

1. Описание осуществленных действий в соответствии со специальной проектной документацией

1.1. Общее описание проекта

1.1.1. Краткое описание проекта

Целью проекта совместного осуществления «Проект по переработке попутного нефтяного газа на Южно-Балыкском газоперерабатывающем комплексе» («Проект») является достижение снижения сжигания попутного газа на Приобском нефтяном месторождении, разрабатываемом ОАО «НК «Роснефть», с подачей этого газа на Южно-Балыкский газоперерабатывающий комплекс компании ОАО «Сибур Холдинг».

Если бы данный Проект не был принят к реализации, то фактически продолжалось бы сжигание на месторождениях всего попутного газа, в то время как переработка этого газа позволит улучшить практику использования энергетических ресурсов России.

Далее, помимо существенного сокращения выбросов CO_2 , вследствие выполнения Проекта уменьшатся выбросы в атмосферу оксидов азота (NO_x), летучих органических соединений (ЛОС) и твердых частиц.

Проектная деятельность включает установку необходимого оборудования для очистки попутного нефтяного газа («ПНГ»), ранее подвергнутому сжиганию, в т.ч.: новый сепаратор, новая дегидрационная установка, новая установка охлаждения газа, новая установка регулирования температуры и переработки природного газа в соответствии с требованиями, предъявляемой к газораспределительной системе, а также две новые компрессорные установки для сухого газа, направляемого в трубопроводную сеть ОАО «Газпром».

Общий объем сокращения выбросов, достигнутый за период мониторинга, составляет 1 163 542 тонн $\text{CO}_{2\text{экв}}$.

1.1.2. Участники проекта

ОАО «Сибур Холдинг» (РФ)

J.P. Morgan Ventures Energy Corporation (Великобритания)

1.1.3. Место осуществления проекта

Южно-Балыкский газоперерабатывающий комплекс (ЮБ ГПК) находится в г. Пыть-Ях ХМАО, на расстоянии примерно 50 км к югу от Нефтеюганска и 170-ти км восточнее Приобского нефтяного месторождения.

Рис 1. Месторасположение ЮБ ГПК



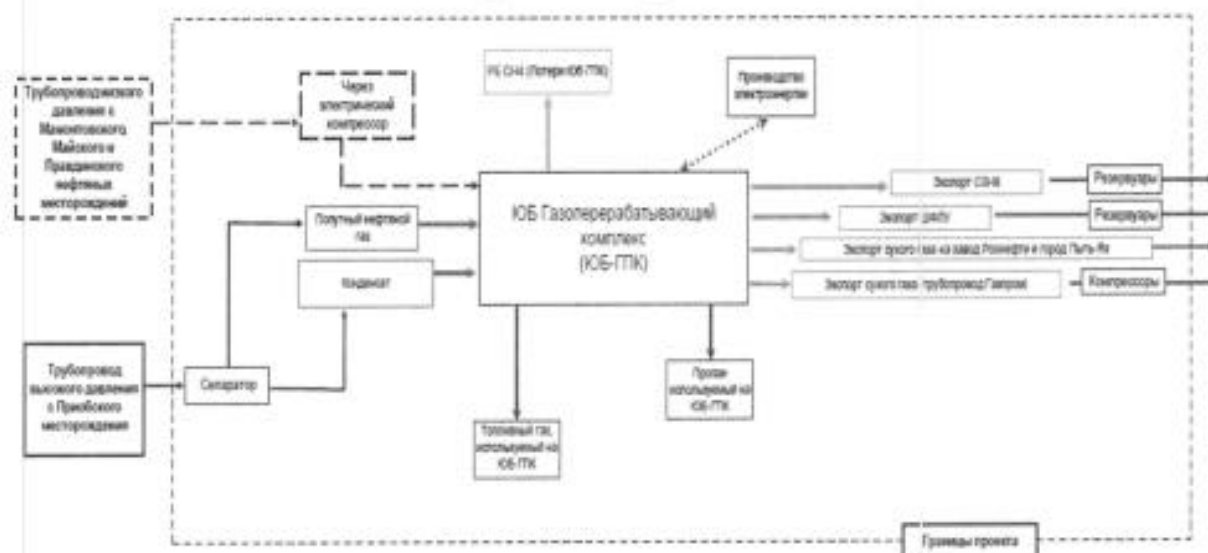
Район проектной деятельности имеет следующее расположение по системе земных координат и универсальной прямоугольной проекции Меркатора:

	Земные координаты
ЮБ ГПК	Широта: 60° 45' 26,5" N Долгота: 72° 49' 13,9" E

1.1.4. Техническое описание проекта

Общая блок-схема проекта ЮБ ГПК представлена на Рис. 2 ниже.

Рис. 2. Общая схема ГПК и границы проекта



Попутный нефтяной газ поступает на сепаратор ЮБ ГПК с Приобского месторождения, разрабатываемого ОАО НК Роснефть (Роснефть), через трубопровод высокого давления, длиной 167 км. ПНГ и конденсат из сепаратора направляется через узлы коммерческого учета на газоперерабатывающую установку (ГПУ) №2 (и на ГПУ №1 через байпас, который может быть использован в случаях нештатной работы установок)

ГПУ №1 была впервые введена в эксплуатацию в 1979 году. Первоначально, ГПУ №1 была построена для переработки ПНГ, поступающего по трубопроводам низкого давления с Мамонтовского, Майского и Правдинского нефтяных месторождений, располагающихся в этом же районе, для производства сухого газа и ШФЛУ. В рамках данного проекта ГПУ №1 была модернизирована и переоборудована

Мощность ГПУ №1 составляет 1,5 млрд м³ в год. Установка состоит из двух линий:

- Схема низкотемпературной абсорбции мощностью 600 млн м³ в год;
- Схема низкотемпературной конденсации мощностью 900 млн м³ в год.

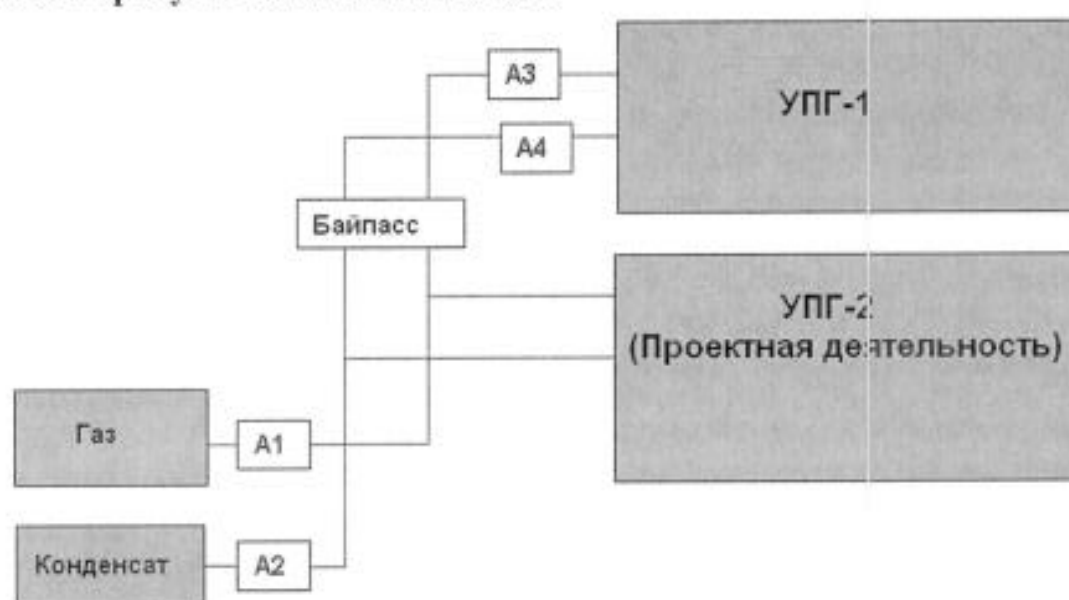
Как уже говорилось выше, производственная мощность ГПУ №2 составит 1,5 млрд м³ в год. Установка была спроектирована специально для переработки ПНГ, поступающего с Приобского нефтяного месторождения. Строительство ГПУ №2 началось в апреле 2007 г., и в июле 2009 г. она была введена в эксплуатацию. По словам генерала директора ЮБ ГПК (Приказ № 517, от 17.07.2009) ввод в эксплуатацию ГПУ № 2 был произведен 21 июля 2009 года, с пуском первого газа в 18:00 по местному времени.

ГПУ №1 входит в границу проекта, так как между первой и второй ГПУ существует физическое соединение (байпас). Байпас был установлен в целях

безопасности для передачи газа из одной установки в другую и запуска технического сжигания газа в случае проведения плановых ремонтов или опасности перелива ПНГ. По этой причине, ГПУ №1 не была включена в базовый уровень выбросов проекта. Более того, ГПУ №1 не является профильным для переработки газа/конденсата с Приобского месторождения, и нет экономического смысла направлять конденсат на ГПУ №1 в неаварийных условиях.

Для улучшения понимания, ГПУ №1 может получать попутный газ из газопровода высокого давления через перепускную линию. Это происходит только в аварийных ситуациях или при проведении ремонтов или технического обслуживания.

Рис. 3. Перепускная линия и потоки



Процесс переработки газа основывается на низкотемпературной конденсации (НТК) с использованием пропановых турбокомпрессорных агрегатов (АТП 5-5/3) и турбодетандера (БДКА2-4 УХЛИ).

В состав установки подготовки газа НТК входят следующие технологические сооружения:

- Отделение НТК с турбодетандером;
- Пропановое холодильное отделение;
- Отделение нагрева теплоносителя; и
- Отделение осушки газа и осушки газа регенерации.

ГПК производит следующие продукты (см. рисунок 2):

- Сухой газ, который делится на следующие потоки:

- В магистральный газопровод «Уренгой-Челябинск», принадлежащий ОАО «Газпром», через дожимные компрессорные станции (компрессоры 4ГЦ2-124 /14-79 ГТУ);
- Местным потребителям (завод, принадлежащий Роснефти, расположенный в непосредственной близости от ЮБ ГПК; город Пыть-Ях);
- На внутренние технологические нужды.
- ШФЛУ направляется в товарный парк для дальнейшей транспортировки на химические заводы; и
- C_3H_8 (пропан) используется для следующих целей:
 - Направляется местным потребителям;
 - Направляется на внутренние технологические нужды.

1.1.5. Название, идентификационный номер и версия применяемой в проекте методологии по оценке базового состояния и мониторингу

Проектная деятельность использует часть версии 3.3: «Извлечение и утилизация газа из нефтяных скважин, который бы в противном случае сжигался или отводился» одобренной по МЧР методологии АМ0009.

Данная методология используется в комбинации со следующими механизмами: АМ_Tool_03 «Инструмент для расчета проектных выбросов или утечек CO_2 от сжигания ископаемого топлива» (версия 02); «Инструмент для расчета базовых, проектных выбросов и/или утечек от потребления электричества (версия 01).

1.1.6. Дата регистрации проекта

Подача в ОАО «Сбербанк России» – март 2010 г.; российскую комиссию – июль 2010 г.

1.1.7. Период кредитования проекта и связанной информации (срок начала и выбор периода)

С 1 января 2009 г. по 31 декабря 2012 г.

1.1.8. Ответственные физические / юридические лица

Юридическое лицо, ответственное за заполнение формы отчета о результатах мониторинга: J.P. Morgan Ventures Energy Corporation.

1.2. Реализация проекта

1.2.1. Статус реализации проекта

Основные этапы выполнения проектной деятельности в течение периода мониторинга:

- Проектная документация была предоставлена на тендер Сбербанка: 12 марта 2010 года
- Проект получил от принимающей страны одобрительное письмо: 23 июля 2010

1.2.2. Пересмотр плана мониторинга

Показатель ЕС01, энергопотребление компрессорной установки низкого давления, не отслеживается. Поэтому данный показатель был принят как равным нулю. Это является консервативным подходом, поскольку, в соответствии с применяемой методологией, энергопотребление компрессорной установки низкого давления необходимо отделить от выбросов от проектной деятельности.

1.2.3. Уведомление или запрос на одобрение изменений

Уведомлений или запросов на одобрение изменений не поступало.

1.3. Описание системы мониторинга

Система мониторинга была разработана в соответствии с основными принципами точности, полноты и единообразия данных, а также всеми применимыми требованиями AM0009.

Система управления данными была интегрирована в существующую и сертифицированную по стандарту ISO 14001 систему экологического менеджмента «Сибур Холдинга».

Операционная и управленческая структура, ответственная за мониторинг проектной деятельности:

- Отдел охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды, ответственный за контроль и обеспечение качества данных и программного обеспечения (для расчета кредитов), а также за архивирование соответствующих данных;
- Ответственный специалист производственно-технического отдела, в задачу которого входит сбор, уточнение, архивирование и оперативную передачу данных в отдел ОТПБиООС.

Данные, которые будут собираться в целях проведения мониторинга СО, включают параметры, подробно описанные в настоящем разделе. Ответственный специалист производственно-технического отдела обеспечит должный учет и хранение данных. На него также возлагается ответственность за ежемесячное предоставление электронной копии всех собранных данных в службу по ОТПБиООС (для создания резервной копии).

К 10-му числу каждого последующего месяца Ответственный специалист производственно-технического отдела будет подготавливать ежемесячный отчет, в котором должны быть представлены все собранные данные и все необходимые расчеты по определению единиц сокращения выбросов.

К 15-му числу каждого последующего месяца отдел ОТПБиООС будет проводить анализ данного отчета на предмет проверки качества данных и программного обеспечения, используемого для расчетов кредитов. Кроме того, данный отдел будет нести ответственность за обеспечение сохранности этих данных в течение, как минимум, двух лет после окончания кредитного периода, т.е. вся информация, необходимая для осуществления процедур контроля, будет сосредоточена в этом отделе.

Ответственность за сбор информации об объемах и составах газа и продуктов переработки несет производственно-технический отдел. Эти данные будут собираться с использованием «Автоматической системы контроля технологического процесса», а в некоторых случаях – путем непосредственного визуального контроля операторами. Затем эти данные будут передаваться в производственно-технический отдел, где они будут храниться в электронных и твердых копиях в соответствии с процедурами СЭМ в течение 25 лет, и в любом случае, в течение не менее двух лет после окончания кредитного периода.

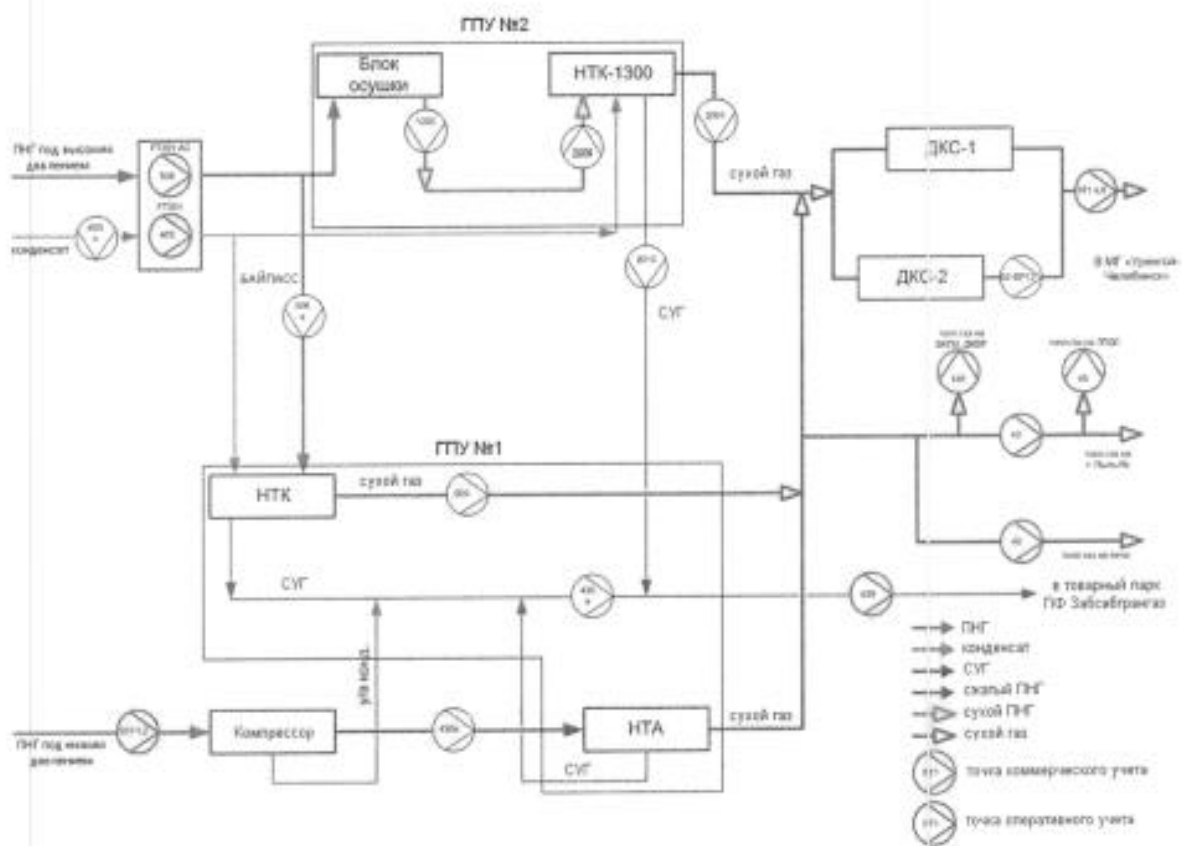
Все измерительное оборудование, используемое в рамках проекта, указано в таблице ниже, включая погрешность и частоту калибровки. Значения погрешности измерительного оборудования соответствуют российским нормативным требованиям, что подтверждается свидетельствами о ежегодной калибровке и поверке и сертификатом химической лаборатории № РУ.0001.513991 сроком действия до 12.01.2014 г., выданным Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии.

Таблица 1: Список измерительных приборов

Идентификационный номер	Название/описание	Модель/Тип	Частота калибровки	Погрешность
501/1, 501/2	Измерение объемов газа, поступающих с других нефтяных скважин (V_{χ})	Диафрагмы (Metran-43-F-Uh-DD; Metran-43-F-Uh-DI)	1 раз в год	0.12%
506 (540-08), приборы FT 301 и FT 302	Автоматическая измерительная система для ПНГ, поступающего с Приобского месторождения. Система измеряет линию V_{A1}	Автоматическая измерительная система/ газомер SICK MAINAK	1 раз в год	0.5 %
403 (537-08), приборы FT1 и FT2	Автоматическая измерительная система для конденсата, поступающего с Приобского месторождения. Система измеряет линии V_{A2}	Автоматическая измерительная система/ CMF300	1 раз в год	0.25%
506a (приборы FT 303x и FT 304x)	Автоматическая измерительная система для ПНГ, проходящего через байпас между ГПУ №2 и ГПУ №1 Система измеряет линию V_{A3}	Автоматическая измерительная система/ газомер SICK MAINAK	1 раз в год	0.5 %
Q444 и Q444b	Электронные весы для C_2H_4 , производимого ГПК (V_{B1})	VS-60AD	1 раз в год	0.4%
558-08	Автоматическая измерительная система объемов ШФЛУ, производимых ГПК (V_{B2})	Автоматическая измерительная система/ 2 прибора GMF-300 и контроллер OMNI-6000	1 раз в год	1.54%
42	Замер объемов сухого газа, направляемого потребителям (V_{B3})	Диафрагмы (Metran-43-F-Uh-DD; Metran-43-F-Uh-DI)	1 раз в год	1.64%
301/a	Автоматическая система замера объема и качества сухого газа, направляемого в трубопровод «Газпрома» (V_{B4})	Автоматическая измерительная система (включая хроматограф) MVS 205P и Flo-Boss-407	1 раз в год	0.1%
40	Замер объемов сухого газа, использующегося для внутренних нужд ($V_{PECO2fossilfuels,1}$)	2 диафрагмы (Metran-43-F-Uh-DD; Metran-43-F-Uh-DI)	1 раз в год	0.17%
145	Замер объемов сухого газа, использующегося для внутренних нужд ($V_{PECO2fossilfuels,1}$)	2 диафрагмы (Metran-43-F-Uh-DD; Metran-43-F-Uh-DI)	1 раз в год	0.15%
444a	Замер веса C_2H_4 , использующегося для внутренних нужд ($V_{PECO2fossilfuels,2}$)	Электронные весы	1 раз в год	0.4%
444v	Замер веса C_2H_4 , использующегося для внутренних нужд ($V_{PECO2fossilfuels,2}$)	Электронные весы	1 раз в год	0.4%
SET-4TM.03 серийный номер 0112050121	Расход электроэнергии по всей площадке	Электронная система мониторинга	1 раз в 10 лет	Класс точности: 0.2S

Идентификационный номер	Название/описание	Модель/Тип	Частота калибровки	Погрешность
SET-4TM.0308 серийный номер 03050823	Расход электроэнергии по всей площадке	Электронная система мониторинга	1 раз в 10 лет	Класс точности: 0.2S
SET-4TM.0308 серийный номер 0104086045	Расход электроэнергии по всей площадке	Электронная система мониторинга	1 раз в 10 лет	Класс точности: 0.2S
SET-4TM.03 серийный номер 0112052196	Расход электроэнергии по всей площадке	Электронная система мониторинга	1 раз в 10 лет	Класс точности: 0.2S

Рис. 4: Схема мониторинга



Процедуры контроля и обеспечения качества уже внедрены благодаря наличию системы экологического менеджмента (СЭМ), соответствующей стандарту качества ISO14001 и проверенной независимой организацией. Помимо этого, все измерительные приборы химической лаборатории откалиброваны и обслуживаются в соответствии с требованиями российского законодательства (сертификат химической лаборатории № РУ.0001.513991, сроком действия до 12 января 2014 г. и выданным Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии).

В целях наилучшего управления проектной деятельностью была создана следующая операционная структура:



Замеры газа на входе и выходе – поточные измерительные системы

Все основные замеры, необходимые для выявления выбросов парниковых газов и фактов их сокращения, будут производиться ежедневно.

Расход сухого газа определяется с использованием автоматической измерительной системы, в составе которой имеется стандартный отраслевой поточный компьютер, который и определяет стандартный (нормированный) расход газа.

Система измерения газа, передаваемого в трубопроводную сеть «Газпрома», включает в себя стандартный отраслевой поточный компьютер, который определяет стандартный (нормированный) расход газа с показом мгновенных данных газовой хроматографии.

Замеры газа, поставляемого другим потребителям (завод компании «Роснефть», расположенный недалеко от ЮБ ГПК, и город Пыть-Ях), проводятся с использованием индикаторной диафрагмы.

Состав газа ежедневно уточняется местной лабораторией ГПК (сертификат № РУ0001.513991, сроком действия до 12 января 2014 г., выданный Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии) на основе данных газовой хроматографии. Данные содержат молярный состав различных фракций углеводородов, что позволяет определить содержание углерода.

Результаты измерений представляются в ежемесячных отчетах, на основе которых составляется Отчет о результатах мониторинга ПСО.

Конденсат

Объемы отсепарированного конденсата определяются путем непрерывного замера с помощью турборасходомера, оснащенного суммирующим устройством.

Состав конденсата ежедневно уточняется местной лабораторией ЮБ ГПК на основе аналитических данных.

Топливный газ для внутренних нужд

Замеры топливного газа производятся с использованием индикаторных диафрагм. Состав газа ежедневно уточняется местной лабораторией ЮБ ГПК на основе аналитических данных.

Электроэнергия

Специальный счетчик установлен на входе в объекты ГПК и перед электрокомпрессором. Поскольку этот компрессор используется только для газа низкого давления, он не входит в границы Проекта. Снятие показание счетчика производится еженедельно. Итоги замеров расхода электроэнергии представляются в ежемесячных отчетах, на основе которых составляется Отчет о результатах мониторинга ПСО.

Расчет эмиссий, которые удалось избежать вследствие выполнения Проекта:

Данные для расчета базовых уровней выбросов и выбросов от реализации Проекта будут заноситься в защищенную электронную таблицу для дальнейшего расчета сокращения выбросов в соответствии с формулами, представленными в данной проектной документации. Правильность процедуры ведения таблицы будет постоянно контролироваться.

Контроль качества

Данные будут сравниваться ежемесячно путем проведения анализа тенденции, который покажет, где параметры существенно отклоняются от предыдущих и последующих величин. Каждая величина, оцениваемая как необычная, будет перепроверяться. Там, где предыдущие и последующие величины недоступны, будут использованы данные из опубликованных источников или аналоговые данные, где это применимо, и т.п.

Контроль качества данных будет осуществляться в соответствии с процедурами СЭМ, внедренной в компании ОАО «Сибур Холдинг» и сертифицированной на соответствие требованиям ИСО 14001, в частности:

- Корпоративный Стандарт по проведению внутренних аудитов (КС СИБУР Холдинг 2.12 – 2007).

Точность приборов и их калибровка

Для обеспечения высокого уровня точности измерений все измерительные приборы будут должным образом обслуживаться. Все основные измерительные устройства будут проходить регулярную настройку и калибровку с ведением записей мест установки устройств, их идентификационных номеров, даты последней поверки, даты последующей поверки и название центров (компаний), осуществивших калибровку. Поверочные сертификаты на все

измерительные устройства будут храниться в течение двух лет после окончания периода кредитования.

Вся деятельность по обеспечению точности и поверки измерительных устройств будет осуществляться в соответствии с процедурами СЭМ, внедренной в компании ОАО «СИБУР Холдинг» и сертифицированной на соответствие требованиям ИСО 14001, в частности, Корпоративным Стандартом по ведению мониторинга (КС СИБУР Холдинг 2.10 – 2007).

Архивирование данных

Группа по мониторингу Проекта будет осуществлять периодическое (например, еженедельное) архивирование данных в надежном и поддающемся восстановлению формате. Записи о проведении калибровки могут быть сканированы и заархивированы в приемлемом электронном формате.

Эти данные будут храниться, по меньшей мере, в течение двух лет после окончания периода кредитования.

Вся деятельность по архивированию данных будет осуществляться соответствии с процедурами СЭМ, внедренной в компании ОАО «СИБУР Холдинг» и сертифицированной на соответствие требованиям ИСО 14001, в частности, Корпоративным Стандартом по ведению учета и управлению документацией (КС СИБУР Холдинг 2.7 – 2007).

Подготовка отчетов о результате мониторинга

Архивные и получаемые данные будут использоваться для подготовки регулярных отчетов по мониторингу, которые будут представляться для проверки и выдачи единиц сокращения выбросов по проекту совместного осуществления. Формат такого отчета будет разработан до даты представления первого отчета.

Система ручного учета данных

Руководитель Проекта совместного осуществления внедрит систему ручного учета данных в качестве резервной системы. Данная система будет включать ведение ежедневных регистрационных журналов для фиксации показаний измерительных устройств по расходу газа в конце предыдущего дня и в начале текущего дня. Кроме того, периодически, а также во время снятия показаний счетчиков расхода газа, будут регистрироваться другие данные (температура, давление и расход газа). Каждый день, по крайней мере, один комплект данных ручного учета будет использоваться для контроля данных, выводимых на центральный пункт управления. Такие же регистрационные журналы будут использоваться в качестве резервных источников при учете объемов сжигаемого газа, а также при продолжительных сбоях в работе онлайн-системы (свыше 24 часов).

Работа с утерянными или поврежденными данными

В том случае, когда автоматическая компьютерная система повреждена, утерянные данные могут быть восполнены за счет оценки меньших или средних величин требуемого параметра, которые регистрировались в течение часа до возникновения ошибки в системе или в течение часа, после того, как заработала автоматическая система. Если окажется, что обе оценки нерепрезентативны, будут использоваться данные, полученные в течение предыдущих суток.

Сбои системы будут регистрироваться в специальных журналах, и все эти случаи будут расследоваться в возможно короткие сроки. Если автоматизированная система не будет работать более 24 часов, то в таком случае будет использоваться система ручного учета данных.

Служба аудита и управленческий анализ

Руководитель Проекта будет организовывать проведение регулярных аудитов системы менеджмента (по меньшей мере, один раз в год). Аудитор не должен участвовать в ежедневных производственных процессах, и он может быть привлечен со стороны. Аудитор будет оценивать факты исполнения процедур мониторинга и подготовки отчета по мониторингу. Результаты аудита и соответствующие мероприятия по устранению отмеченных несоответствий будут учитываться и рассматриваться на совещаниях по управленческому анализу (которые будут проводиться, как минимум, раз в год), в ходе которых будет рассматриваться эффективность процедур мониторинга и приниматься решения по внесению необходимых изменений.

1.4. Данные и параметры

Объемы измеряются в стандартных кубических метрах, как это принято в Российской Федерации, при внешней температуре 15°C и давлении 1 атмосфера (1,013 бар абс.).

1.4.1. Данные и параметры, определенные при регистрации, но не отслеживаемые в течение периода мониторинга, включая значения и коэффициенты по умолчанию

Данные / Параметр:	$E_{F_{EL,j,y}}$
Единица данных:	тСО₂/МВтч
Описание:	Коэффициент выбросов для производства электроэнергии для источника j в году y
Источник используемых данных:	Инструмент для расчета базовых, проектных выбросов и/или утечек от потребления электричества. Версия 01.
Значение(-я):	1.3
Цель использование дан-	Расчет проектных выбросов

ных (расчет выбросов исходных / проектных / утечки)	
Дополнительные комментарии:	Выбранное значение является консервативным

Данные / Параметр:	TDL_{ж,в}
Единица данных:	%
Описание:	Средние потери от технической передачи и распределения электроэнергии при передаче электроэнергии на источник j в году u
Источник используемых данных:	Инструмент для расчета базовых, проектных выбросов и/или утечек от потребления электричества. Версия 01.
Значение(-я):	20
Цель использование данных (расчет выбросов исходных / проектных / утечки)	Расчет проектных выбросов
Дополнительные комментарии:	Выбранное значение является консервативным

1.4.2. Данные и параметры мониторинга

Данные / Параметр:	V_x
Единица данных:	См³
Описание:	Объем ПНГ, поступающего из старых трубопроводов
Измеряется / рассчитывается / по умолчанию:	Измеряется
Источник данных:	Электронная система мониторинга
Значение(-я) отслеживаемого параметра:	517,437,540.00
Цель использование данных (расчет выбросов исходных / проектных / утечки)	Расчет проектных выбросов
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота калибровки, дата последней калибровки, пригодность)	Тип: Диафрагмы (Metran-43-F-Uh-DD; Metran-43-F-Uh-DI) Идентификационный номер: 501/1, 501/2; Погрешность: 0.12%; Частота калибровки: 1 раз в год. Дата последней калибровки: 12 мая 2009 г.

Частота измерений / снятия показаний / записи:	Постоянный мониторинг; ежедневное электронное хранение
Метод расчета (если применимо):	Не применимо
Применявшиеся процедуры обеспечения и контроля качества:	

Данные / Параметр:	V_{A1}
Единица данных:	$См^3$
Описание:	Объем ПНГ, поступающего с Приобского месторождения
Измеряется / рассчитывается / по умолчанию:	Измеряется
Источник данных:	Электронная система мониторинга
Значение(-я) отслеживаемого параметра:	652,493,350.00
Цель использования данных (расчет выбросов исходных / проектных / утечки)	Расчет исходных и проектных выбросов
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота калибровки, дата последней калибровки, пригодность)	Тип: Автоматическая измерительная система (включая хроматограф) MVS 205P и Flo-Boss-407; Идентификационный номер: 506 (540-08), приборы FT 301 и FT 302; Погрешность: 0.5%; Частота калибровки: 1 раз в год. Дата последней калибровки: 22 июля 2009 г.
Частота измерений / снятия показаний / записи:	Постоянный мониторинг; ежедневное электронное хранение
Метод расчета (если применимо):	Не применимо
Применявшиеся процедуры обеспечения и контроля качества:	

Данные / Параметр:	V_{A2}
Единица данных:	тонна
Описание:	Масса конденсата, поступающего с Приобского месторождения
Измеряется / рассчитывается / по умолчанию:	Измеряется
Источник данных:	Электронная система мониторинга

Значение(-я) отслеживаемого параметра:	105,519.04
Цель использование данных (расчет выбросов исходных / проектных / утечки)	Расчет исходных и проектных выбросов
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота калибровки, дата последней калибровки, пригодность)	Тип: Автоматическая измерительная система/ CMF300; Идентификационный номер: 403 (537-08), приборы FT1 и FT2 Погрешность: 0.25%; Частота калибровки: 1 раз в год. Дата последней калибровки: 31 декабря 2009 г.
Частота измерений / снятия показаний / записи:	Постоянный мониторинг; ежедневное электронное хранение
Метод расчета (если применимо):	Не применимо
Применявшиеся процедуры обеспечения и контроля качества:	

Данные / Параметр:	V_{A3}
Единица данных:	$См^3$
Описание:	Объем ПНГ, поступающего с Приобского месторождения, направляемого через байпас на ГПУ №1 при аварийной ситуации.
Измеряется / рассчитывается / по умолчанию:	Измеряется
Источник данных:	Электронная система мониторинга
Значение(-я) отслеживаемого параметра:	2,388,545.00
Цель использование данных (расчет выбросов исходных / проектных / утечки)	Расчет исходных выбросов
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота калибровки, дата последней калибровки, пригодность)	Тип: Автоматическая измерительная система/Газомер SICK MAINAK; Серийный номер: 506a (приборы FT 303x и FT 304x); Погрешность: 0.5%; Частота калибровки: 1 раз в год. Дата последней калибровки: 12 сентября 2008 г. Объем через расходомер АЗ рассчитывается исходя из данных о сырье, как объем попутного газа, измеренный устройством мониторинга с номером 506, в то время, когда байпас открыт
Частота измерений / сня-	Постоянный мониторинг; ежемесячное элек-

тия показаний / записи:	тронное хранение
Метод расчета (если применимо):	Не применимо
Применявшиеся процедуры обеспечения и контроля качества:	

Данные / Параметр:	V_{A4}
Единица данных:	Тонна
Описание:	Масса конденсата, поступающего с Приобского месторождения и направляемого на ГПУ №1 через байпас в аварийной ситуации
Измеряется / рассчитывается / по умолчанию:	Не измеряется
Источник данных:	Электронная система мониторинга
Значение(-я) отслеживаемого параметра:	0.00
Цель использование данных (расчет выбросов исходных / проектных / утечки)	Расчет исходных и проектных выбросов
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота калибровки, дата последней калибровки, пригодность)	<p>Тип: Автоматическая измерительная система (CMF300); Серийный номер: 403а (Приборы FT3x и FT4x); Погрешность: 0.25%; Частота калибровки: 1 раз в год. Дата последней калибровки: оборудование мониторинга еще не установлено</p> <p>Тем не менее, следующие аргументы доказывают, что поток A4 равен нулю с 17 июля 2009 г. по настоящее время:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) не возникало чрезвычайных ситуаций, связанных с ГПУ №2 в период с июля 2009 по настоящее время; 2) ГПУ №1 не предназначен для обработки газа/конденсата с Приобского месторождения (в отличие от ГПУ №2) и поэтому нет экономического смысла в направлении конденсата в ГПУ №1 в неаварийных случаях.
Частота измерений / снятия показаний / записи:	Не применимо
Метод расчета (если применимо):	Не применимо
Применявшиеся процедуры обеспечения и контроля качества:	

Данные / Параметр:	V_{B1}
Единица данных:	тонна
Описание:	Масса СЗН8, производимого ГПК и отправляемого на рынок
Измеряется / рассчитывается / по умолчанию:	Измеряется
Источник данных:	Электронная система мониторинга
Значение(-я) отслеживаемого параметра:	2.94
Цель использование данных (расчет выбросов исходных / проектных / утечки)	Расчет проектных выбросов
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота калибровки, дата последней калибровки, пригодность)	Тип: Электронные весы; Идентификационный номер: Q444 и Q444b Серийный номер: VS-60AD; Погрешность: 0,4%; Частота калибровки: 1 раз в год. Дата предыдущей калибровки: 13 августа 2008 г. Дата последней калибровки: 3 сентября 2009 г.
Частота измерений / снятия показаний / записи:	Постоянный мониторинг
Метод расчета (если применимо):	Не применимо
Применявшиеся процедуры обеспечения и контроля качества:	

Данные / Параметр:	V_{B2}
Единица данных:	тонна
Описание:	Объем ШФЛУ, производимых ГПК
Измеряется / рассчитывается / по умолчанию:	Измеряется
Источник данных:	Электронная система мониторинга
Значение(-я) отслеживаемого параметра:	327,653.07
Цель использование данных (расчет выбросов исходных / проектных / утечки)	Расчет проектных выбросов
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности)	Тип: Автоматическая измерительная система (2 прибора GMF-300 и контроллер OMNI-6000); Идентификационный номер: 558-08;

ности, серийный номер, частота калибровки, дата последней калибровки, пригодность)	Погрешность: 1.54%; Частота калибровки: 1 раз в год. Дата предыдущей калибровки: 17 апреля 2009 г. Дата последней калибровки: 1 февраля 2010 г.
Частота измерений / снятия показаний / записи:	Постоянный мониторинг
Метод расчета (если применимо):	Не применимо
Применявшиеся процедуры обеспечения и контроля качества:	

Данные / Параметр:	$V_{вз}$
Единица данных:	См ³
Описание:	Объем сухого газа, производимого ГПК и передаваемого в «Роснефть» и г.Пыть-Ях
Измеряется / рассчитывается / по умолчанию:	Измеряется
Источник данных:	Электронная система мониторинга
Значение(-я) отслеживаемого параметра:	77,093,190.00
Цель использование данных (расчет выбросов исходных / проектных / утечки)	Расчет проектных выбросов
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота калибровки, дата последней калибровки, пригодность)	Тип: Диафрагмы (Metran-43-F-Uh-DD; Metran-43-F-Uh-DI); Идентификационный номер: 42; Погрешность: 1.64%; Частота калибровки: 1 раз в год. Дата последней калибровки: 8 июня 2009 г.
Частота измерений / снятия показаний / записи:	Постоянный мониторинг; ежедневное электронное хранение
Метод расчета (если применимо):	Не применимо
Применявшиеся процедуры обеспечения и контроля качества:	

Данные / Параметр:	V_{B4}
Единица данных:	$См^3$
Описание:	Объем сухого газа, производимого ГПК и передаваемого в сеть «Газпрома»
Измеряется / рассчитывается / по умолчанию:	Измеряется
Источник данных:	Электронная система мониторинга
Значение(-я) отслеживаемого параметра:	951,268,610.00
Цель использование данных (расчет выбросов исходных / проектных / утечки)	Расчет проектных выбросов
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота калибровки, дата последней калибровки, пригодность)	Тип: Автоматическая измерительная система (включая хроматограф) MVS 205P и Flo-Boss-407; Идентификационный номер: 301/a; Погрешность: 0.1%; Частота калибровки: 1 раз в год. Дата последней калибровки: 8 июня 2009 г.
Частота измерений / снятия показаний / записи:	Постоянный мониторинг; ежедневное электронное хранение
Метод расчета (если применимо):	Не применимо
Применявшиеся процедуры обеспечения и контроля качества:	

Данные / Параметр:	$V_{PECO_2(fossil\ fuels, 1)}$
Единица данных:	$См^3$
Описание:	Объем сухого газа, используемого внутри ГПК
Измеряется / рассчитывается / по умолчанию:	Измеряется
Источник данных:	Электронная система мониторинга
Значение(-я) отслеживаемого параметра:	39,562,540.00
Цель использование данных (расчет выбросов исходных / проектных / утечки)	Расчет проектных выбросов
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота калибровки, дата последней калибровки, пригодность)	Тип: 2 Диафрагмы (Metran-43-F-Uh-DD; Metran-43-F-Uh-DI); Идентификационный номер: 40; Погрешность: 0.17%; Частота калибровки: 1 раз в год. Дата последней калибровки: 10 июня 2008 г.

последней калибровки, пригодность)	Тип: 2 Диафрагмы (Metran-43-F-Uh-DD; Metran-43-F-Uh-DI); Идентификационный номер: 145; Погрешность: 0.15%; Частота калибровки: 1 раз в год. Дата последней калибровки: 10 июня 2008 г.
Частота измерений / снятия показаний / записи:	Постоянный мониторинг; ежедневное электронное хранение
Метод расчета (если применимо):	Не применимо
Применявшиеся процедуры обеспечения и контроля качества:	

Данные / Параметр:	$V_{PECO2fossilfuels,2}$
Единица данных:	тонна
Описание:	Масса СЗН8, используемого в качестве топливного газа на ГПК
Измеряется / рассчитывается / по умолчанию:	Измеряется
Источник данных:	Замеры оператора
Значение(-я) отслеживаемого параметра:	252.65
Цель использование данных (расчет выбросов исходных / проектных / утечки)	Расчет проектных выбросов
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота калибровки, дата последней калибровки, пригодность)	Тип: Электронные весы; Идентификационный номер: 444a and 444y; Серийный номер: VS-60AD Погрешность: 0.4%; Частота калибровки: 1 раз в год. Дата предыдущей калибровки: 13 августа 2008 г. Дата последней калибровки: 3 сентября 2009 г.
Частота измерений / снятия показаний / записи:	Постоянный мониторинг; ежедневное электронное хранение
Метод расчета (если применимо):	Не применимо
Применявшиеся процедуры обеспечения и контроля качества:	

Данные / Параметр:	$w_{carbon, x}$
Единица данных:	кгС/м ³
Описание:	Содержание углерода в ПНГ, поступающем по старым трубопроводам
Измеряется / рассчитывается / по умолчанию:	Рассчитывается
Источник данных:	Лабораторный химический анализ
Значение(-я) отслеживаемого параметра:	1.467
Цель использование данных (расчет выбросов исходных / проектных / утечки)	Расчет проектных выбросов
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота калибровки, дата последней калибровки, пригодность)	<p>Тип: газохроматограф "crisallux-4000M" Идентификационный номер: 556; Погрешность: 0.2-1%; Частота калибровки: 1 раз в год. Дата предыдущей калибровки: 16 апреля 2008 г., 20 апреля 2009 г. Дата последней калибровки: 19 апреля 2010 г.</p> <p>Тип: газохроматограф "crisallux-4000M" Идентификационный номер: 681; Погрешность: 0.2-1%; Частота калибровки: 1 раз в год. Дата последней калибровки: 24 декабря 2008 г.</p>
Частота измерений / снятия показаний / записи:	Ежедневный мониторинг; электронное хранение
Метод расчета (если применимо):	В лаборатории измеряется состав газа и содержание углерода в газе ежедневно. Среднемесячное значение рассчитывается как среднеарифметическое от всех доступных ежедневных уровней содержания углерода. Среднегодовое значение рассчитывается как усредненное значение ежемесячного содержания углерода.
Применявшиеся процедуры обеспечения и контроля качества:	

Данные / Параметр:	$w_{carbon, AI}$
Единица данных:	кгС/м ³
Описание:	Содержание углерода в ПНГ, поступающем из Приобского месторождения
Измеряется / рассчитывается / по умолчанию:	Рассчитывается
Источник данных:	Электронная система мониторинга
Значение(-я) отслеживаемого параметра:	1.294
Цель использование данных (расчет выбросов исходных / проектных / утечки)	Расчет исходных и проектных выбросов
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота калибровки, дата последней калибровки, пригодность)	<p>Тип: газохроматограф "crisallux-4000M" Идентификационный номер: 556; Погрешность: 0.2-1%; Частота калибровки: 1 раз в год. Дата предыдущей калибровки: 16 апреля 2008 г., 20 апреля 2009 г. Дата последней калибровки: 19 апреля 2010 г.</p> <p>Тип: газохроматограф "crisallux-4000M" Идентификационный номер: 681; Погрешность: 0.2-1%; Частота калибровки: 1 раз в год. Дата последней калибровки: 24 декабря 2008 г.</p>
Частота измерений / снятия показаний / записи:	Ежедневный мониторинг; электронное хранение
Метод расчета (если применимо):	<p>В лаборатории измеряется состав газа и содержание углерода в газе ежедневно. Среднемесячное значение рассчитывается как среднеарифметическое от всех доступных ежедневных уровней содержания углерода. Среднегодовое значение рассчитывается как усредненное значение ежемесячного содержания углерода.</p> <p>Как общепринятая гипотеза, метод расчета, приведенный выше, использовался при расчете выбросов от деятельности Проекта, тогда как в оценке базовых уровней выбросов использовалось меньшее среднемесячное значение $w_{carbon, AI}$. Среднегодовое значение рассчитывается как усредненное от наименьших месячных значений содержания углерода, оно равно 0,620 кгС/см³.</p>
Применявшиеся процедуры обеспечения и кон-	

троля качества:	
Данные / Параметр:	$W_{carbon, A2}$
Единица данных:	кгС/т
Описание:	Содержание углерода в конденсате, поступающем из Приобского месторождения
Измеряется / рассчитывается / по умолчанию:	Рассчитывается
Источник данных:	Электронная система мониторинга
Значение(-я) отслеживаемого параметра:	1,647.994
Цель использование данных (расчет выбросов исходных / проектных / утечки)	Расчет исходных и проектных выбросов
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота калибровки, дата последней калибровки, пригодность)	<p>Тип: газохроматограф "crisallux-4000M" Идентификационный номер: 556; Погрешность: 0.2-1%; Частота калибровки: 1 раз в год. Дата предыдущей калибровки: 24 декабря 2008 г., 20 апреля 2009 г. Дата последней калибровки: 19 апреля 2010 г.</p> <p>Тип: газохроматограф "crisallux-4000M" Идентификационный номер: 681; Погрешность: 0.2-1%; Частота калибровки: 1 раз в год. Дата предыдущей калибровки: 24 декабря 2008 г., 20 апреля 2009 г. Дата последней калибровки: 19 апреля 2010 г.</p>
Частота измерений / снятия показаний / записи:	Ежедневный мониторинг; электронное хранение
Метод расчета (если применимо):	<p>В лаборатории измеряется состав газа и содержание углерода в газе ежедневно. Среднемесячное значение рассчитывается как среднее арифметическое от всех доступных ежедневных уровней содержания углерода. Среднегодовое значение рассчитывается как усредненное значение ежемесячного содержания углерода.</p> <p>Как общепринятая гипотеза, метод расчета, приведенный выше, использовался при расчете выбросов от деятельности Проекта, тогда как в оценке базовых уровней выбросов использовалось меньшее среднемесячное значение $W_{carbon, A1}$. Среднегодовое значение рассчитывается как усредненное от наименьших месячных значе-</p>

	ний содержания углерода, оно равно 819.626 кгС/т.
Применявшиеся процедуры обеспечения и контроля качества:	

Данные / Параметр:	$W_{carbon, BI}$
Единица данных:	кгС/т
Описание:	Содержание углерода в СЗН8, который производит ГПК
Измеряется / рассчитывается / по умолчанию:	Рассчитывается
Источник данных:	Лабораторный химический анализ
Значение(-я) отслеживаемого параметра:	1,634.875
Цель использование данных (расчет выбросов исходных / проектных / утечки)	Расчет проектных выбросов
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота калибровки, дата последней калибровки, пригодность)	Тип: газохроматограф "Цвет 800М" Идентификационный номер: 111; Погрешность: 0.2-1%; Частота калибровки: once a day. Дата предыдущей калибровки: 16 апреля 2008 г., 20 апреля 2009 г. Дата последней калибровки: 19 апреля 2010 г.
Частота измерений / снятия показаний / записи:	Ежедневный мониторинг; электронное хранение
Метод расчета (если применимо):	В лаборатории измеряется состав газа и содержание углерода в газе ежедневно. Среднемесячное значение рассчитывается как среднеарифметическое от всех доступных ежедневных уровней содержания углерода. Среднегодовое значение рассчитывается как усредненное значение ежемесячного содержания углерода.

Данные / Параметр:	$W_{carbon, B2}$
Единица данных:	кгС/т
Описание:	Содержание углерода в ШФЛУ, производимых ГПК
Измеряется / рассчитывается / по умолчанию:	Рассчитывается
Источник данных:	Лабораторный химический анализ
Значение(-я) отслеживаемого параметра:	1,649.214
Измеряется / рассчитывается / по умолчанию:	Расчет проектных выбросов
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота калибровки, дата последней калибровки, пригодность)	<p>Тип: газохроматограф "crisallux-4000M" Идентификационный номер: 546; Погрешность: 0.2-1%; Частота калибровки: 1 раз в год. Дата предыдущей калибровки: 20 апреля 2009 г. Дата последней калибровки: 19 апреля 2010 г.</p> <p>Тип: газохроматограф "crisallux-4000M" (установлено в 2010 г.) Идентификационный номер: 808; Погрешность: 0.2-1%; Частота калибровки: 1 раз в год. Дата последней калибровки: 19 апреля 2010 г.</p>
Частота измерений / снятия показаний / записи:	Ежедневный мониторинг; электронное хранение
Метод расчета (если применимо):	В лаборатории измеряется состав газа и содержание углерода в газе ежедневно. Среднемесячное значение рассчитывается как среднearифметическое от всех доступных ежедневных уровней содержания углерода. Среднегодовое значение рассчитывается как усредненное значение ежемесячного содержания углерода.
Применявшиеся процедуры обеспечения и контроля качества:	

Данные / Параметр:	$W_{carbon, B3}$
Единица данных:	кгС/м ³
Описание:	Содержание углерода в сухом газе, производимом ГПК и направляемом «Роснефти» и в г.Пыть-Ях
Измеряется / рассчитывается / по умолчанию:	Рассчитывается
Источник данных:	Лабораторный химический анализ
Значение(-я) отслеживаемого параметра:	1.128

мого параметра:	
Цель использование данных (расчет выбросов исходных / проектных / утечки)	Расчет проектных выбросов
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота калибровки, дата последней калибровки, пригодность)	<p>Тип: газохроматограф "crisallux-4000M" Идентификационный номер: 408; Погрешность: 0.2-1%; Частота калибровки: 1 раз в год. Дата предыдущей калибровки: 16 апреля 2008 г., 20 апреля 2009 г. Дата последней калибровки: 19 апреля 2010 г.</p> <p>Тип: газохроматограф "crisallux-4000M" Идентификационный номер: 728; Погрешность: 0.2-1%; Частота калибровки: 1 раз в год. Дата предыдущей калибровки: 29 апреля 2008 г. Дата последней калибровки: 19 апреля 2010 г.</p> <p>Тип: газохроматограф "crisallux-4000M" Идентификационный номер: 686; Погрешность: 0.2-1%; Частота калибровки: 1 раз в год. Дата предыдущей калибровки: 24 декабря 2008 г. Дата последней калибровки: 19 апреля 2010 г.</p>
Частота измерений / снятия показаний / записи:	Ежедневный мониторинг; электронное хранение
Метод расчета (если применимо):	В лаборатории измеряется состав газа и содержание углерода в газе ежедневно. Среднемесячное значение рассчитывается как среднеарифметическое от всех доступных ежедневных уровней содержания углерода. Среднегодовое значение рассчитывается как усредненное значение ежемесячного содержания углерода.
Применявшиеся процедуры обеспечения и контроля качества:	

Данные / Параметр:	$W_{carbon, B4}$
Единица данных:	кгС/м ³
Описание:	Содержание углерода в сухом газе, производимом ГПК и направляемом в сеть «Газпрома»
Измеряется / рассчитывается / по умолчанию:	Рассчитывается
Источник данных:	Лабораторный химический анализ
Значение(-я) отслеживаемого параметра:	1.147
Цель использование дан-	Расчет проектных выбросов

ных (расчет выбросов исходных / проектных / утечки)	
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота калибровки, дата последней калибровки, пригодность)	<p>Тип: газохроматограф "crystallux-4000M" Идентификационный номер: 408; Погрешность: 0.2-1%; Частота калибровки: 1 раз в год. Дата предыдущей калибровки: 24 декабря 2008 г., 20 апреля 2009 г. Дата последней калибровки: 19 апреля 2010 г.</p> <p>Тип: газохроматограф "crystallux-4000M" Идентификационный номер: 728; Погрешность: 0.2-1%; Частота калибровки: 1 раз в год. Дата предыдущей калибровки: 24 декабря 2008 г., 20 апреля 2009 г. Дата последней калибровки: 19 апреля 2010 г.</p> <p>Тип: газохроматограф "crystallux-4000M" Идентификационный номер: 686; Погрешность: 0.2-1%; Частота калибровки: 1 раз в год. Дата предыдущей калибровки: 24 декабря 2008 г., 20 апреля 2009 г. Дата последней калибровки: 19 апреля 2010 г.</p>
Частота измерений / снятия показаний / записи:	Ежедневный мониторинг; электронное хранение
Метод расчета (если применимо):	В лаборатории измеряется состав газа и содержание углерода в газе ежедневно. Среднемесячное значение рассчитывается как среднеарифметическое от всех доступных ежедневных уровней содержания углерода. Среднегодовое значение рассчитывается как усредненное значение ежемесячного содержания углерода.
Применявшиеся процедуры обеспечения и контроля качества:	

Данные / Параметр:	<i>W_{PECO2(fossilfuels,I)}</i>
Единица данных:	кгС/м³
Описание:	Содержание углерода в топливном газе, используемом на ГПК
Измеряется / рассчитывается / по умолчанию:	Рассчитывается
Источник данных:	Лабораторный химический анализ
Значение(-я) отслеживаемого параметра:	1.128

Цель использование данных (расчет выбросов исходных / проектных / утечки)	Расчет проектных выбросов
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота калибровки, дата последней калибровки, пригодность)	<p>Тип: газохроматограф "crisallux-4000M" Идентификационный номер: 408; Погрешность: 0.2-1%; Частота калибровки: 1 раз в год. Дата предыдущей калибровки: 24 декабря 2008 г., 20 апреля 2009 г. Дата последней калибровки: 19 апреля 2010 г.</p> <p>Тип: газохроматограф "crisallux-4000M" Идентификационный номер: 728; Погрешность: 0.2-1%; Частота калибровки: 1 раз в год. Дата предыдущей калибровки: 24 декабря 2008 г., 20 апреля 2009 г. Дата последней калибровки: 19 апреля 2010 г.</p> <p>Тип: газохроматограф "crisallux-4000M" Идентификационный номер: 686; Погрешность: 0.2-1%; Частота калибровки: 1 раз в год. Дата предыдущей калибровки: 24 декабря 2008 г., 20 апреля 2009 г. Дата последней калибровки: 19 апреля 2010 г.</p>
Частота измерений / снятия показаний / записи:	Ежедневный мониторинг; электронное хранение
Метод расчета (если применимо):	В лаборатории измеряется состав газа и содержание углерода в газе ежедневно. Среднемесячное значение рассчитывается как среднеарифметическое от всех доступных ежедневных уровней содержания углерода. Среднегодовое значение рассчитывается как усредненное значение ежемесячного содержания углерода.
Применявшиеся процедуры обеспечения и контроля качества:	

Данные / Параметр:	<i>W_{PECO2fossilfuels,2}</i>
Единица данных:	кгС/т
Описание:	Содержание углерода в СЗН8, используемом в качестве топливного газа на ГПК
Измеряется / рассчитывается / по умолчанию:	Рассчитывается
Источник данных:	Лабораторный химический анализ
Значение(-я) отслеживае-	1,634.875

мого параметра:	
Цель использование данных (расчет выбросов исходных / проектных / утечки)	Расчет проектных выбросов
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота калибровки, дата последней калибровки, пригодность)	Тип: газохроматограф "Цвет 800М" Идентификационный номер: 111; Погрешность: 0.2-1%; Частота калибровки: 1 раз в год. Дата предыдущей калибровки: 16 апреля 2008 г., 20 апреля 2009 г. Дата последней калибровки: 19 апреля 2010 г.
Частота измерений / снятия показаний / записи:	Ежедневный мониторинг; электронное хранение
Метод расчета (если применимо):	В лаборатории измеряется состав газа и содержание углерода в газе ежедневно. Среднемесячное значение рассчитывается как среднеарифметическое от всех доступных ежедневных уровней содержания углерода. Среднегодовое значение рассчитывается как усредненное значение ежемесячного содержания углерода.
Применявшиеся процедуры обеспечения и контроля качества:	

Данные / Параметр:	ЕС₀₁
Единица данных:	МВтч
Описание:	Расход электроэнергии компрессоров трубопроводов низкого давления
Измеряется / рассчитывается / по умолчанию:	Измеряется
Источник данных:	Электронная система мониторинга (Не отслеживается)
Значение(-я) отслеживаемого параметра:	0.00
Цель использование данных (расчет выбросов исходных / проектных / утечки)	Расчет проектных выбросов
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота калибровки, дата последней калибровки,	Не отслеживается

пригодность)	
Частота измерений / снятия показаний / записи:	Постоянный мониторинг; ежедневное электронное хранение
Метод расчета (если применимо):	Не применимо
Применявшиеся процедуры обеспечения и контроля качества:	

Данные / Параметр:	ЕС₀₂
Единица данных:	МВтч
Описание:	Общий расход электроэнергии на площадке
Измеряется / рассчитывается / по умолчанию:	Измеряется
Источник данных:	Электронная система мониторинга
Значение(-я) отслеживаемого параметра:	234,252.41
Цель использование данных (расчет выбросов исходных / проектных / утечки)	Расчет проектных выбросов
Оборудование для мониторинга (тип, класс точности, серийный номер, частота калибровки, дата последней калибровки, пригодность)	<p>4 счетчика:</p> <p>SET-4TM.03 Серийный номер: 0112050121 Класс точности: 0.2S Частота калибровки: 1 раз в 10 лет Дата последней калибровки: 6 декабря 2005 г.</p> <p>SET-4TM.0308 Серийный номер: 03050823 Класс точности: 0.2S Частота калибровки: 1 раз в 10 лет Дата последней калибровки: 27 февраля 2006 г.</p> <p>SET-4TM.0308 Серийный номер: 0104086045 Класс точности: 0.2S Частота калибровки: 1 раз в 10 лет Дата последней калибровки: 12 мая 2008 г.</p> <p>SET-4TM.03 Серийный номер: 0112052196 Класс точности: 0.2S Частота калибровки: 1 раз в 10 лет</p>

	Дата последней калибровки: 6 декабря 2005 г.
Частота измерений / снятия показаний / записи:	Постоянный мониторинг; ежедневное электронное хранение
Метод расчета (если применимо):	Не применимо
Применявшиеся процедуры обеспечения и контроля качества:	

ПРИМЕЧАНИЕ:

$$W_{VA1} = W_{VA3}$$

$$W_{VA2} = W_{VA4}$$

$$W_{PECO2fossilfuels,1} = W_{carbon, B3} = W_{carbon, B4}$$

$$W_{PECO2fossilfuels,2} = W_{carbon, B1}$$

1.5. Расчет сокращения выбросов

1.5.1. Расчет исходных выбросов

Исходные выбросы рассчитывались по следующей формуле:

$$BE = [(V_{A1} - V_{A3}) \cdot w_{carbon,A1} + (V_{A2} - V_{A4}) \cdot w_{carbon,A2}] \cdot \frac{44}{12} \cdot \frac{1}{1000}$$

Где:

- BE = Исходные выбросы в течение периода мониторинга (тCO₂);
- V_{A1} = Объем ПНГ, получаемого в точке A1 на Рис. 2 в течение периода мониторинга (ст.м³);
- V_{A2} = Масса конденсата, получаемого в точке A2 на Рис. 2 в течение периода мониторинга (т);
- V_{A3} = Объем ПНГ, проходящего через байпас и измеряющегося в точке A3 на Рис. 2 в течение периода мониторинга (ст.м³);
- V_{A4} = Масса конденсата, проходящего через байпас и измеряющегося в точке A4 на Рис. 2 в течение периода мониторинга (т);
- w_{A1} = Среднее содержание углерода в газе, извлеченном в точке A1 на Рис. 2 в течение периода мониторинга (кгС/м³);
- w_{A2} = Среднее содержание углерода в газе, извлеченном в точке A2 на Рис. 2 в течение периода мониторинга (кгС/м³).

Параметр	Значение	Единица измерения
V_{A1}	625,493,350.00	ст.м ³
V_{A2}	109,519.04	т
V_{A3}	2,388,545.20	ст.м ³
V_{A4}	0	т
$W_{carbon,A1}$	1.231	кгС/ст.м ³
$W_{carbon,A2}$	1,640.474	кгС/т
BE	1,800,359	тCO ₂

1.5.2. Расчет проектных выбросов

Проектные выбросы рассчитывались по следующей формуле:

$$PE = PE_{CH_4,gas} + PE_{CO_2,fossilfuels,1} + PE_{CO_2,fossilfuels,2} + PE_{CO_2,elec}$$

Где:

- PE = Проектные выбросы в течение периода мониторинга (тCO₂);
- PE_{CH₄,gas} = выбросы CH₄, связанные с продувкой, утечками или сжиганием извлеченного газа в процессе транспортировки и переработки попутного нефтяного газа (тCO₂);
- PE_{CO₂fossilfuels,1} = выбросы CO₂, связанные с потреблением топливного газа для собственных нужд ГПК (тCO₂);
- PE_{CO₂fossilfuels,2} = выбросы CO₂, связанные с использованием пропана для собственных нужд ГПК (тCO₂);
- PE_{CO₂,elec} = выбросы CO₂, связанные с использованием электроэнергии для сбора, транспортировки и переработки попутного нефтяного газа (тCO₂).

Каждый компонент предыдущего уравнения рассчитывался по специальной формуле, как описано ниже.

Проектные выбросы CH_4 , связанные с продувкой, утечками или сжиганием попутного нефтяного газа

$$PE_{CH_4, gas} = m_{carbon, A} \cdot \frac{(m_{carbon, A} + m_{carbon, X} - m_{carbon, B})}{(m_{carbon, A} + m_{carbon, X})} \cdot \frac{16}{12} \cdot \frac{1}{1000} \cdot 21$$

При этом:

$$m_{carbon, A} = m_{carbon, A1} + m_{carbon, A2}$$

$$m_{carbon, B} = m_{carbon, B1} + m_{carbon, B2} + m_{carbon, B3} + m_{carbon, B4} + m_{carbon, PEfossilfuel, 1} + m_{carbon, PEfossilfuel, 2}$$

$$m_{carbon, A1} = V_{A1} * W_{carbon, A1}$$

$$m_{carbon, A2} = V_{A2} * W_{carbon, A2}$$

$$m_{carbon, X} = V_X * W_{carbon, X}$$

$$m_{carbon, B1} = V_{B1} * W_{carbon, B1}$$

$$m_{carbon, B2} = V_{B2} * W_{carbon, B2}$$

$$m_{carbon, B3} = V_{B3} * W_{carbon, B3}$$

$$m_{carbon, B4} = V_{B4} * W_{carbon, B4}$$

$$m_{carbon, PEfossilfuel, 1} = V_{PEfossilfuel, 1} * W_{carbon, PEfossilfuel, 1}$$

$$m_{carbon, PEfossilfuel, 2} = V_{PEfossilfuel, 2} * W_{carbon, PEfossilfuel, 2}$$

Где:

- $PE_{CH_4, gas}$ = выбросы CH_4 , связанные с продувками, утечками и сжиганием извлеченного газа в ходе транспортировки и переработки попутного нефтяного газа (tCO_2);
- $m_{carbonA1}$ = Количество углерода в переработанном газе, измеряемое в точке A1 на Рис. 2 (кг);
- $m_{carbonA2}$ = Количество углерода в переработанном газе, измеряемое в точке A2 на Рис. 2 (кг);
- $m_{carbonX}$ = Количество углерода в переработанном газе, измеряемое в точке X на Рис. 2 (кг);
- $m_{carbonB1}$ = Количество углерода в C_3H_8 , производимом на ГПК, измеряемое в точке B1 на Рис. 2 (кгC);
- $m_{carbonB2}$ = Количество углерода в ШФЛУ, производимых на ГПК, измеряемое в точке B2 на Рис. 2 (кг);
- $m_{carbonB3}$ = Количество углерода в сухом газе, производимом ГПК, который продается «Роснефти», измеряемое в точке B3 на Рис. 2 (кг);
- $m_{carbonB4}$ = Количество углерода в газе, производимом ГПК, который продается «Газпрому», измеряемое в точке B4 на Рис. 2 (кг);
- $m_{carbon, PEfossilfuel, 1}$ = Количество углерода в сухом газе, производимом и используемом на ГПК, измеряемое в точке $PE_{CO_2, fossilfuel, 1}$ на Рис. 2 (кгC);
- $m_{carbon, PEfossilfuel, 2}$ = Количество углерода в сухом газе, производимом и используемом на ГПК, измеряемое в точке $PE_{CO_2, fossilfuel, 2}$ на Рис. 2 (кгC);

- V_{A1} = Объем попутного нефтяного газа, получаемый в точке A1 на Рис. 2 (ст.м³);
- V_{A2} = Масса конденсата, получаемого в точке A2 на Рис. 2 (т);
- V_X = Объем попутного нефтяного газа, получаемого с других скважин в точке X на Рис. 2 (ст.м³);
- V_{B1} = Масса C₃H₈, производимого ГПК, измеряемая в точке B1 на Рис. 2 (т);
- V_{B2} = Масса ШФЛУ, производимых ГПК, измеряемая в точке A1 на Рис. 2 (т);
- V_{B3} = Объем сухого газа, производимого ГПК и направляемого потребителям («Роснефть» и г.Пыть-Ях). Объем измеряется в точке B3 на Рис. 2 (ст.м³);
- V_{B4} = Объем сухого газа, производимого ГПК и направляемого в трубопровод «Газпрома». Объем измеряется в точке B4 на Рис. 2 (ст.м³);
- $VE_{CO_2, fossilfuel, 1}$ = Объем сухого газа, производимого и использующегося ГПК, измеряемый в точке $PE_{CO_2, fossilfuel, 1}$ на Рис. 2 (ст.м³);
- $VE_{CO_2, fossilfuel, 2}$ = Масса C₃H₈, производимого и использующегося ГПК, измеряемая в точке $PE_{CO_2, fossilfuel, 2}$ на Рис. 2 (т);
-
- $w_{carbon, A1}$ = Среднее содержание углерода в попутном нефтяном газе в точке A1 на Рис. 2 (кгС/ст.м³);
- $w_{carbon, A2}$ = Среднее содержание углерода в конденсате в точке A2 на Рис. 2 (кгС/ст.м³);
- $w_{carbon, X}$ = Среднее содержание углерода в попутном нефтяном газе в точке X на Рис. 2 (кгС/ст.м³);
- $w_{carbon, B1}$ = Среднее содержание углерода в C₃H₈ в точке B1 на Рис. 2 (кгС/т);
- $w_{carbon, B2}$ = Среднее содержание углерода в ШФЛУ в точке B2 на Рис. 2 (кгС/т);
- $w_{carbon, B3}$ = Среднее содержание углерода в сухом газе в точке B3 на Рис. 2 (кгС/ст.м³);
- $w_{carbon, B4}$ = Среднее содержание углерода в сухом газе в точке B4 на Рис. 2 (кгС/ст.м³);
- $w_{carbon, PE_{CO_2, fossilfuel, 1}} = w_{carbon, B3} = w_{carbon, B4}$ = Среднее содержание углерода в сухом газе в точке $PE_{CO_2, fossilfuel, 1}$ на Рис. 2 (кгС/ст.м³);
- $w_{carbon, PE_{CO_2, fossilfuel, 2}} = w_{carbon, B1}$ = Среднее содержание углерода в C₃H₈ в точке $PE_{CO_2, fossilfuel, 2}$ на Рис. 2 (кгС/т).

Проектные выбросы, связанные с потреблением ископаемых видов топлива

Расчет производился по следующей формуле:

$$PE_{FC,j,y} = \sum_i FC_{i,j,y} \times COEF_{i,y}$$

Где:

- $PE_{FC,j,y}$ = Выбросы CO_2 при сжигании ископаемого топлива на ГПК в течение периода мониторинга (t_{CO_2});
- $FC_{i,j,y}$ = Количество вида топлива i , сжигаемого на ГПК в течение периода мониторинга (масса или единица объема);
- $COEF_{i,y}$ = Коэффициент выбросов CO_2 от типа топлива i в течение периода мониторинга (t_{CO_2} /масса или единица объема);
- i = виды топлива, сжигаемые в процессе j в течение периода мониторинга, где $i=1$ =пропан и $i=2$ =сухой газ, которые сжигаются на площадке.

$COEF$, коэффициент выбросов CO_2 , рассчитывается на основе химического состава вида ископаемого топлива. В соответствии с этим, для данного проекта использовалась следующая формула:

$$PE_{CO_2fossilfuels, 1} = FC_{dry\ gas} * COEF_{dry\ gas}$$

$$PE_{CO_2fossilfuels, 2} = FC_{C_3H_8} * COEF_{C_3H_8}$$

Где:

- $PE_{CO_2fossilfuels,1}$ = выбросы CO_2 от потребления сухого газа для нужд ГПК (t_{CO_2});
- $PE_{CO_2fossilfuels,2}$ = выбросы CO_2 от потребления C_3H_8 нужд ГПК (t_{CO_2});
- $FC_{fuel\ gas}$ = количество сухого газа, сжигаемого на ГПК (m^3)
- $FC_{C_3H_8}$ = количество C_3H_8 , сжигаемого на ГПК (т)
- $COEF_{fuel\ gas}$ = коэффициент выбросов CO_2 , образующихся при сжигании сухого газа (t_{CO_2}/m^3)
- $COEF_{C_3H_8}$ = коэффициент выбросов CO_2 , образующихся при сжигании C_3H_8 (t_{CO_2}/t)

При этом:

$$COEF_{dry\ gas} = w_{carbon, B4} * (44/12) * (1/1000)$$

Где:

- $COEF_{dry\ gas}$ = коэффициент выбросов CO_2 для сухого газа (t_{CO_2}/m^3);

- $w_{carbon, B4}$ = Среднее содержание углерода в сухом газе в точке В4 на Рис. 1 (кгС/ст.м³).

$$COEF_{C3H8} = w_{carbon, B1} * (44/12) * (1/1000)$$

Где:

- $COEF_{C3H8}$ = коэффициент выбросов C₃H₈ для сухого газа (тCO₂/т);
- $w_{carbon, B1}$ = Среднее содержание углерода в C₃H₈ в точке В1 на Рис. 1 (кгС/т);

Проектные выбросы, связанные с потреблением электроэнергии

Для расчета выбросов от потребления электроэнергии из электрических сетей использовалась следующая формула:

$$PE_{EC,y} = (EC_{02} - EC_{01}) \cdot EF_{EL,j,y} \cdot (1 + TDL_{j,y})$$

Где:

- $PE_{EC,y}$ = Проектные выбросы от потребления электроэнергии в течение периода мониторинга (тCO₂);
- EC_{01} = Потребление электроэнергии компрессоров трубопроводов низкого давления в течение периода мониторинга (МВтч). Данный параметр принят как равным нулю, поскольку он не отслеживается. Это консервативный подход.
- EC_{02} = Общее потребление электроэнергии на ГПК (включая компрессоры трубопроводов низкого давления) в течение периода мониторинга (МВтч).
- $EF_{EL,j,y}$ = Коэффициент выбросов для производства электроэнергии. Использовалось консервативное значение по умолчанию (1,3 тCO₂/МВтч).
- $TDL_{j,y}$ = Средние потери при технической передаче и распределении электроэнергии для передачи электроэнергии на ЮБ ГПК. Использовалось консервативное значение по умолчанию (20%).

Общие проектные выбросы за текущий период мониторинга составляют:

<u>Проектные выбросы CH₄, связанные с продувкой, утечками или сжиганием попутного нефтяного газа:</u>	189,414 тCO ₂ э
<u>Проектные выбросы, связанные с потреблением ископаемых видов топлива:</u>	81,970 тCO ₂ э
<u>Проектные выбросы, связанные с потреблением электроэнергии:</u>	365,433 тCO ₂ э
Общие проектные выбросы:	636,818 тCO ₂ э

1.5.3. Расчет утечек

В процессе реализации проекта выбросы, связанные с утечками, не образуются.

1.5.4. Расчет / таблица сокращения выбросов

Сокращения выбросов рассчитываются по следующей формуле:

$$ER = BE - PE - LE$$

Где:

- ER = Сокращение выбросов;
- BE = Исходные выбросы;
- PE = Проектные выбросы;
- LE = Выбросы, связанные с утечками.

Поскольку в ходе проектной деятельности утечки не образуются, уравнение выглядит следующим образом:

$$ER = BE - PE$$

Сокращения выбросов за текущий период мониторинга составляют:

Общие исходные выбросы:	1,800,359 тCO ₂ э
Общие проектные выбросы:	636,818 тCO ₂ э
Общие утечки:	0,00 тCO ₂ э
Общие сокращения выбросов:	1,163,542 тCO ₂ э

1.5.5. Сравнение фактических сокращений выбросов с оценками, приведенными в проектной документации МЧР

В таблице ниже приводится сравнение сокращений выбросов, приведенных в проектной документации, с оценками, полученными в течение текущего периода мониторинга.

Параметр	Значения, использованные при прогнозном расчете в зарегистрированной проектной документации МЧР	Фактические значения, полученные в течение периода мониторинга
Сокращения выбросов (тCO ₂ э)	1,363,756 тCO ₂ э	1,163,542 тCO ₂ э

1.6.6. Комментарии касательно различия от значений, указанных в проектной документации

Фактические сокращения выбросов, достигнутые в течение текущего периода мониторинга, **несколько ниже** оценочных значений сокращения выбросов, приведенные в проектной документации. Прогнозные значения сокращений за период с 4 ноября 2009 г. по 31 мая 2010 г. составили **1,363,756** тCO₂, которые были рассчитаны как 29% (58 дней из 365) сокращений выбросов в 2009 г. и 41% (151 дней из 365) сокращений выбросов, достигнутых в 2010 году (общий прогноз сокращений выбросов в 2009 г. составлял 1,877,342 тCO₂э, а в 2010 г. – 2,587,833 тCO₂э). При этом, фактическое сокращение выбросов за период с 4 ноября 2009 г. по 31 мая 2010 г. оказалось на 15% ниже значения, указанного в проектной документации, что объясняется: (1) снижением поставок ПНГ (из-за перерыва в работе и технического обслуживания комбината), (2) тестированием новой турбины, которая использовала больше сухого газа, чем было указано в проектной документации и (3) поглощением электроэнергии, которая остается на высоком уровне.

Формула для расчета выбросов, связанных с продувкой, которая указывалась в зарегистрированной проектной документации, была изменена для расчетов в отчете о результатах мониторинга. Формула была скорректирована для отражения использования готовых видов продукции. Фактически, объем сухого газа ($VPE_{CO_2, fossilfuel,1}$) и масса пропана, измеряемые в точках $PE_{CO_2, fossilfuel,2}$ и $VPE_{CO_2, fossilfuel,2}$ соответственно (Рис. 2), производятся и используются на площадке, но не были включены в состав продукции и учитывались как чистая продувка CH₄. Данное опущение было исправлено в формуле, что снизило выбросы от продувки и, соответственно, уровень проектных выбросов.

Далее, необходимо отметить, что показатель ЕС01, энергопотребление компрессорной установки низкого давления, предприятием не отслеживается. В результате этого, данный показатель был принят как равным нулю. Это является консервативным подходом, поскольку, в соответствии с используемой методологией и зарегистрированной проектной документацией, энергопотребление компрессорной установки низкого давления необходимо отделить от выбросов от проектной деятельности, что приводит к незначительному увеличению проектных выбросов от потребления электроэнергии.