | 36 | 15.03.2007 | 16.08.2009 | 16.08.2012 | в 2011 году сужающее устройство №07001 было заменено на сужающее устройство №10 | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» | | | |

| | | | | | | | | |
|------------------------------|------------------------------------|-----------|----|------------|--|------------|--|--|
| | Сужающее устройство | №10 | 36 | 10.09.2011 | - | 10.09.2014 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Преобразователь давления | №308734 | 24 | 24.07.2006 | 22.06.2008 06.08.2009 14.07.2010 09.09.2011 | 09.09.2013 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Преобразователь разности давления | №311039 | 24 | 31.07.2006 | 22.06.2008 06.08.2009 14.07.2010 09.09.2011 | 09.09.2013 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Термопреобразователь сопротивления | №554521 | 24 | 29.07.2006 | 22.06.2008 06.08.2009 14.07.2010 09.09.2011 | 09.09.2013 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Корректор СПГ-761 | №6238 | 48 | 02.03.2006 | 08.04.2008 16.03.2011 | 16.03.2015 | в 2011 году корректор №6238 был заменен на корректор №370509 | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| Западно-Камынская ГЭС | Корректор УВП-280А | №370509 | 48 | 04.05.2011 | - | 04.05.2015 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Сужающее устройство | №D-113-37 | 36 | 20.03.2006 | 21.03.2008 23.05.2011 | 23.05.2014 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Преобразователь давления | №225276 | 24 | 26.02.2006 | 25.05.2007 24.05.2009 20.10.2010 | 20.10.2012 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |

| | | | | | | | | |
|----------------------------|------------------------------------|-------------------|----|------------|--|------------|---|--|
| Северо-Лабатьюганская ГТЭС | Преобразователь разности давления | №229617 | 24 | 26.02.2006 | 25.05.2007 24.05.2009 20.10.2010 | 20.10.2012 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Преобразователь разности давления | №230953 | 24 | 26.02.2006 | 25.05.2007 24.05.2009 20.10.2010 | 20.10.2012 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Термопреобразователь сопротивления | №505928 | 24 | 26.02.2006 | 25.05.2007 24.05.2009 24.05.2010 26.05.2011 | 26.05.2013 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Корректор СПГ-761 | №6400 | 48 | 24.11.2005 | 08.08.2007 16.02.2010 | 16.02.2014 | в 2011 году корректор №6400 был заменен на корректор №12068 | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Корректор СПГ-761 | №12068 | 48 | 23.06.2009 | 05.07.2011 | 05.07.2015 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Сужающее устройство | №09-10 | 36 | 25.12.2006 | 11.12.2009 | 11.12.2012 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Преобразователь давления | №291728 | 24 | 18.05.2006 | 06.08.2007 02.06.2008 03.06.2010 | 03.06.2012 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Преобразователь разности давления | №261344 | 24 | 13.12.2005 | 06.08.2007 02.06.2008 03.02.2010 | 03.02.2012 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Преобразователь разности давления | №7397049/ 0500 | 24 | 15.12.2006 | 06.08.2007 02.06.2008 03.02.2010 | 03.02.2012 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |

| | | | | | | | | |
|---------------------------------|------------------------------------|-----------|----|------------|--|------------|---|--|
| | Термопреобразователь сопротивления | №103220 | 24 | 11.10.2004 | 06.08.2007 02.06.2008 03.06.2010 04.07.2011 | 04.07.2013 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Корректор УВП-280А | №370510 | 48 | 01.06.2007 | 29.04.2010 | 29.04.2014 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Сужающее устройство | №Д-11-260 | 36 | 18.10.2007 | 12.05.2008 | 12.05.2011 | в 2010 году сужающее устройство № Д-11-260 было заменено на сужающее устройство №189849 | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| Западно-Чигоринская ГТЭС | Сужающее устройство | №189849 | 36 | 30.04.2010 | - | 30.04.2013 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Преобразователь давления | №376614 | 24 | 25.05.2007 | 06.05.2008 28.04.2010 | 28.04.2012 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Преобразователь разности давления | №57045 | 24 | 20.01.2007 | 18.01.2008 06.05.2008 28.04.2010 23.03.2011 | 23.03.2013 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Термопреобразователь сопротивления | №602599 | 24 | 20.01.2007 | 18.01.2008 06.05.2008 28.04.2010 05.09.2011 | 05.09.2013 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| Верхненадымская ГТЭС | КОРРЕКТОР УВП-280А | №370550 | 48 | 01.06.2007 | - | 01.06.2011 | в 2011 году корректор №370550 был заменен на | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |

| | | | | | | | | |
|-------------------------|---------------------------------------|-----------|----|------------|--|------------|---|---|
| Рогожниковская ГЭС-2 | Преобразователь разности давления | №455805 | 24 | 16.04.2008 | 19.09.2009 24.09.2010 17.04.2011 | 17.04.2013 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Термопреобразователь сопротивления | №635335 | 24 | 05.06.2010 | 22.12.2010 27.05.2011 | 17.04.2013 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Корректор УВП- 280А | №391215 | 48 | 17.12.2009 | - | 17.12.2013 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Сужающее устройство | №D115-16 | 36 | 18.03.2010 | 30.05.2011 | 30.05.2014 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Преобразователь давления | №888383 | 24 | 13.01.2010 | 22.12.2010 | 22.12.2012 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Преобразователь разности давления | №888409 | 24 | 13.01.2010 | 22.12.2010 | 22.12.2012 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Преобразователь разности давления | №888397 | 24 | 14.01.2010 | 22.12.2010 | 22.12.2012 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Термопреобразователь сопротивления | №769731 | 24 | 22.12.2010 | 27.05.2011 | 27.05.2013 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Корректор СПГ- 763.2 | №0489 | 48 | 15.09.2010 | - | 15.09.2014 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Сужающее устройство | №D-115-40 | 36 | 19.10.2010 | - | 19.10.2013 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Преобразователь давления | №933192 | 24 | 06.12.2010 | - | 06.12.2012 | - | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |

| | | | | | | | |
|--|------------------------------------|---------|----|------------|---|------------|--|
| | Преобразователь разности давления | №933237 | 24 | 09.08.2010 | - | 09.08.2012 | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |
| | Термопреобразователь сопротивления | №791818 | 24 | 06.12.2010 | - | 06.12.2012 | Метрологическая служба ОАО «Сургутнефтегаз» |

Данные о лабораториях, ответственных за определение объемной доли метана и других углеводородов в ПНГ
Таблица В.6-3. Данные о лабораториях

| ПТЭС | Параметр, подлежащий мониторингу | Частота измерений | Лаборатория, ответственная за измерения параметра ⁸ |
|---------------------|---|-------------------|--|
| Лукьявинская ПТЭС | объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ | Ежемесячно | Центральная лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-1 Лянторского месторождения |
| Лянторская ПТЭС-1 | объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ | Ежемесячно | Центральная лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-1 Лянторского месторождения |
| Лянторская ПТЭС-2 | объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ | Ежемесячно | Центральная лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-1 Лянторского месторождения |
| Русская ПТЭС | объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ | Ежемесячно | Центральная лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-7 Федоровского месторождения |
| Битумская ПТЭС | объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ | Ежемесячно | Центральная лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-1 Лянторского месторождения |
| Конитлорская ПТЭС-2 | объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ | Ежемесячно | Центральная лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-7 Федоровского месторождения |
| Мурыунская ПТЭС | объемные доли метана и других | Ежемесячно | Центральная лаборатория физического и химического |

⁸ Сертификат аккредитации Центральной лаборатории физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз» был предоставлен верификаторам.

| | | | |
|-------------------------------------|---|------------|---|
| | углеводородов в ПНГ | | анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-1 Лянторского месторождения |
| Юкьяунская ГТЭС | объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ | Ежемесячно | Центральная лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-1 Лянторского месторождения |
| Тромъеганская ГТЭС | объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ | Ежемесячно | Центральная лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-1 Лянторского месторождения |
| Западно-Камынская ГТЭС | объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ | Ежемесячно | Центральная лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-1 Лянторского месторождения |
| Северо-Лабатьюганская ГТЭС | объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ | Ежемесячно | Центральная лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-1 Лянторского месторождения |
| Западно-Чигоринская ГТЭС | объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ | Ежемесячно | Центральная лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-1 Лянторского месторождения |
| Верхненадымская ГТЭС | объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ | Ежемесячно | Центральная лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-1 Лянторского месторождения |
| Рогожниковская ГТЭС | объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ | Ежемесячно | Центральная лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-1 Лянторского месторождения |
| Рогожниковская ГТЭС-2 | объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ | Ежемесячно | Центральная лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-1 Лянторского месторождения |
| Северо-Лабатьюганская ГТЭС-2 | объемные доли метана и других углеводородов в ПНГ | Ежемесячно | Центральная лаборатория физического и химического анализа ОАО «Сургутнефтегаз», опорный пункт на КС-1 Лянторского месторождения |

В.7. Данные о защите окружающей среды:

Все 16 ГТЭС, включенные в проект, получили все необходимые по российскому законодательству экологические разрешения. Разрешения для ГТЭС были перечислены в ПТД 1.2 и верифицированы аудиторами при детерминации проекта. Разрешения могут быть предоставлены верификаторам по запросу. Основной экологический эффект от проекта – снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. Несмотря на то, что реализация проекта позволила снизить выбросы загрязняющих веществ, сам проект, тем не менее, производит определенное количество выбросов. Такие выбросы регулируются Федеральным законом №96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.99. В соответствии с законом, разрешения на выбросы должны получаться для каждой ГТЭС. Список полученных разрешений приведен в Таблице В.7-1 ниже.

Таблица В.7-1. Список разрешений на выбросы в атмосферу⁹

| ГТЭС | Дата ввода ¹⁰ | Разрешение | Срок действия | Орган, выдавший разрешение |
|-------------------|--------------------------|----------------------------------|-------------------------|---|
| Лукьявинская ГТЭС | | Разрешение от 29.10.2007 №137-07 | 25.11.2007 - 31.12.2009 | Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра |
| | 25.12.2003 | Разрешение от 08.07.2008 №178-08 | 01.05.2008 - 31.12.2009 | Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра |
| | | Разрешение от 28.12.2009 №70-09 | 28.12.2009 - 28.12.2014 | Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору |
| Лянторская ГТЭС-1 | | Разрешение от 29.10.2007 №137-07 | 25.11.2007 - 31.12.2009 | Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра |
| | 30.08.2004 | Разрешение от 08.07.2008 №178-08 | 01.05.2008 - 31.12.2009 | Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра |

⁹ Разрешения на выбросы были предоставлены верификаторам.

¹⁰ Документы, подтверждающие даты ввода, были предоставлены верификаторам при детерминации проекта.

| | | | | | |
|-------------------------|------------|--|----------------------------------|-------------------------|---|
| | | | | | технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра |
| | | | Разрешение от 28.12.2009 №70-09 | 28.12.2009 - 28.12.2014 | Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору |
| | | | Разрешение от 29.10.2007 №137-07 | 25.11.2007 - 31.12.2009 | Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра |
| | | | Разрешение от 08.07.2008 №178-08 | 01.05.2008 - 31.12.2009 | Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра |
| Лянторская ГЭС-2 | 24.09.2004 | | Разрешение от 28.12.2009 №70-09 | 28.12.2009 - 28.12.2014 | Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору |
| | | | Разрешение от 29.10.2007 №137-07 | 25.11.2007 - 31.12.2009 | Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра |
| Русскинская ГЭС | 25.03.2004 | | Разрешение от 08.07.2008 №178-08 | 01.05.2008 - 31.12.2009 | Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра |

| | | | | | | |
|---------------------------|--|------------|----------------------------------|--|-------------------------|---|
| | | | | | Югра | Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору |
| | | | Разрешение от 28.12.2009 №70-09 | | 28.12.2009 - 28.12.2014 | |
| | | | Разрешение от 29.10.2007 №137-07 | | 25.11.2007 - 31.12.2009 | Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра |
| | | 25.12.2003 | Разрешение от 08.07.2008 №178-08 | | 01.05.2008 - 31.12.2009 | Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра |
| Битумская ГЭС | | | Разрешение от 28.12.2009 №70-09 | | 28.12.2009 - 28.12.2014 | Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору |
| | | | Разрешение от 29.10.2007 №137-07 | | 25.11.2007 - 31.12.2009 | Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра |
| | | 21.12.2005 | Разрешение от 08.07.2008 №178-08 | | 01.05.2008 - 31.12.2009 | Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра |
| Конитлорская ГЭС-2 | | | Разрешение от 28.12.2009 №70-09 | | 28.12.2009 - 28.12.2014 | Северо-Уральское управление Федеральной |

| | | | | |
|------------------------|-------------|----------------------------------|-------------------------|---|
| | | | | службы по экологическому, технологическому и атомному надзору |
| Мурьянская ГТЭС | 27.06. 2006 | Разрешение от 29.10.2007 №137-07 | 25.11.2007 - 31.12.2009 | Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра |
| | | Разрешение от 08.07.2008 №178-08 | 01.05.2008 - 31.12.2009 | Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра |
| | | Разрешение от 28.12.2009 №70-09 | 28.12.2009 - 28.12.2014 | Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору |
| Юкьяунская ГТЭС | 26.07.2006 | Разрешение от 29.10.2007 №137-07 | 25.11.2007 - 31.12.2009 | Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра |
| | | Разрешение от 08.07.2008 №178-08 | 01.05.2008 - 31.12.2009 | Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра |
| | | Разрешение от 28.12.2009 №70-09 | 28.12.2009 - 28.12.2014 | Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору |

| | | | | |
|-------------------------------|------------|--|----------------------------------|--|
| | | | | атомному надзору |
| | | | Разрешение от 29.10.2007 №137-07 | 25.11.2007 - 31.12.2009 Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО- Югра |
| Тромъеганская ГТЭС | 22.12.2006 | | Разрешение от 08.07.2008 №178-08 | 01.05.2008 - 31.12.2009 Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО- Югра |
| | | | Разрешение от 28.12.2009 №70-09 | Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору |
| | | | Разрешение от 29.10.2007 №137-07 | 25.11.2007 - 31.12.2009 Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО- Югра |
| | | | Разрешение от 08.07.2008 №178-08 | 01.05.2008 - 31.12.2009 Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО- Югра |
| Западно-Камынская ГТЭС | 27.03.2006 | | Разрешение от 28.12.2009 №70-09 | Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору |

| | | | | |
|-------------------------------|------------|----------------------------------|-------------------------|--|
| Северо-Лабатьюганская ГТЭС | 12.12.2006 | Разрешение от 29.10.2007 №137-07 | 25.11.2007 - 31.12.2009 | Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО- Югра |
| | | Разрешение от 08.07.2008 №178-08 | 01.05.2008 - 31.12.2009 | Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО- Югра |
| | | Разрешение от 28.12.2009 №70-09 | 28.12.2009 - 28.12.2014 | Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору |
| Западно-Чигоринская ГТЭС | 30.09.2007 | Разрешение от 29.10.2007 №137-07 | 25.11.2007 - 31.12.2009 | Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО- Югра |
| | | Разрешение от 08.07.2008 №178-08 | 01.05.2008 - 31.12.2009 | Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО- Югра |
| | | Разрешение от 28.12.2009 №70-09 | 28.12.2009 - 28.12.2014 | Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору |
| Верхненадымская ГТЭС | 20.12.2007 | Разрешение от 29.10.2007 №137-07 | 25.11.2007 - 31.12.2009 | Управление по технологическому и экологическому надзору |

| | | | | |
|--------------------------------|------------|---------------------------------|-------------------------|---|
| Северо-Лабатьюганская ГЭС-2 | 16.12.2010 | Разрешение от 28.12.2009 №70-09 | 28.12.2009 - 28.12.2014 | экологическому надзору по ХМАО-Югра |
| | | | | Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору |
| | | | | Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра |
| | | | | Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по ХМАО-Югра |
| | | | | Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору |

СЕКЦИЯ С. Расчет сокращений выбросов

С.1. Данные мониторинга:

Эта секция содержит значения параметров подлежащих мониторингу, перечисленных в секции В.2 выше. Значения указанные в этой секции используются для расчета сокращений выбросов за период мониторинга с 2008 по 2010 гг.

1. $F_{\text{ПНГ, ГЭС}, \text{м}}$ – Объем ПНГ, потребленного ГТЭС в месяц m^{11}

Таблица С.1-1. Данные по потреблению ПНГ

| ГТЭС | Единица измерения | 2008 | 2009 | 2010 | Итого 2008-2010 |
|----------------------------|---------------------|---------|---------|---------|-----------------|
| Лукьявинская ГТЭС | млн. м ³ | 74.984 | 75.711 | 86.244 | 236.939 |
| Лянтгорская ГТЭС-1 | млн. м ³ | 58.642 | 61.322 | 59.484 | 179.448 |
| Лянтгорская ГТЭС-2 | млн. м ³ | 85.300 | 89.440 | 86.913 | 261.653 |
| Русскинская ГТЭС | млн. м ³ | 53.261 | 53.640 | 52.861 | 159.762 |
| Битемская ГТЭС | млн. м ³ | 71.319 | 71.150 | 68.806 | 211.275 |
| Конитлорская ГТЭС-2 | млн. м ³ | 69.967 | 64.403 | 76.389 | 210.759 |
| Мураянская ГТЭС | млн. м ³ | 78.284 | 69.359 | 81.594 | 229.237 |
| Юкьяунская ГТЭС | млн. м ³ | 110.782 | 105.909 | 113.274 | 329.965 |
| Тромъеганская ГТЭС | млн. м ³ | 31.838 | 28.304 | 36.906 | 97.048 |
| Западно-Камынская ГТЭС | млн. м ³ | 64.129 | 65.890 | 67.337 | 197.356 |
| Северо-Лабатьюганская ГТЭС | млн. м ³ | 74.708 | 66.050 | 66.058 | 206.816 |
| Западно-Чигоринская ГТЭС | млн. м ³ | 32.772 | 38.650 | 42.979 | 114.401 |

¹¹ Средневзвешенные годовые значения представлены в отчете о мониторинге для удобства. Месячные значения с детальной разбивкой находятся в файле excel приложенному к настоящему отчету о мониторинге.

| | | | | | |
|------------------------------|---------------------|---------|---------|----------|----------|
| Верхненадымская ГТЭС | млн. м ³ | 23.563 | 64.480 | 77.128 | 165.171 |
| Рогожниковская ГТЭС | млн. м ³ | 20.353 | 86.891 | 93.475 | 200.719 |
| Рогожниковская ГТЭС-2 | млн. м ³ | 0 | 0 | 21.252 | 21.252 |
| Северо-Лабатьюганская ГТЭС-2 | млн. м ³ | 0 | 0 | 0.581 | 0.581 |
| Итого | млн. м ³ | 849.902 | 941.200 | 1031.281 | 2822.383 |

2. $W_{h, ГТЭС i, м}$ – Объемная доля углеводорода типа h в попутном нефтяном газе, израсходованном ГТЭС i в месяце m ¹²

Таблица С.1-2. Данные по объемным фракциям углеводородов в ПНГ

| ГТЭС | Единица измерения | Тип углеводородов | 2008 | 2009 | 2010 |
|--------------------|-------------------|--|--------|--------|--------|
| Лукьявинская ГТЭС | % объема | Метан (CH ₄) | 90.85% | 90.83% | 87.82% |
| | | Этан (C ₂ H ₆) | 1.55% | 1.53% | 2.61% |
| | | Пропан (C ₃ H ₈) | 1.59% | 1.55% | 2.96% |
| | | i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀) | 0.87% | 0.90% | 1.02% |
| | | n-бутан (C ₄ H ₁₀) | 1.33% | 1.35% | 1.70% |
| | | i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂) | 0.44% | 0.45% | 0.48% |
| Лянтгорская ГТЭС-1 | % объема | n-пентан (C ₅ H ₁₂) | 0.43% | 0.47% | 0.50% |
| | | C ₆ + (Гексаны и выше) | 0.45% | 0.41% | 0.39% |
| | | Метан (CH ₄) | 96.62% | 92.63% | 93.50% |
| | | Этан (C ₂ H ₆) | 0.60% | 1.90% | 1.56% |

¹² Средневзвешенные в течение года значения предоставлены в отчете о мониторинге для удобства. Месячные значения с детальной разбивкой exсel приложены к отчету о мониторинге.

| | | | | | |
|----------------------------|----------|--|--------|--------|--------|
| | | Пропан (C ₃ H ₈) | 9.57% | 9.83% | 10.06% |
| | | i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀) | 0.99% | 1.04% | 1.14% |
| | | n-бутан (C ₄ H ₁₀) | 2.31% | 2.45% | 2.77% |
| | | i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂) | 0.33% | 0.34% | 0.38% |
| | | n-пентан (C ₅ H ₁₂) | 0.39% | 0.42% | 0.49% |
| | | C ₆ + (Гексаны и выше) | 0.28% | 0.25% | 0.30% |
| | | Метан (CH ₄) | 84.50% | 83.76% | 82.00% |
| | | Этан (C ₂ H ₆) | 3.61% | 3.84% | 4.03% |
| | | Пропан (C ₃ H ₈) | 5.04% | 4.88% | 5.82% |
| | | i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀) | 1.05% | 1.15% | 1.36% |
| | | n-бутан (C ₄ H ₁₀) | 1.81% | 1.99% | 2.45% |
| | | i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂) | 0.39% | 0.41% | 0.54% |
| | | n-пентан (C ₅ H ₁₂) | 0.39% | 0.40% | 0.55% |
| | | C ₆ + (Гексаны и выше) | 0.47% | 0.34% | 0.51% |
| | | Метан (CH ₄) | 91.36% | 91.54% | 85.66% |
| | | Этан (C ₂ H ₆) | 1.43% | 1.39% | 3.37% |
| | | Пропан (C ₃ H ₈) | 1.02% | 0.92% | 3.85% |
| | | i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀) | 0.75% | 0.70% | 0.99% |
| | | n-бутан (C ₄ H ₁₀) | 0.98% | 0.92% | 1.73% |
| | | i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂) | 0.43% | 0.43% | 0.45% |
| | | n-пентан (C ₅ H ₁₂) | 0.40% | 0.43% | 0.46% |
| | | C ₆ + (Гексаны и выше) | 0.41% | 0.53% | 0.55% |
| | | Метан (CH ₄) | 91.16% | 91.24% | 90.69% |
| | | Этан (C ₂ H ₆) | 1.70% | 1.74% | 1.72% |
| | | | | | |
| Конитлорская ГТЭС-2 | % объема | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| Мурьяунская ГТЭС | % объема | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| Юкьяунская ГТЭС | % объема | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

| | | | | | |
|-----------------------------------|----------|--|--------|--------|--------|
| | | Пропан (C ₃ H ₈) | 1.57% | 1.49% | 1.76% |
| | | i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀) | 0.93% | 0.92% | 1.00% |
| | | n-бутан (C ₄ H ₁₀) | 1.14% | 1.08% | 1.29% |
| | | i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂) | 0.41% | 0.39% | 0.44% |
| | | n-пентан (C ₅ H ₁₂) | 0.35% | 0.36% | 0.41% |
| | | C ₆ + (Гексаны и выше) | 0.41% | 0.38% | 0.39% |
| | | Метан (CH ₄) | 89.12% | 88.63% | 89.41% |
| | | Этан (C ₂ H ₆) | 1.75% | 1.71% | 1.55% |
| | | Пропан (C ₃ H ₈) | 2.80% | 2.81% | 2.31% |
| | | i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀) | 0.89% | 0.97% | 0.95% |
| | | n-бутан (C ₄ H ₁₀) | 1.61% | 1.78% | 1.70% |
| | | i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂) | 0.38% | 0.44% | 0.44% |
| | | n-пентан (C ₅ H ₁₂) | 0.39% | 0.50% | 0.49% |
| | | C ₆ + (Гексаны и выше) | 0.40% | 0.46% | 0.44% |
| | | Метан (CH ₄) | 72.67% | 73.40% | 73.16% |
| | | Этан (C ₂ H ₆) | 11.09% | 11.29% | 11.33% |
| | | Пропан (C ₃ H ₈) | 9.45% | 8.70% | 8.77% |
| | | i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀) | 0.89% | 0.82% | 0.84% |
| | | n-бутан (C ₄ H ₁₀) | 2.15% | 1.94% | 2.02% |
| | | i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂) | 0.29% | 0.26% | 0.27% |
| | | n-пентан (C ₅ H ₁₂) | 0.35% | 0.33% | 0.34% |
| | | C ₆ + (Гексаны и выше) | 0.26% | 0.23% | 0.24% |
| | | Метан (CH ₄) | 76.58% | 74.96% | 77.76% |
| | | Этан (C ₂ H ₆) | 8.93% | 9.22% | 7.95% |
| | | | | | |
| Тромъеганская ГТЭС | % объема | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| Западно-Камынская ГТЭС | % объема | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| Северо-Лабатьюганская ГТЭС | % объема | | | | |
| | | | | | |

| | | | | | | | |
|-------------------------------------|----------|--|----------|--------|--------|--|--|
| Западно-Чигоринская ГТЭС | % объема | Пропан (C ₃ H ₈) | 8.42% | 8.88% | 7.97% | | |
| | | i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀) | 0.81% | 0.93% | 0.86% | | |
| | | n-бутан (C ₄ H ₁₀) | 1.96% | 2.35% | 2.15% | | |
| | | i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂) | 0.26% | 0.35% | 0.31% | | |
| | | n-пентан (C ₅ H ₁₂) | 0.32% | 0.46% | 0.41% | | |
| | | C ₆ + (Гексаны и выше) | 0.24% | 0.34% | 0.32% | | |
| | | Метан (CH ₄) | 80.67% | 80.74% | 81.24% | | |
| | | Этан (C ₂ H ₆) | 5.78% | 5.91% | 5.81% | | |
| | | Пропан (C ₃ H ₈) | 6.82% | 6.77% | 6.54% | | |
| | | i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀) | 0.99% | 0.98% | 0.94% | | |
| | | n-бутан (C ₄ H ₁₀) | 1.77% | 1.79% | 1.79% | | |
| | | i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂) | 0.29% | 0.29% | 0.28% | | |
| | | n-пентан (C ₅ H ₁₂) | 0.28% | 0.31% | 0.31% | | |
| Верхненадымская ГТЭС | % объема | C ₆ + (Гексаны и выше) | 0.22% | 0.24% | 0.24% | | |
| | | Метан (CH ₄) | 78.92% | 83.18% | 83.26% | | |
| | | Этан (C ₂ H ₆) | 4.95% | 4.88% | 4.70% | | |
| | | Пропан (C ₃ H ₈) | 5.83% | 5.56% | 5.64% | | |
| | | i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀) | 0.95% | 0.97% | 1.04% | | |
| | | n-бутан (C ₄ H ₁₀) | 1.65% | 1.65% | 1.77% | | |
| | | i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂) | 0.31% | 0.32% | 0.34% | | |
| | | n-пентан (C ₅ H ₁₂) | 0.27% | 0.30% | 0.32% | | |
| | | C ₆ + (Гексаны и выше) | 0.23% | 0.27% | 0.28% | | |
| | | Метан (CH ₄) | 60.50% | 65.38% | 67.28% | | |
| | | Этан (C ₂ H ₆) | 13.66% | 13.42% | 12.82% | | |
| | | Рогожниковская ГТЭС | % объема | | | | |
| | | | | | | | |

Таблица С.1-3. Данные по отпуску электроэнергии

| ГЭС | Единица измерения | 2008 | 2009 | 2010 | Итого 2008-2010 |
|---------------------------|-------------------|------------|------------|------------|-----------------|
| Лукьявинская ГЭС | МВтч | 226 886.82 | 237 917.07 | 283 263.06 | 748 066.95 |
| Лянторская ГЭС-1 | МВтч | 179 402.63 | 194 260.62 | 192 743.88 | 566 407.13 |
| Лянторская ГЭС-2 | МВтч | 256 541.57 | 273 705.07 | 274 723.35 | 804 969.99 |
| Русская ГЭС | МВтч | 182 518.78 | 189 119.23 | 178 006.18 | 549 644.19 |
| Битумская ГЭС | МВтч | 261 867.36 | 273 695.80 | 283 429.76 | 818 992.92 |
| Конитлорская ГЭС-2 | МВтч | 180 338.51 | 188 294.16 | 185 904.10 | 554 536.77 |
| Мурьянская ГЭС | МВтч | 184 300.10 | 151 559.89 | 187 649.68 | 523 509.66 |
| Юкьяунская ГЭС | МВтч | 271 664.77 | 257 720.33 | 285 305.16 | 814 690.26 |
| Тромьеганская ГЭС | МВтч | 80 949.21 | 62 617.95 | 81 137.20 | 224 704.36 |
| Западно-Камынская ГЭС | МВтч | 179 220.84 | 186 536.12 | 192 521.43 | 558 278.38 |
| Северо-Лабатьюганская ГЭС | МВтч | 186 289.31 | 185 180.87 | 183 354.60 | 554 824.79 |
| Западно-Чигоринская ГЭС | МВтч | 72 288.54 | 93 030.00 | 93 111.28 | 258 429.82 |
| Верхненадымская ГЭС | МВтч | 54 515.46 | 153 872.72 | 188 108.91 | 396 497.09 |
| Рогожниковская ГЭС | МВтч | 52 022.63 | 224 885.46 | 242 977.36 | 519 885.44 |

| | | | | | |
|--|------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Рогожниковская ГТЭС-2 | МВтч | 0 | 0 | 61 141.85 | 61 141.85 |
| Северо-Лабатьюганская ГТЭС-2 | МВтч | 0 | 0 | 655.51 | 655.51 |
| Итого (без учета Лянторских ГТЭС и Русскинской ГТЭС) | МВтч | 1 750 343.54 | 2 015 310.36 | 2 268 559.90 | 6 034 213.80 |

4. $SFC_{\text{ГТРР,У}}$ – Удельный расход условного топлива для производства электроэнергии на Лянторской ГТЭС-1, ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС в году У.
Этот параметр рассчитывается УВСИНГ «Сургутнефтегаз» на основе производственных данных. Коэффициенты приведены в таблице ниже.

Таблица С.1-4. Данные по удельному расходу топлива¹³

| ГТЭС | Удельный расход условного топлива (г.у.т. / кВтч) | | |
|-------------------|---|------|------|
| | 2008 | 2009 | 2010 |
| Лянторская ГТЭС-1 | 382 | 386 | 374 |
| Лянторская ГТЭС-2 | 386 | 371 | 377 |
| Русскинская ГТЭС | 383 | 361 | 374 |

5. $PI_{\text{СНГ,У}}$ – Процент потерь электроэнергии в сетях ОАО «Сургутнефтегаз» в году У

Этот параметр рассчитывается Управлением энергетики ОАО «Сургутнефтегаз» на основе «Инструкции по расчету и анализу технологического расхода при передаче электроэнергии по сети» И 34-70-030-87 и принимаемый ежегодно Региональной Энергетической Комиссией (РЭК) Тюменской области и ХМАО. Значения принятые РЭКом Тюменской области и ХМАО за период с 2008 по 2010 и использованные в настоящем отчете о мониторинге приведены в таблице С.1-5 ниже.

Таблица С.1-5. Данные о проценте потерь электроэнергии в сетях ОАО «Сургутнефтегаз»

| % годовых потерь | Год | Источник ¹⁴ |
|------------------|-----|------------------------|
| | | |

¹³ Данные подтверждающие удельные расходы топлива на Лянторской ГТЭС-1 и ГТЭС-2 и Русскинской ГТЭС предоставлены верификаторам.

¹⁴ Документы подтверждающие параметры за 2008-2010 предоставлены верификаторам.

| | | |
|------|------|---------------|
| 3.14 | 2008 | Принято РЭКом |
| 3.14 | 2009 | Принято РЭКом |
| 3.10 | 2010 | Принято РЭКом |

6. $W_{\text{CH}_4, \text{СТРР } i, \text{ м}}$ - Объемная доля метана в ПНГ, потребленном ГТЭС i в месяц m
 Данные по объему метана в ПНГ, потребленном ГТЭС приведены в Таблице С.1-2 выше.

7. ρ_h - Плотность углеводорода типа h.

Этот параметр конвертирует объем углеводорода в массу. Плотность каждого типа углеводорода рассчитана на основании ГОСТ 31369-2008, Межгосударственный стандарт «Природный газ. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава».¹⁵ Этот параметр зафиксирован на стадии разработки ПТД. Плотности углеводородов, имеющих в ПНГ, потребляемом ГТЭС указаны в Таблице С.1-6 ниже.

Таблица С.1-6. Данные по плотности

| Тип компонента ПНГ (тип h углеводорода) | Плотность газа (кг/м ³) |
|---|-------------------------------------|
| Метан (CH ₄) | 0.67 |
| Этан (C ₂ H ₆) | 1.26 |
| Пропан (C ₃ H ₈) | 1.86 |
| i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀) | 2.49 |
| n-бутан (C ₄ H ₁₀) | 2.50 |
| i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂) | 3.15 |
| n-пентан (C ₅ H ₁₂) | 3.17 |
| C ₆ + (Гексаны и выше) | 3.90 |

¹⁵ http://www.gazanaliz.ru/standards/gost_gasGC_2008/GOST_31369-2008/gost_31369-2008.html

8. OXID - Коэффициент неполного сгорания ПНГ(коэффициент недожега)

Этот параметр определен и зафиксирован на стадии разработки ПТД. OXID равен 3.5%. Этот параметр рассчитан на основе «Методики расчета объемов выброса в атмосферу при сжигании попутного нефтяного газа в факелах», одобренной 08.04.1998, приказом № 199 Государственного комитета по защите окружающей среды Российской Федерации.

9. SMF_h - Стехиометрический массовый коэффициент - массовый коэффициент CO₂, образующегося при полном сгорании единицы массы углеводорода типа h

Этот параметр определен и зафиксирован на стадии разработки ПТД. Стехиометрический массовый коэффициент для каждого типа углеводородов рассчитывается на основе ГОСТ 31369-2008. Таблица в формате Excel с расчетами была передана для анализа верификатору при детерминации проекта. Стехиометрические массовые коэффициенты углеводородов, имеющихся в ПНГ, потребляемом ГТЭС указаны в Таблице С.1-7 ниже.

Таблица С.1-7. Стехиометрические массовые коэффициенты

| Тип компонента ПНГ (тип h углеводорода) | Стехиометрические массовые коэффициенты (т./т.) |
|--|---|
| Метан (CH ₄) | 2.75 |
| Этан (C ₂ H ₆) | 2.93 |
| Пропан (C ₃ H ₈) | 2.99 |
| i-бутан (метилпропан; C ₄ H ₁₀) | 3.03 |
| n-бутан (C ₄ H ₁₀) | 3.03 |
| i-пентан (метилбутан; C ₅ H ₁₂) | 3.05 |
| n-пентан (C ₅ H ₁₂) | 3.05 |
| C ₆ + (Гексаны и выше) | 3.06 |

10. SFC_{SDPP} - Коэффициент удельного расхода условного топлива для выработки электроэнергии на Сургутских ГРЭС-1 и ГРЭС-2.

Этот параметр определен и зафиксирован на стадии разработки ПТД. Параметр равен 322.2 г.у.т. / кВтч.

Сургутская ГРЭС-1 управляется ОАО «ОГК-2», а Сургутская ГРЭС-2 управляется ОАО «ОГК-4».

Удельный расход условного топлива для генерации в период 2007–2009 для обеих компаний был взят за основу и наименьшие значения использованы в расчетах.

| Компания | УРУТ (г.у.т. / кВтч) | | |
|----------|----------------------|--------------------|--------------------|
| | 2007 ¹⁶ | 2008 ¹⁷ | 2009 ¹⁸ |
| ОГК-2 | 344.5 | 347.5 | 347.2 |
| ОГК-4 | 324.1 | 325.5 | 322.2 |

11. $E_{ELEC,grid,y}$ - Коэффициент выброса углерода для сетевой выработки электроэнергии в ОЭС Урала в году Y .

Коэффициент выброса углерода для сетевой выработки электроэнергии в ОЭС Урала был взят из отчета ЕБРД «Разработка коэффициентов выбросов в энергетике для России»¹⁹

Этот параметр определен и зафиксирован на стадии разработки ПТД. Коэффициенты выбросов приведены в Таблице С.1-8 ниже.

Таблица С.1-8 Данные о коэффициентах выбросов двуокиси углерода для сетевой электроэнергии

| Год | Коэффициент выброса (т. CO ₂ / МВтч) |
|------|--|
| 2008 | 0.576 |
| 2009 | 0.576 |
| 2010 | 0.582 |

¹⁶ На основе отчета «Функционирование и развитие электроэнергетики РФ в 2007 году», подготовленного ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике», с 64. Отчет доступен на сайте агентства после бесплатной регистрации. http://www.e-apbe.ru/analytical/doklad2007/anons_doklada2007.php

¹⁷ На основе отчета «Функционирование и развитие электроэнергетики РФ в 2008 году», подготовленного ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике», с 68. Отчет доступен на сайте агентства после бесплатной регистрации. http://www.e-apbe.ru/analytical/doklad2008/anons_doklada_2008.php?login=yes

¹⁸ На основе отчета «Функционирование и развитие электроэнергетики РФ в 2009 году», подготовленного ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике», с 71. Отчет доступен на сайте агентства после бесплатной регистрации. <http://www.e-apbe.ru/analytical/detail.php?ID=44418&login=yes>

¹⁹ Отчет доступен на следующем сайте, с информацией на с. 4-19: http://www.ebrd.com/downloads/sector/eess/Baseline_Study_Russia.pdf

12. $PL_{grid,y}$ – Потери электроэнергии во внешней сети в году Y

Этот параметр был взят из отчета ЕБРД «Разработка коэффициентов выбросов в энергетике для России»²⁰
Этот параметр определен и зафиксирован на стадии разработки ПТД. Параметр равен 12%.

13. GWP_{CH_4} - Потенциал метана в отношении глобального потепления.

Этот параметр определен и зафиксирован на стадии разработки ПТД. Параметр равен 21 тCO₂э/тCH₄.

С.2. Расчеты проектных выбросов:

Предусмотренные проектом объемы выбросов ПГ в результате полного окисления углеводородов в выбросах ГТЭС и в результате недовыработки электроэнергии на Сургутских ГРЭС представлены в Таблицах С.2-1 – С.2.3 ниже.

Таблица С.2-1. Проектные выбросы ПГ в результате полного сгорания углеводородов на ГТЭС за период мониторинга 2008-2010, т CO₂э

| Год | Выбросы в результате полного сгорания углеводородов на ГТЭС |
|------------------------|---|
| 2008 | 52,633 |
| 2009 | 60,124 |
| 2010 | 69,130 |
| Итого 2008-2010 | 181,886 |

Таблица С.2-2. Проектные выбросы ПГ в результате недовыработки электроэнергии на Сургутских ГРЭС за период мониторинга 2008-2010, т CO₂э

| Год | Выбросы в результате недовыработки электроэнергии на Сургутских ГРЭС |
|------|--|
| 2008 | 68,278 |
| 2009 | 59,153 |

²⁰ Отчет доступен на следующем сайте, с информацией на с. 2-29: http://www.ebrd.com/downloads/sector/eccc/Baseline_Study_Russia.pdf

| | |
|------------------------|----------------|
| 2010 | 61,884 |
| Итого 2008-2010 | 189,314 |

Таблица С.2-3. Суммарные проектные выбросы ПГ за период мониторинга 2008-2010, т CO₂э

| Год | Суммарные выбросы ПГ по проекту |
|------------------------|---------------------------------|
| 2008 | 120,910 |
| 2009 | 119,276 |
| 2010 | 131,014 |
| Итого 2008-2010 | 371,201 |

С.3. Расчет объема выбросов по базовой линии:

Выбросы ПГ по базовой линии вследствие неполного сгорания метана в факелах и выбросы CO₂ в результате сжигания ископаемого топлива электростанциями ОЭС Урала представлены в Таблицах С.3-1 – С.3-3 ниже.

Таблица С.3-1. Выбросы ПГ по базовой линии в результате неполного сгорания метана на факелах за период мониторинга 2008-2010, т CO₂э

| Год | Выбросы ПГ в результате неполного сгорания метана на факелах по базовой линии |
|------------------------|---|
| 2008 | 266,813 |
| 2009 | 295,151 |
| 2010 | 330,468 |
| Итого 2008-2010 | 892,433 |

Таблица С.3-2. Выбросы ПГ по базовой линии в результате сжигания ископаемого топлива электростанциями ОЭС Урала за период мониторинга 2008-2010, т CO₂e

| Год | Выбросы ПГ в результате сжигания ископаемого топлива электростанциями ОЭС Урала |
|------------------------|---|
| 2008 | 1,109,705 |
| 2009 | 1,277,692 |
| 2010 | 1,453,832 |
| Итого 2008-2010 | 3,841,230 |

Таблица С.3-3. Общий объем выбросов ПГ по базовой линии за период мониторинга 2008-2010, т CO₂e

| Год | Выбросы ПГ по базовой линии |
|------------------------|-----------------------------|
| 2008 | 1,376,518 |
| 2009 | 1,572,844 |
| 2010 | 1,784,301 |
| Итого 2008-2010 | 4,733,662 |

С.4. Расчет утечек:

Утечки равны нулю в соответствии с ПТД 1.2.

С.5. Расчет сокращений выбросов по проекту:

Сокращения выбросов по проекту приведены в Таблице С.5-1 ниже.

Таблица С.5-1. Объем снижения выбросов ПГ за период мониторинга 2008-2010, т CO₂e

| Год | Ежегодное снижение выбросов в тоннах CO ₂ e |
|------|--|
| 2008 | 1,255,608 |
| 2009 | 1,453,567 |

| | |
|--|-----------|
| 2010 | 1,653,286 |
| Общее снижение выбросов за период мониторинга 2008-2010 (тонн CO ₂ эквивалента) | 4,362,461 |

С.6. Анализ отклонения результатов мониторинга от предварительных расчетных показателей:

Величины отклонения результатов мониторинга от предварительных расчетов сокращений выбросов осуществленных в ПТД приведены в Таблице С.6-1 ниже.

Таблица С.6-1. Сравнение фактических сокращений выбросов и сокращений выбросов, рассчитанных ex-ante, т CO₂э

| Год | Ежегодное снижение выбросов в тоннах CO ₂ э в отчете о мониторинге | Ежегодное снижение выбросов в тоннах CO ₂ э в ПТД (предварительная оценка) | Абсолютное отклонение (мониторинг относительно предварительной оценки) в т CO ₂ э | Отклонение в процентах (мониторинг относительно предварительной оценки) в т CO ₂ э |
|--|---|---|--|---|
| 2008 | 1,255,608 | 1,229,256 | 26,352 | 2.14% |
| 2009 | 1,453,567 | 1,420,863 | 32,704 | 2.30% |
| 2010 | 1,653,286 | 1,560,378 | 92,908 | 5.95% |
| Общее снижение выбросов за период мониторинга 2008-2010 (тонн CO ₂ э) | 4,362,461 | 4,210,497 | 151,964 | 3.61% |

Отклонение между фактическими и расчетными данными за период 2008-2010 составляет 3.61%, что можно считать очень незначительным отклонением. Такое низкое отклонение – результат следующих факторов:

- проект был реализован в полном соответствии с ПТД;
- предварительные расчеты были сделаны с использованием консервативных данных и использовались точные прогнозы;
- план мониторинга, утвержденный в ПТД 1.2 является надежным и прозрачным;
- мониторинг 2008-2010 был проведен в точном соответствии с планом мониторинга.

Небольшое отклонение в объеме сокращений произошло в результате колебаний в компонентном составе ПНГ и производстве электроэнергии. Такие отклонения были минимизированы путем использования усредненных и консервативных значений. Тем не менее, отклонения нельзя свести к нулю, так как невозможно со 100% спрогнозировать объемный состав ПНГ и объем производства электроэнергии на ГТЭС.

Вывод

План мониторинга, утвержденный в ПТД 1.2 и расчеты сокращений выбросов в настоящем отчете о мониторинге являются надежными и рациональными. Отклонение от значений в ПТД незначительное и зависит от неконтролируемых факторов.

Приложение 1 – Контактная информация участников проекта:

| | |
|---------------------------------------|--|
| Организация: | Открытое акционерное общество «Сургутнефтегаз» |
| Улица: | улица Григория Кукуевецкого |
| Дом/Корпус: | 1/1 |
| Город: | Сургут |
| Штат/Область: | Ханты-Мансийский автономный округ, Тюменская область |
| Почтовый индекс: | 628415 |
| Страна: | Российская Федерация |
| Телефон: | +7 (3462) 42-70-09 |
| Факс: | +7 (3462) 42-70-09 |
| Электронная почта: | secret_b@surgutneftegas.ru |
| URL: | http://www.surgutneftegas.ru/ |
| Представитель: | |
| Должность: | Главный инженер |
| Форма обращения: | Г-н |
| Фамилия: | Буланов |
| Имя: | Александр |
| Отчество: | Николаевич |
| Департамент: | |
| Телефон (прямой): | +7 (3462) 42-70-09 |
| Факс (прямой): | +7 (3462) 42-70-09 |
| Мобильный: | |
| Персональный адрес электронной почты: | secret_b@surgutneftegas.ru |

| | |
|---------------------------------------|--|
| Организация: | «Газпром Маркетинг и Трейдинг Лимитед» |
| Улица: | Triton Street |
| Дом: | 20 |
| Город: | London |
| Область: | London |
| Почтовый индекс: | NW1 3BF |
| Страна: | United Kingdom |
| Телефон: | +44 (0) 207 756 0000 |
| Факс: | +44 (0) 756 9740 |
| Электронная почта: | emissions@gazprom-mt.com |
| URL: | http://www.gazprom-mt.com |
| Представитель: | |
| Должность: | Руководитель по развитию бизнеса в России и СНГ |
| Форма обращения: | Г-жа |
| Фамилия: | Файзуллина |
| Отчество: | Альфредовна |
| Имя: | Татьяна |
| Департамент: | Департамент чистой энергии |
| Телефон (прямой): | +44 (0) 207 756 0061 |
| Факс (прямой): | +44 (0) 207 7569744 |
| Мобильный: | |
| Персональный адрес электронной почты: | tatiana.fayzullina@gazprom-mt.com |