

Проект совместного осуществления (ПСО)

Отчет о мониторинге ЕСВ

Сбор газа на Самотлорском месторождении

(Верифицированные) единицы сокращения выбросов

Номер Отчета о мониторинге ПСО: 2

Период мониторинга: с 01.01.2010 по 31.12.2010

Справочный номер в системе РКИК ООН: 0160

Дата: 29.09.2011

Версия 2

Содержание

Содержание	1
1. Определения и сокращения	4
2. Введение	6
2.1 Наименование деятельности по ПСО	6
2.2 Дата регистрации ПСО и период зачета	6
2.3 Начальная дата деятельности по проекту и прежние случаи выпуска ЕСВ	6
2.4 Охваченный период мониторинга и заявленные права на ЕСВ	7
2.5 Участники проекта	7
2.5 Контактные реквизиты в связи с настоящим Отчетом о мониторинге	7
3. Справочная информация	8
3.1 Категории деятельности по проекту	8
3.2 Зарегистрированная Проектно-техническая документация	8
3.3 АНО, использовавшаяся при вынесении Определения и Окончательном отчете об определении	8
3.4 Применявшаяся методология мониторинга ПСО	9
3.5 Предшествующие отчеты о верификации	9
3.6 Иная информация и справочные материалы, относящиеся к настоящему Отчету о мониторинге	9
4. Общий обзор деятельности по проекту	10
4.1 История проекта	10
4.2 Ход выполнения проекта	11
4.2.1 Местонахождение деятельности по проекту	11
4.2.2 Ход реализации и состояние относящихся к ПСО объектов	11
4.2.3 Технологии, используемые в рамках деятельности по ПСО	12
4.2.4 Операция объектов ПСО за рассматриваемый Период мониторинга	12
4.2.5 Эксплуатация объектов, влияющих на деятельность по ПСО	15
4.2.6 Ожидаемое осуществление деятельности по ПСО в течение будущих Периодов мониторинга	17
4.3 Соответствие ПТД фактической деятельности по проекту и его эксплуатации	17
4.3.1 Постоянные изменения, которые могут повлиять на дополнтельность	17

4.3.2	Постоянные изменения, влияющие на масштаб проекта (для проектов малого масштаба).....	17
4.3.3	Постоянные изменения, влияющие на применимость применяемой методологии	18
5.	План мониторинга	19
5.1	Параметры мониторинга.....	19
5.1.1	Список параметров, мониторинг которых осуществляется в рамках деятельности по ПСО.....	19
5.1.2	Расположение установленных замерных устройств	20
5.1.3	Параметры базового уровня выбросов.....	21
5.1.4	Параметры проектных выбросов.....	30
5.1.5	Параметры выбросов в связи с утечками.....	33
5.2	Система управления, общие процедуры мониторинга и обязанности.....	33
5.2.1	Общее управление проектом.....	33
5.2.2	Обязанности и внутренние меры управленческого контроля в связи с ПСО.....	33
5.2.3	Процедуры мониторинга данных	36
5.2.4	Порядок передачи и хранения данных	37
5.2.5	Процедуры для предотвращения и выявления ошибок и упущений в отчетных данных	39
5.2.6	Процедура обработки ошибок и упущений, включая отсутствие данных	39
5.2.7	Процедуры расчетов	40
5.3	Ответ на поданные в ходе валидации ЗППМ.....	41
5.4	Внутренние аудиты и подготовка применительно к конкретному ПСО	41
6.	Отчетные значения, используемые при расчете СВ.....	42
6.1	Отчетные значения параметров мониторинга за Период мониторинга.....	42
6.2	Коэффициенты выбросов, установленные МГЭИК значения "по умолчанию" и иные справочные значения	43
6.3	Особые (аварийные) события за данный отчетный период	43
6.4	Отклонение от Плана Мониторинга для детерминации отчетных данных	43
7.	Расчеты.....	43
7.1	Применяемые формулы и методы.....	43
7.1.1	Формулы, используемые для расчета базового уровня выбросов.....	44
7.1.2	Формулы, используемые для расчета выбросов по проекту	44
7.1.3	Формулы, используемые для расчета выбросов в связи с утечками	46
7.1.4	Формулы, используемые для расчета чистого сокращения выбросов	47
7.2	Исходные допущения при расчете сокращений выбросов.....	47

7.3	Расчет сокращения выбросов за рассматриваемый Период мониторинга	47
7.3.1	Расчетный базовый уровень выбросов	48
7.3.2	Расчетные выбросы по проекту	48
7.3.3	Расчетные выбросы в связи с утечками	48
7.3.4	Расчетное сокращение выбросов	48
7.4	Оценка неопределенности в отношении расчетных сокращений выбросов.	48
7.5	Сопоставление достигнутого сокращения выбросов и оценок ПТД.....	48
8.	Полные комплекты данных.....	50

9. Приложения (предоставляются отдельно)

- Приложение 1: Значения параметров по среднему содержанию углерода в газе и конденсате
- Приложение 2: Значения параметров по извлеченным объемам газа и конденсата
- Приложение 3: Подробный расчет сокращения выбросов, исходя из отчетных значений параметров
- Приложение 4: Потери на передачу и распределение энергии в России (Статистика МЭА за 2007 год)
- Приложение 5: Письмо оператора региональных ГПП ("Юграгазпереработка")
- Приложение 6: Инструкция на случай нештатных ситуаций по мониторингу проекта совместного осуществления

1. Определения и сокращения

АНО	Аккредитованный независимый орган
ПНГ	Попутный нефтяной газ
млрд м ³	Миллиард кубометров
барр./сут.	Баррелей в сутки
C1	Метан
C2	Этан
CAPEX	Капитальные вложения
ЗПКМ	Запрос на проведение корректирующих мероприятий
МЧР	Механизм чистого развития
КСС	Конференция сторон в качестве Совещания сторон Киотского протокола
УОО	Уполномоченный оперативный орган
CL	Carbon Limits
ЕК	Европейская Комиссия
КЭ	Коэффициент эмиссии
ОВОС	Оценка воздействия на окружающую среду
СВ	Сокращение выбросов
ЕСВ	Единицы сокращения выбросов
ТС ЕС	Торговая система Европейского союза
ЗППМ	Запрос на проведение перспективных мероприятий
ПГ	Парниковые газы
ГОСТ	Государственная система стандартизации в РФ
ГПП	Газоперерабатывающее предприятие
СЖТ	Синтетическое жидкое топливо
л.с.	Лошадиная сила
МЭА	Международное энергетическое агентство
МНК	Межнациональная нефтяная компания
МГЭИК	Межправительственная группа экспертов по изменению климата
НПЭ	Независимый производитель электроэнергии
IRR	Внутренняя норма прибыли
ПСО	Проект совместного осуществления
JISC	Комитет по надзору за соблюдением статьи 6
АО	Акционерное общество
СП	Совместное предприятие
ООО	Общество с ограниченной ответственностью
СПГ	Сжиженный природный газ
НД	Низкое давление
СНГ	Сжиженный нефтяной газ
ШФЛУ	Широкая фракция легких углеводородов
НПО	Неправительственная организация
млн м ³	Миллион кубометров
ПМ	План мониторинга
ОМ	Отчет о мониторинге

ОПЕК	Организация стран-экспортеров нефти
ОРЕХ	Операционные расходы
ПТД	Проектно-техническая документация
ЗПИ	Записка по проектной идее
Psig	Манометрическое давление в фунтах на квадратный дюйм
ПЕ	Производственная единица
Q[X]	Квартал X
QA/QC	Обеспечение качества / контроль качества
РД	Руководящий документ
ROW	Полоса отчуждения
SGS	SGS United Kingdom Ltd.
СНГ	"Самотлорнефтегаз"
ППР	Потери при передаче и распределении
УКГ	Управление компримирования газа
ВКС	Вакуумная компрессорная станция
ЛОС	Летучее органическое соединение

2. Введение

В Отчете о мониторинге описывается ход выполнения и эксплуатации ПСО "Сбор газа на Самотлорском месторождении" в России. Здесь также содержится подробное описание того, как разработанный под этот проект План мониторинга ПСО реализуется на практике и выполняется инициаторами проекта, чтобы точным и прозрачным образом определить объем ЕСВ, полученных за счет деятельности по данному проекту за период с 01.01.2010 по 31.12.2010.

В настоящей Главе содержится общее введение в важнейшие аспекты и результаты, которые подробно изложены в других разделах настоящего Отчета. В Главе 3 содержатся указания на официальные документы ПСО, связанные с проектом "Сбор газа на Самотлорском месторождении" (например, ПТД и отчет о вынесении определения), на соответствующие разрешения, разъяснения и указания по линии КСС и JISC, а также другие ссылки, относящиеся к настоящему Отчету о мониторинге. Подробное описание деятельности по проекту приводится в Главе 4. Общее описание включает обзор истории проекта, текущий ход осуществления и эксплуатации, а также оценку фактической деятельности по проекту и его эксплуатации на соответствие ПТД. В Главе 5 содержится План мониторинга с подробным описанием каждого отслеживаемого параметра, а также структуры управления мониторингом ПСО. Данное описание охватывает установленное оборудование мониторинга, процедуры монтажа и поверки этого оборудования, а также процедуры по контролю и обеспечению качества. Представлены также ответы на выдвинутые при вынесении определения ЗППМ. Значения параметров конкретного ПСО за соответствующий период мониторинга, исходя из проведенного ТНК-ВР физического мониторинга для использования при расчетах сокращения выбросов, приводятся в Главе 6, а в Главе 7 представлены расчеты, произведенные для определения сокращений выбросов, в отношении которых направляется запрос о выпуске ЕСВ, а также для оценки неопределенностей в системе измерений. Полные регистрационные данные по параметрам мониторинга приводятся в Главе 8 и упомянутых там приложениях.

2.1 Наименование деятельности по ПСО

"Сбор газа на Самотлорском месторождении"

2.2 Дата регистрации ПСО и период зачета

Дата регистрации:	23/07/2010 (Приказ Министерства Экономического развития Российской Федерации №326)
Первоначальный период зачета:	С 01.04.2009 по 31.12.2012 (согласно ПТД)

2.3 Начальная дата деятельности по проекту и прежние случаи выпуска ЕСВ

Дата запуска проекта:	06.03.2008 (в соответствии с указаниями по ЕВ и ПТД)
Выпущенные ЕСВ:	Ранее ЕСВ не выпускались

2.4 Охваченный период мониторинга и заявленные права на ЕСВ

Настоящим Отчетом о мониторинге охватывается Период мониторинга с 01.01.2010 по 31.12.2010. Суммарное количество ЕСВ, заявленных за данный Период мониторинга, составляет 190.354.

2.5 Участники проекта

Утвержденными участниками проекта являются:

ОАО «Самотлорнефтегаз»
BNP Paribas

2.5 Контактные реквизиты в связи с настоящим Отчетом о мониторинге

Андерс Педерстад (Anders Pederstad)
Разработчик проекта МЧР/ПСО
Carbon Limits AS
P.O.Box 5, Biskop Gunnerius' gt. 14A
N-0051 Oslo, Norway
anders.pederstad@carbonlimits.no
+47 92 80 86 40

Торлейф Хаугланд (Torleif Haugland)
Главный управляющий директор
Carbon Limits AS
P.O.Box 5, Biskop Gunnerius' gt. 14A
N-0051 Oslo, Norway
torleif.haugland@carbonlimits.no
+47 90 55 11 37

Контактные реквизиты участников проекта приводятся в Приложении 1 к ПТД.

3. Справочная информация

3.1 Категории деятельности по проекту

Секторный предмет 10: летучие выбросы топлива (твердое топливо, нефть, газ)

3.2 Зарегистрированная Проектно-техническая документация

Проектно-техническая документация № 05, окончательная версия от 16 января 2009 года, детерминирована SGS United Kingdom Ltd 26 января 2009 года.

3.3 АНО, использовавшейся при вынесении Определения и Окончательном отчете об определении

Для вынесения определения по проектной деятельности в рамках ПСО "Сбор газа на Самотлорском месторождении" была выбрана компания SGS United Kingdom Ltd. (SGS). Процесс вынесения определения был осуществлен в период с 29 сентября 2008 года по 26 января 2009 года следующими лицами:

Др. Йохен Гросс (<i>Dr. Jochen Gross</i>)	Ведущий ассессор
Ральф Вестерманн (<i>Ralf Westermann</i>)	Ведущий ассессор-стажер
Аксель Фаупель (<i>Axel Faupel</i>)	Ассессор (стажер)
Владимир Лукин	Местный ассессор
Стив Росс (<i>Steve Ross</i>)	Эксперт по технологиям
Дэвид Диас (<i>David Diaz</i>)	Финансовый эксперт

Команда SGS выпустила Окончательный отчет об определении (JI.VAL0185 rev. 2) 26 января 2009 года со следующим заключением:

"[...] по мнению SGS, предлагаемая деятельность по ПСО правильно применяет методологию МЧР согласно документу AM0009 версии 03.2 по выбору базового сценария, по демонстрации и оценке дополнительной, а также по расчету и мониторингу сокращения выбросов. Предлагаемая деятельность по проекту отвечает соответствующим требованиям РКИК ООН к ПСО, за исключением санкций внутри страны (ЗПКМ 1)."

Следует отметить, что компания SGS была аккредитована в качестве АНО после окончательного определения по проекту "Сбор газа на Самотлорском месторождении". Члены команды SGS, которые проводили данное определение, имели, тем не менее, обширный опыт выполнения аналогичных заданий в связи МЧР и ТС ЕС, а также применяли высокие стандарты качества в соответствии с внутренними процедурами SGS (дополнительная информация о процессе определения приводится в отчете о вынесении определения).

Отчет о вынесении определения представлен в АНО для верификации.

3.4 Применявшаяся методология мониторинга ПСО

Утвержденная методология МЧР по определению базовых уровней и мониторингу согласно документу AM0009 “Извлечение и утилизация газа из нефтяных скважин, который в противном случае сжигался бы на факелах” применяется в соответствии с положениями, сделанными в варианте 20(a) указаний по ПСО. Все пояснения, описания и анализ в связи с определением базовых уровней произведены в соответствии с выбранной методологией.

Как указано в документе AM0009, базовый уровень выбирается на основе юридической применимости и экономического анализа альтернатив. Таким образом, базовый уровень представляет собой использование технологии, которая означает предпочтительную линию действия с учетом барьеров для инвестиций. Выбранный подход позволяет прозрачно определить базовый уровень с учетом выбора подходов, исходных допущений и параметров, источников данных и ключевых факторов. Факторы неопределенности учитываются в соответствии с документом AM0009, т.е., за счет использования консервативных исходных допущений.

При выборе базового сценария, а также при демонстрации и оценке дополненности используется документ AM0009 версии 03.2 (самая последняя версия документа AM0009 на момент окончательного определения). Методология документа AM0009 и история его изменений имеются по следующему адресу:

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/42X5O8TG3PI07L6WX4YVQNV4ZB12X9/view.html>

3.5 Предшествующие отчеты о верификации

Первичная и первая периодическая верификация по проекту за отчетный период с 01/04/2009 до 31/12/2009 была выполнена Bureau Veritas Certification Holding SAS. Отчет о результатах верификации под названием «Первичная и первая периодическая верификация по проекту «Сбор газа на Самотлорском месторождении» был утвержден Леонидом Яскиным (руководитель группы, ведущий верификатор) и Иваном Соколовым (внутренний технический рецензент).

3.6 Иная информация и справочные материалы, относящиеся к настоящему Отчету о мониторинге

За рассматриваемый Период мониторинга выбранному АНО в целях верификации представлено ряд Приложений и документов. Эти документы включают:

- Приложение 1 – Значения параметров по среднему содержанию углерода в газе и конденсате
- Приложение 2 – Значения параметров по извлеченным объемам газа и конденсата
- Приложение 3 – Подробный расчет сокращения выбросов, исходя из отчетных значений параметров
- Приложение 4 – Потери на передачу и распределение энергии в России (Статистика МЭА за 2007 год)
- Приложение 5 – Письмо оператора региональных ГПП (“Юграгазпереработка”)
- Приложение 6 – Инструкция на случай нештатных ситуаций по мониторингу проекта совместного осуществления
- 12 электронных таблиц Excel с собранными ТНК-ВР месячными данными, которые представлены фирме Carbon Limits для контроля качества (на русском языке)

4. Общий обзор деятельности по проекту

Целью ПСО "Сбор газа на Самотлорском месторождении", реализуемого ОАО "ТНК-ВР Холдинг" (ТНК-ВР), является извлечение и реализация попутных нефтяных газов (ПНГ) низкого давления (НД), которые ныне сжигаются на факелах и поступают с последних ступеней сепарации на пунктах подготовки нефти в границах Самотлорского нефтяного месторождения, чтобы тем самым сократить объемы сжигания ПНГ в факелах на нефтепромысле, а также понизить выбросы ПГ в атмосферу.

4.1 История проекта

Самотлорское нефтяное месторождение представляет собой крупный коллектор, открытый советскими геологами в районе Нижневартовска в начале 1960-х годов. Первая продуктивная скважина была пробурена в 1969 году. Через одиннадцать лет Самотлор достиг пикового уровня добычи, составлявшего примерно 3,2 миллиона баррелей в сутки. С тех пор добыча на этом месторождении понизилась примерно до 400.000 баррелей в сутки. Новые технологии и уточненные прогнозы будущих запасов указывают на наличие примерно 7 млрд баррелей нефти и 100 млрд м³ газа в коллекторах. Эксплуатацию Самотлорского нефтяного месторождения осуществляет ОАО "Самотлорнефтегаз" (СНГ) – 100-процентное дочернее общество ТНК-ВР.

До полного введения проекта "Сбор газа на Самотлорском месторождении" в эксплуатацию в апреле 2009 года, при подготовке нефти на расположенных на Самотлоре пунктах подготовки нефти часть попутного газа, получаемого на первой и второй ступенях при сепарации нефти, использовалась на внутренние нужды ТНК-ВР в качестве топлива для вырабатывающих тепловую энергию котельных, а также в качестве рабочего тела для газлифтной добычи. Часть газа также собиралась и транспортировалась на газоперерабатывающие предприятия для реализации, а оставшийся газ сжигался в факелах на площадке. Некопримированный ПНГ с первой ступени сепарации нефти отводился по трубопроводам НД. На некоторых площадках газ со второй и последней ступеней сепарации нефти транспортировался после подготовки нефти при помощи вакуумно-компрессорных станций (ВКС). На других площадках необходимая инфраструктура (в частности, ВКС) для извлечения и компримирования газа с последних ступеней сепарации нефти отсутствовала. До введения ПСО в эксплуатацию, на пунктах подготовки нефти, где не было ВКС, газ со второй и последней ступеней сепарации сжигался на факелах в процессе подготовки нефти.

Деятельность по ПСО "Сбор газа на Самотлорском месторождении" включает монтаж и эксплуатацию пяти ВКС на отдельных пунктах подготовки нефти в пределах Самотлорского нефтяного месторождения с целью обеспечить извлечение ПНГ НД с последних ступеней сепарации нефти. Сжигание ПНГ НД, получаемого с последних ступеней сепарации на пяти охваченных деятельностью по ПСО пунктах подготовки нефти, где во всех случаях до ввода проекта в эксплуатацию отсутствовали ВКС, составляло, согласно расчетам, 0,25 миллионов кубометров (млн м³) в сутки, что соответствует 90 млн м³ в год. Этот газ сжигался на факелах, поскольку обладал недостаточным давлением и слишком высоким содержанием жидких фракций для транспортировки по существующей газовой инфраструктуре. Инженеры ТНК-ВР пришли к выводу, что для сбора и компримирования газа, поступающего с последних ступеней сепарации нефти, а также для обеспечения подачи извлеченного газа в трубопровод внешнего

транспорта можно установить ВКС. Установка ВКС представляет собой предпочтительное технико-экономическое решение по снижению объемов сжигания ПНГ из этого источника, однако, в связи с высокой стоимостью монтажа и эксплуатации при ограниченной ценности извлекаемого газа, ожидаемой экономической отдаче, получаемой разработчиком проекта от реализации ПСО, было недостаточно для обоснования инвестиций без регистрации проекта как ПСО и без учета доходов от продажи ЕСВ.

Проект "Сбор газа на Самотлорском месторождении" был успешно введен в эксплуатацию в апреле 2009 года, а его показатели за 9 месяцев эксплуатации в 2009 году подробно описаны в Отчете о результатах первичной и первой верификации и в Отчете о мониторинге №1. Показатели за 12 месяцев эксплуатации в 2010 году описаны в настоящем Отчете о мониторинге.

4.2 Ход выполнения проекта

В данном разделе содержится обзор текущей ситуации с деятельностью по проекту. Данный обзор охватывает расположение деятельности по проекту, ход реализации проекта, характеристики технологий, используемых в рамках проектной ПСО, дату начала эксплуатации, а также ход эксплуатации проекта ПСО и иных объектов, оказывающих косвенное влияние на эксплуатацию ПСО. С учетом текущего состояния, с целью высветить потенциальные последствия для будущей наработки ЕСВ, описывается ожидаемая будущая эксплуатация ПСО за оставшуюся часть периода зачета по ПСО.

4.2.1 Местонахождение деятельности по проекту

Самотлорское месторождение нефти расположено в Западной Сибири (в Ханты-Мансийском автономном округе) вблизи озера Самотлор в Уральском федеральном округе. Центр Самотлорского нефтяного месторождения расположен примерно в 20 километрах к северо-востоку от города Нижневартовск.

Географические координаты Самотлорского нефтяного месторождения: 60°58'00 северной широты, 76°48'00 восточной долготы.

Точное расположение пяти ВКС, смонтированных в рамках деятельности по проекту, показано в Пункте А.4.1.4. ПТД.

4.2.2 Ход реализации и состояние относящихся к ПСО объектов

Монтаж пяти ВКС и соответствующей трубной обвязки для их подключения к существующей инфраструктуре на площадке, как это описано в Пункте А.4.2 ПТД, был окончательно согласован в соответствии с планом¹. К концу апреля 2009 года пять этих ВКС находились в промышленной эксплуатации. По состоянию на 31.12.2010 все эти объекты функционировали в полном объеме.

¹ Акты ввода в эксплуатацию для ВКС были подписаны в следующих числах: ВКС-Мыхпай (31.12.2008), ВКС-28 (31.12.2008), ВКС-5 (31.12.2008), ВКС-39 (31.03.2009) и ВКС-26 (30.04.2009).

4.2.3 Технологии, используемые в рамках деятельности по ПСО

ВКС осуществляет сбор и компримирование газа, поступающего с последних ступеней сепарации нефти, а также позволяет подавать извлеченный газ в трубопровод внешнего транспорта.

ВКС предназначена для:

- Гарантированного бесперебойного сбора газа с последних ступеней сепарации нефти
- Дополнительной сепарации газа (то есть выпадающего конденсата)
- Компримирования газа до требуемого уровня давления
- Поддачи компримированного газа в систему трубопроводов
- Замера газа и иных продуктов (т.е., выпадающего конденсата) на выходе с ВКС

Между конструкциями пяти ВКС, установленных в рамках деятельности по ПСО, имеются небольшие различия в зависимости от конкретной площадки (т.е., условий эксплуатации и габаритов). Однако основополагающая конструкция и функция едины для всех пяти объектов.

4.2.4 Операция объектов ПСО за рассматриваемый Период мониторинга

На конец данного Периода мониторинга ВКС, смонтированные в рамках деятельности по ПСО, работают надлежащим образом, без существенных перебоев в эксплуатации. Тем не менее, имели место различные проблемы, вызвавшие перебои в эксплуатации за рассматриваемый Период мониторинга (представляющий собой этап пуско-наладки, поскольку он охватывает первые 9 месяцев эксплуатации).

В рамках периодического мониторинга ПСО сообщалось о следующих проблемах (подробные записи о событиях приводятся в Приложении 2 к настоящему Отчету о мониторинге):

ВКС-28:

Данная ВКС останавливалась в результате:

- падения напряжения;
- внепланового технического обслуживания (осевой сдвиг, вибрации);
- планового технического обслуживания.
- замена счетчиков

ВКС-39:

Данная ВКС останавливалась в результате:

- наладки системы контроля охлаждения;
- превышения температурных норм подшипника электромотора компрессора;
- природных явлений (гроза)
- внепланового технического обслуживания (глушитель, электрическое оборудование);
- планового технического обслуживания.

ВКС-Мыхпай:

Данная ВКС останавливалась в результате:

- аварийная остановка (превышение давления);
- внепланового технического обслуживания (замена компрессора и преобразователя тока);
- планового технического обслуживания;
- осевой сдвиг.

ВКС-26:

Данная ВКС останавливалась в результате:

- внепланового технического обслуживания;
- планового технического обслуживания;
- аварийная остановка (превышение температуры);

ВКС-5:

Данная ВКС останавливалась в результате:

- аварийная остановка (превышение температуры);
- планового технического обслуживания;
- падения напряжения;
- замена диафрагмы счетчика

Ежедневные отклонения объемов извлеченного газа приводятся на Рис. 2, а отклонения недельных показателей содержания углерода в извлеченном газе приводятся на Рис. 3.

Рис. 2: Суточные объемы извлеченного газа в разрезе ВКС

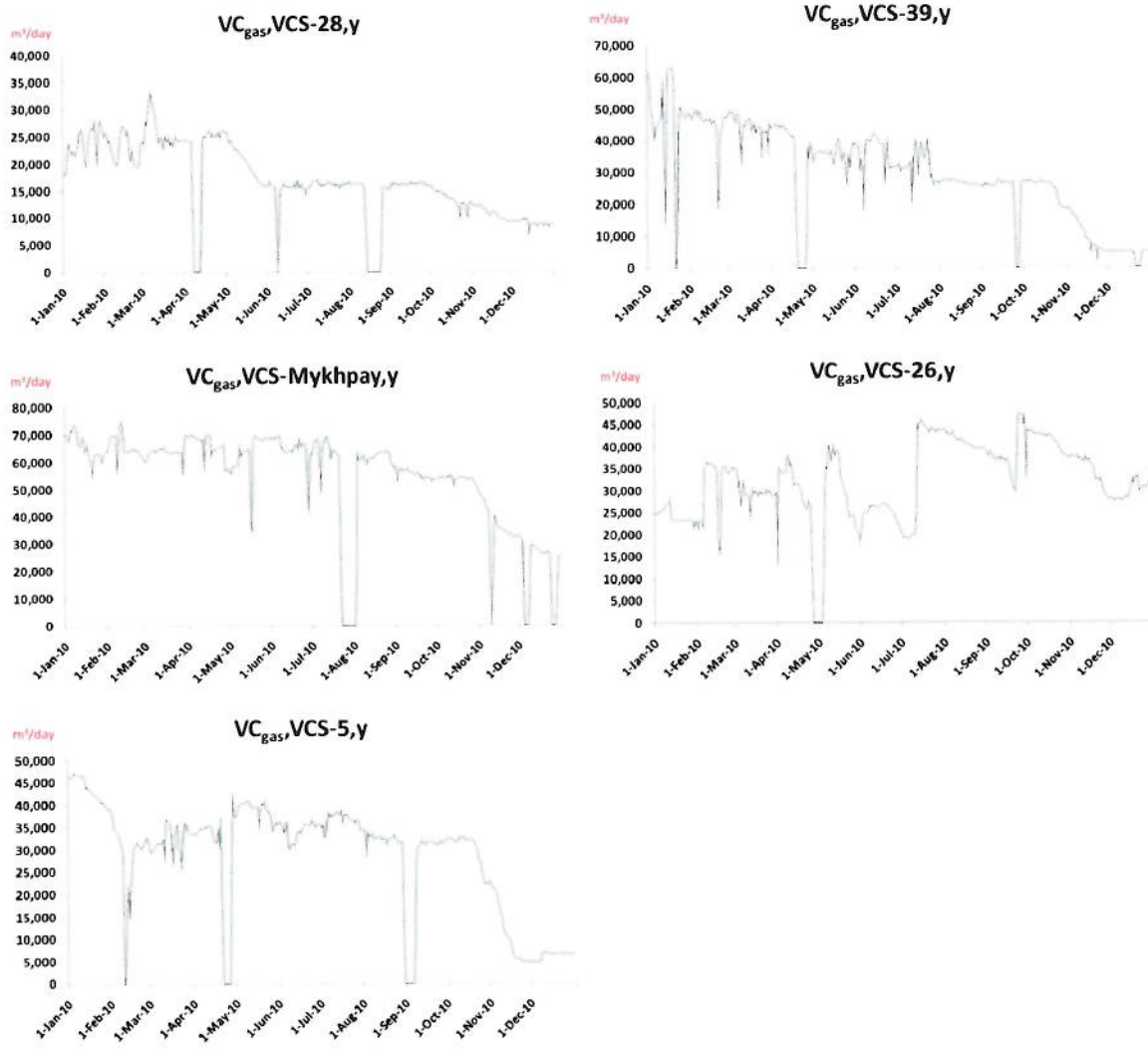
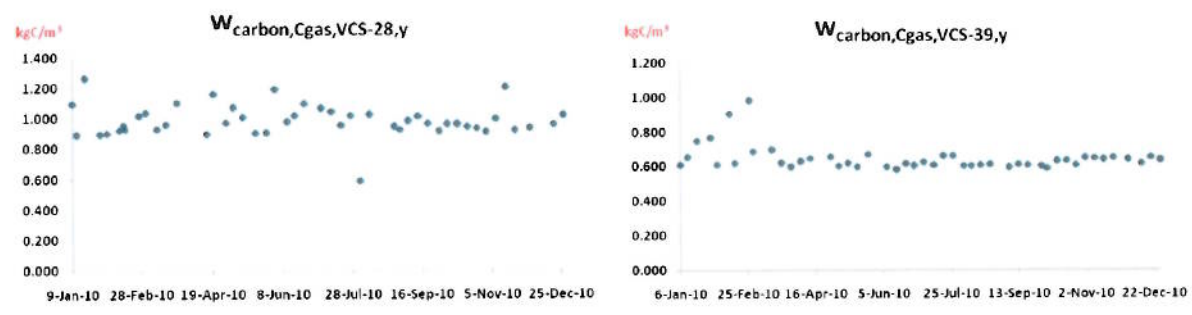
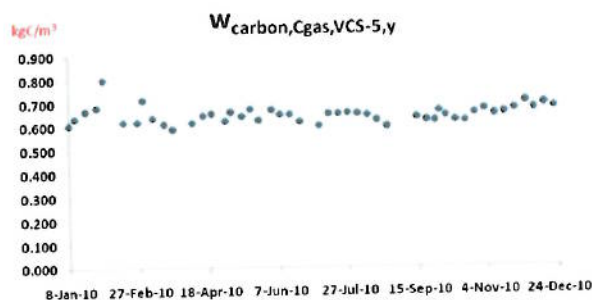
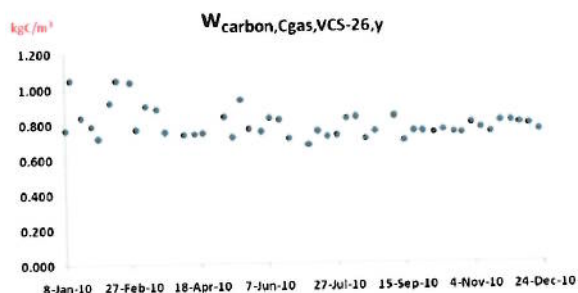
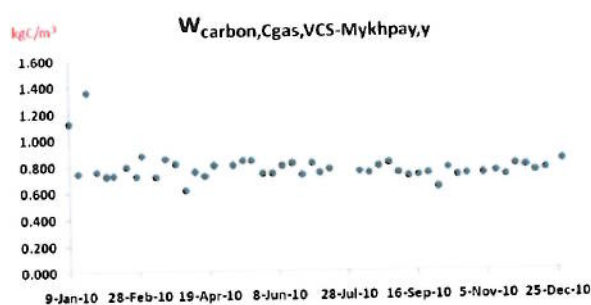


Рис. 3: Содержание углерода в извлеченном газе на разных ВКС по данным еженедельного анализа химического состава





4.2.5 Эксплуатация объектов, влияющих на деятельность по ПСО

Есть два вида объектов, напрямую влияющих на показатели деятельности по ПСО: (i) Самотлорское нефтяное месторождение и, в частности, пять нефтеперекачивающих станций, где установлены ВКС, а также (ii) газотранспортная инфраструктура ниже ВКС и региональные ГПП, где перерабатывается извлеченный газ. Ниже кратко описывается эксплуатация объектов типа (i) и типа (ii) за рассматриваемый Период мониторинга:

- (i) *Самотлорское месторождение нефти и пять нефтеперекачивающих станций, где извлекается ПНГ*

Согласно документу АМ0009 в версии 03.2, проверяющая УОО "[...] проверяет данные о добыче нефти и попутного газа и сопоставляет их с первоначальным целевым показателем по добыче согласно информации, предоставленной в ходе обследования, которое использовалось при определении условий исходного проекта нефтедобычи. Если добыча нефти значительно отличается от исходного целевого показателя добычи, то следует убедиться, что это делается ненамеренно, и что такой сценарий надлежащим образом учитывается в соглашении о разделе продукции между стороной (сторонами) соглашения [...]".

Следует отметить, что Самотлорское нефтяное месторождение представляет собой крупный коллектор, а первая продуктивная скважина была пробурена в 1969 году. Через одиннадцать лет Самотлор достиг пикового уровня добычи, составлявшего примерно 3,2 миллиона баррелей в сутки. С тех пор добыча на месторождении понизилась примерно до 400.000 баррелей в сутки. Деятельность по ПСО заключается в извлечении ПНГ с последних стадий сепарации нефти на пяти конкретных пунктах подготовки нефти в границах Самотлорского месторождения. Ввод ПСО в эксплуатацию не оказал влияния на работу месторождения, а отклонения в уровне нефтедобычи по месторождению в целом и в объемах, подготовка которых осуществляется на конкретных пунктах подготовки нефти, определяется факторами, не связанными с деятельностью по ПСО. Поскольку любые отклонения в объеме нефтедобычи

оказывают непосредственное воздействие на объемы ПНГ, который может быть извлечен на пяти ВКС, смонтированных в рамках ПСО, ниже особо отмечаются основные изменения за рассматриваемый Период мониторинга:

В целом, объем производства ПНГ на пяти ВКС сократился в связи с уменьшением количества газлифтных скважин. Всего 173 скважины были переведены с газлифта на механическую эксплуатацию в 2010 году.

Изменения объемов нефти и ПНГ на пункте подготовки нефти № 28:

На ВКС-28 наблюдается общее снижение добычи попутного газа в связи с выводом из эксплуатации газлифтных скважин, что привело к пониженному содержанию газа в нефти.

Изменения объемов нефти и ПНГ на пункте подготовки нефти № 39:

На ВКС-39 наблюдается общее снижение добычи попутного газа в связи с выводом из эксплуатации газлифтных скважин с начала 2010 года.

Изменения объемов нефти и ПНГ на пункте подготовки нефти Мыхпай:

На ВКС-Мыхпай: наблюдается общее снижение добычи попутного газа в связи с выводом из эксплуатации газлифтных скважин.

Изменения объемов нефти и ПНГ на пункте подготовки нефти № 26:

Выявленная тенденция в 2010 году связана с качественной подготовкой газа на УПН, как результат которой требовались частый аудит счетчиков (диафрагм).

Изменения объемов нефти и ПНГ на пункте подготовки нефти № 5:

Систематический спад в количестве газа в нефти как результат вывода из эксплуатации газлифтных скважин.

Дальнейшая информация о зарегистрированных эксплуатационных показателях ВКС, а также сопоставление фактической и плановой эксплуатации за рассматриваемый Период мониторинга приводятся, соответственно, в Пунктах 6.1 и 7.5.

(ii) Газотранспортная инфраструктура далее по цепочке и региональные ГПП, используемые для переработки извлеченного газа.

Три региональных ГПП, используемых для переработки ПНГ, извлеченного в результате ПСО, работали на всем протяжении настоящего Периода мониторинга, при этом не было никаких неожиданных ограничений по их газоперерабатывающей мощности (которые могли бы привести к сжиганию извлеченного газа на факелах далее по цепочке).

В Приложении 5 содержится письмо оператора ГПП ("Юграгазпереработка") с подтверждением, что за данный Период мониторинга непредвиденных аварийных остановов не было.

4.2.6 Ожидаемое осуществление деятельности по ПСО в течение будущих Периодов мониторинга

Исходя из текущего хода осуществления эксплуатации, ожидается что объемы ПНГ производимого в рамках ПСО будут значительно ниже чем прогнозы представленные в ПТД для будущих Периодов мониторинга. Отклонения являются результатом перевода скважин с газлифта на механическую эксплуатацию, что имеет негативные последствия для объемов ПНГ производимых на пяти ВКС в рамках ПСО.

4.3 Соответствие ПТД фактической деятельности по проекту и его эксплуатации

Инициаторы проекта оценили наличие отклонений между фактической реализацией и ходом деятельности по проекту согласно описаниям из Пункта 4.2, а также деятельности по проекту и его эксплуатации согласно описаниям из ПТД (см. Пункт 3.2). Цель этой оценки заключалась в том, чтобы проанализировать, затронуты ли дополнительность, масштабы или применимость проекта по сравнению с применяемой методологией ПСО, и нужна ли для снятия подобных опасений дополнительная информация.

4.3.1 Постоянные изменения, которые могут повлиять на дополнительность

В отношении деятельности по ПСО нет постоянных изменений, которые меняли бы правомерность исходных допущений, применявшихся с целью определить жизнеспособность проекта в финансовом плане. Прогнозы добычи, которые использовались для оценки объемов извлекаемого ПНГ и конденсата на момент принятия инвестиционного решения в 2008 году, основывались на стратегии управления месторождением нефти и доступными на тот момент научными познаниями.

Согласно первоначальным оценкам, объем газа, который можно было извлечь за рассматриваемый Период мониторинга, составлял 90 млн м3 (как указано в ПТД и Приложении 1 к ПТД), тогда как фактический объем газа, извлеченного за тот же период, составил, согласно замерам, 58,8 млн м3. Объем извлекаемого конденсата за рассматриваемый Период мониторинга оценивался в 7.000 тонн (т.е. 7.000 тонн в год), тогда как, уровень извлечения согласно замерам равен 14.770 тонн. Большая часть извлеченного конденсата поступает с двух ВКС; ВКС-28 и ВКС-26. Превышающая ожидания извлекаемость C5+ вызвана тем, что содержание ШФЛУ в ПНГ оказалось выше первоначально ожидавшегося по этим двум пунктам подготовки нефти. Разработанный ТНК-ВР в 2008 году инвестиционный анализ основывался на предварительной оценке состава газа на входе пяти ВКС, который был подготовлен силами ОАО "Самотлорнефтегаз" (документация была проверена силами SGS в середине 2008 года). На момент принятия инвестиционного решения подготовленная ОАО "Самотлорнефтегаз" оценка состава газа представляла собой наилучшую доступную информацию.

4.3.2 Постоянные изменения, влияющие на масштаб проекта (для проектов малого масштаба)

Данный фактор не относится к ПСО "Сбор газа на Самотлорском месторождении", поскольку он считается крупномасштабным проектом.

4.3.3 Постоянные изменения, влияющие на применимость применяемой методологии

Изменений в физической реализации по сравнению с приведенными в ПТД описаниями нет. В результате нет никаких изменений характеристик проекта, которые повлияли бы на соответствие проекта условиям применимости согласно документу АМ0009 в версии 03.2.

5. План мониторинга

Применимым Планом мониторинга в рамках проекта "Сбор газа на Самотлорском месторождении" является план из Раздела D ПТД, а также из Приложений 3 и 4 к ПТД.

5.1 Параметры мониторинга

В данном разделе содержится обзор параметров, мониторинг которых осуществляется для расчета чистого снижения выбросов ПГ, достигнутого за Период мониторинга, согласно приведенным в ПТД формулам.² Применительно к каждому параметру описывается фактически смонтированное оборудование мониторинга, а также процедуры управления и эксплуатации, внедренные с целью обеспечить точные и верифицируемые измерения, а также гарантировать надлежащий контроль и обеспечение качества. Здесь приводятся ссылки на требования по мониторингу каждого параметра, указанные в применяемой методологии ПСО, а также в ПТД.

5.1.1 Список параметров, мониторинг которых осуществляется в рамках деятельности по ПСО

В рамках деятельности по ПСО осуществлялся мониторинг следующих параметров:

Параметр мониторинга:	Базовый уровень выбросов:	Проектные выбросы:	Выбросы в связи с утечками:
$EC_{PJ,i,y}$	Нет	Да	Нет
$EF_{grid,y}$	Нет	Да	Да
TDL_y	Нет	Да	Да
$V_{Cgas,i,y}$	Да	Нет	Да
$V_{Cpre,i,y}$	Да	Нет	Нет
$w_{carbon,Cgas,i,y}$	Да	Нет	Нет
$w_{carbon,Cpre,i,y}$	Да	Нет	Нет

Подробное описание в отношении каждого параметра приводится в пунктах с 5.1.3 по 5.1.5.

Один параметр, который требуется для расчета чистого сокращения выбросов согласно ПТД, не был определен при помощи мониторинга по факту за рассматриваемый Период мониторинга. Значение этого параметра было определено заранее согласно Пункту D.1.3.1. ПТД и остается фиксированным на протяжении всего периода зачета по проекту "Сбор газа на Самотлорском месторождении".

² Формулы для расчета базового уровня выбросов, проектных выбросов, выбросов в связи с утечками и сокращения выбросов приводятся в Разделе 7 настоящего Отчета о мониторинге.

Параметр, мониторинг которого не ведется (установлен заранее):	Базовый уровень выбросов:	Проектные выбросы:	Выбросы в связи с утечками:
$EI_{GPP,y}$	Нет	Нет	Да

5.1.2 Расположение установленных замерных устройств

Между конструкциями пяти ВКС имеются небольшие различия в зависимости от конкретной площадки (т.е., условий эксплуатации и габаритов). Однако основополагающая конструкция и функция едины для всех пяти объектов. Расположение замерных устройств для измерения извлеченного объема газа и конденсата на ВКС проиллюстрировано конструкцией ВКС-Мыхпай на Рисунке 4, при этом на Рисунке 5 приводится общая иллюстрация расположения всех измерительных приборов.

Рисунок 4: Принципиальная техническая схема ВКС-Мыхпай с указанием точек замера

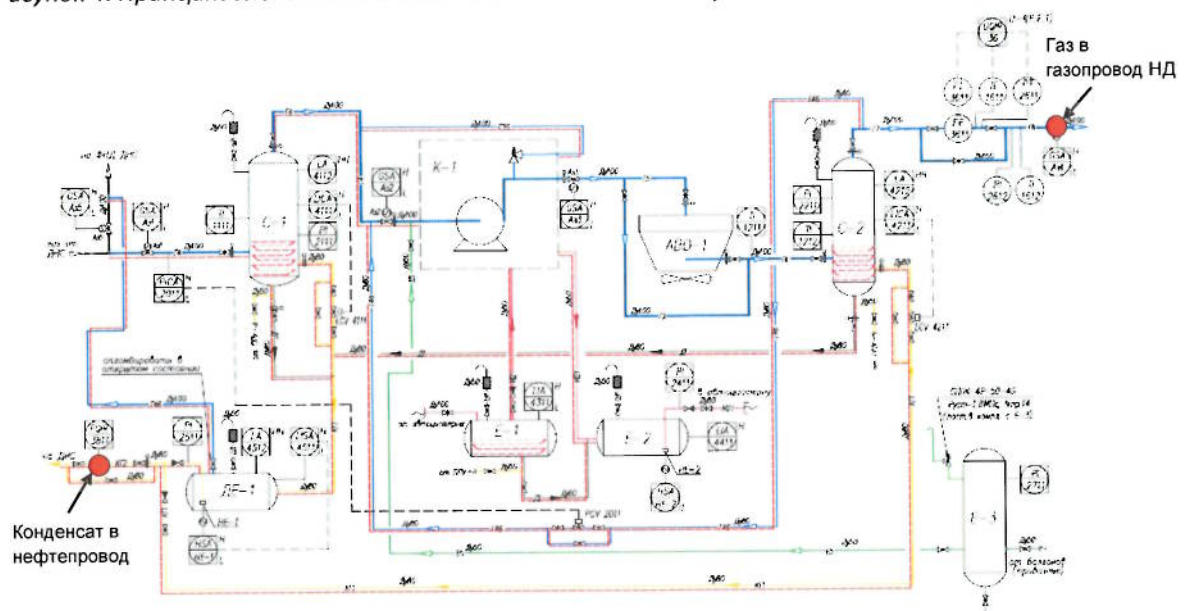
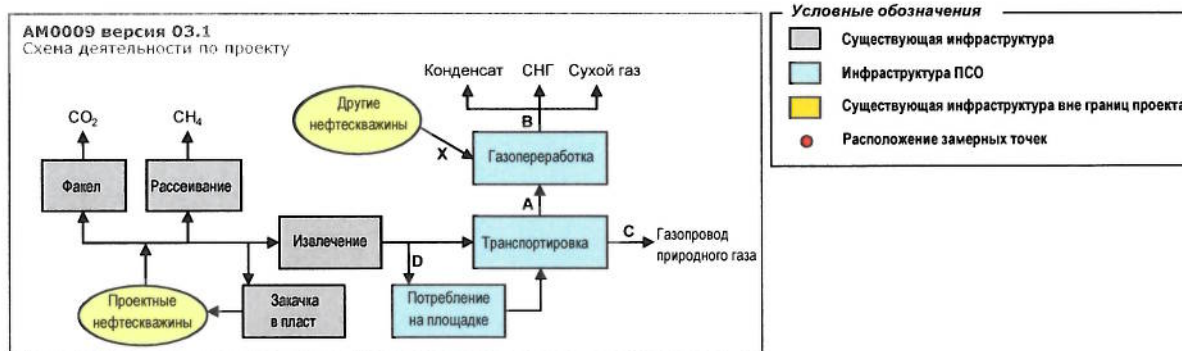
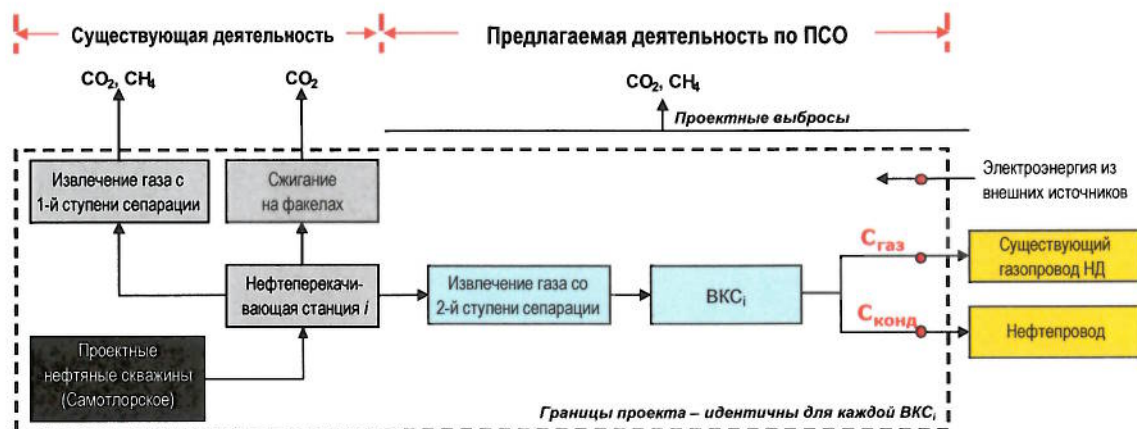


Рисунок 5: Типовое расположение точек замера



5.1.3 Параметры базового уровня выбросов

Приведенные в пункте 5.1.1 следующие параметры подвергаются мониторингу для расчета базового уровня выбросов:

Параметр:	$V_{C_{gas}, i, y}$
Отчетная единица измерения:	м ³ при стандартных условиях. Применяется государственный стандарт Российской Федерации (температура 20 градусов Цельсия).
Описание параметра (по ПТД):	Объем извлеченного газа на входе в газопровод из ВКС <i>i</i> , замеренный в точке C _{газ} на Рисунке 4 за период <i>y</i> .
Смонтированное оборудование мониторинга:	Объем извлеченного газа замеряется расходомерами и контролируется электронными системами. Расходомеры (диафрагменные расходомеры со вторичными контрольно-измерительными приборами, включая датчики давления и температуры) установлены на каждой из пяти ВКС в соответствии с ГОСТ 8.401-80.

	<p>Требования, относящиеся к источнику данных:</p> <table border="1" data-bbox="459 322 1407 521"> <tr> <td data-bbox="459 322 938 421">Требования, представленные в утвержденной версии плана мониторинга (ПТД):</td> <td data-bbox="946 322 1407 421">Требования, представленные в примененной методологии МЧР:</td> </tr> <tr> <td data-bbox="459 421 938 521">Расходомер</td> <td data-bbox="946 421 1407 521">Данные должны замеряться при помощи точных и проверенных расходомеров.</td> </tr> </table> <p>Установленное оборудование мониторинга соответствует требованиям ПТД и применяемой методологии МЧР.</p>	Требования, представленные в утвержденной версии плана мониторинга (ПТД):	Требования, представленные в примененной методологии МЧР:	Расходомер	Данные должны замеряться при помощи точных и проверенных расходомеров.											
Требования, представленные в утвержденной версии плана мониторинга (ПТД):	Требования, представленные в примененной методологии МЧР:															
Расходомер	Данные должны замеряться при помощи точных и проверенных расходомеров.															
<p>Процедуры монтажа и поверки смонтированного оборудования мониторинга, а также описание фактического выполнения этих процедур:</p>	<p>Расходомеры смонтированы и проверены на соответствие указанным в руководящем документе (РД) 39-083 требованиям к точности.</p> <p>Подробная информация о поверке и техобслуживании приводится в 9 месячных отчетах о мониторинге, которые представлены в АНО для верификации (на русском языке).</p> <p>Требования, относящиеся к монтажу и поверке оборудования мониторинга:</p> <table border="1" data-bbox="459 976 1407 1400"> <tr> <td data-bbox="459 976 938 1075">Требования, представленные в утвержденной версии плана мониторинга (ПТД):</td> <td data-bbox="946 976 1407 1075">Требования, представленные в примененной методологии МЧР:</td> </tr> <tr> <td data-bbox="459 1075 938 1400">Поверка и техническое обслуживание осуществляется согласно национальным нормам и нормам завода-изготовителя.</td> <td data-bbox="946 1075 1407 1400">Данные должны замеряться при помощи точных и поверенных расходомеров. Замеры должны производиться в точке(ах), где извлеченный газ выходит из газопровода, построенного в рамках деятельности по проекту, и поступает в ранее существовавший газопровод для дальнейшей транспортировки и использования.</td> </tr> </table> <p>Монтаж и поверка измерительного оборудования произведены согласно соответствующим требованиям.</p>	Требования, представленные в утвержденной версии плана мониторинга (ПТД):	Требования, представленные в примененной методологии МЧР:	Поверка и техническое обслуживание осуществляется согласно национальным нормам и нормам завода-изготовителя.	Данные должны замеряться при помощи точных и поверенных расходомеров. Замеры должны производиться в точке(ах), где извлеченный газ выходит из газопровода, построенного в рамках деятельности по проекту, и поступает в ранее существовавший газопровод для дальнейшей транспортировки и использования.											
Требования, представленные в утвержденной версии плана мониторинга (ПТД):	Требования, представленные в примененной методологии МЧР:															
Поверка и техническое обслуживание осуществляется согласно национальным нормам и нормам завода-изготовителя.	Данные должны замеряться при помощи точных и поверенных расходомеров. Замеры должны производиться в точке(ах), где извлеченный газ выходит из газопровода, построенного в рамках деятельности по проекту, и поступает в ранее существовавший газопровод для дальнейшей транспортировки и использования.															
<p>Регулярность замеров и агрегирование данных для целей отчетности:</p>	<table border="1" data-bbox="459 1563 1407 1731"> <thead> <tr> <th data-bbox="459 1563 1018 1599">Набор данных:</th> <th data-bbox="1026 1563 1209 1599">Регулярность:</th> <th data-bbox="1217 1563 1407 1599">Ответственный:</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="459 1599 1018 1635">Регулярность физических замеров:</td> <td data-bbox="1026 1599 1209 1635">Постоянно</td> <td data-bbox="1217 1599 1407 1635">Д.П. Радавчук</td> </tr> <tr> <td data-bbox="459 1635 1018 1671">Данные, подаваемые для мониторинга ПСО:</td> <td data-bbox="1026 1635 1209 1671">Ежедневно</td> <td data-bbox="1217 1635 1407 1671">Д.П. Радавчук</td> </tr> <tr> <td data-bbox="459 1671 1018 1706">Требуемая ПТД регулярность:</td> <td data-bbox="1026 1671 1209 1706">Ежедневно</td> <td data-bbox="1217 1671 1407 1706">Д.П. Радавчук</td> </tr> <tr> <td data-bbox="459 1706 1018 1742"></td> <td data-bbox="1026 1706 1209 1742"></td> <td data-bbox="1217 1706 1407 1742"></td> </tr> </tbody> </table>	Набор данных:	Регулярность:	Ответственный:	Регулярность физических замеров:	Постоянно	Д.П. Радавчук	Данные, подаваемые для мониторинга ПСО:	Ежедневно	Д.П. Радавчук	Требуемая ПТД регулярность:	Ежедневно	Д.П. Радавчук			
Набор данных:	Регулярность:	Ответственный:														
Регулярность физических замеров:	Постоянно	Д.П. Радавчук														
Данные, подаваемые для мониторинга ПСО:	Ежедневно	Д.П. Радавчук														
Требуемая ПТД регулярность:	Ежедневно	Д.П. Радавчук														

Относящиеся к конкретным параметрам процедуры контроля качества и обеспечения качества, а также источники данных, используемые для сверки отчетных значений:

Качество собранных данных первоначально обеспечивалось Д.П. Радавчуком. Затем процедуру обеспечения качества ежемесячного отчета с подробными данными мониторинга выполнял директор УКГ ПЕ СНГ, который провел все необходимые проверки на соответствие производственным и коммерческим данным. Компания Carbon Limits AS провела окончательный контроль качества отчетных данных. Ответственность за этот контроль в течение рассматриваемого Периода мониторинга возлагалась на Андерса Петерстада (*Anders Pederstad*), который делал упор на следующие моменты:

- Контроль полноты отчетных данных в сопоставлении с записями о переборах в эксплуатации на каждой из пяти ВКС;
- Контроль отклонений по записям всех параметров мониторинга по сравнению с ожидаемыми естественными отклонениями физических характеристик.

Кроме того, была проверена работоспособность региональных газоперерабатывающих предприятий с целью выявить периоды, когда производился замер извлекаемого газа, а мощности газопереработки одновременно были остановлены в связи с непредвиденными чрезвычайными событиями. У оператора ГПП ("Юграгазпереработка") получен подписанный акт с подтверждением, что за рассматриваемый Период мониторинга аварийных остановов не было (см. Приложение 5).

Ответственный за окончательный QC/QA: Carbon Limits AS

Требования, представленные в утвержденной версии плана мониторинга (ПТД):	Требования, представленные в примененной методологии МЧР:
Значение параметра может устанавливаться на значение мониторинга для определения сокращения выбросов, если актами за подписью операционных компаний документально подтверждается отсутствие непредвиденных аварийных остановов региональных мощностей по переработке или транспортировке газа. Если за какой-то период документацию предоставить невозможно, то при определении сокращения выбросов по факту этому параметру обязательно присваивается нулевое значение. Если происходят какие-либо непредвиденные чрезвычайные события, то значение параметра устанавливается нулевым ежедневно, если в течение соответствующего календарного дня имел место останов, вне зависимости от точной продолжительности такого останова.	Объем газа должен замеряться целиком, с регулярной поверкой измерительных приборов.

Точность измерений:	Точность измерений данного параметра соответствует ГОСТ 8.401-80, согласно указаниям ПТД.
---------------------	---

Параметр:	$V_{Cpre,i,y}$					
Отчетная единица измерения:	м ³ при стандартных условиях. Применяется государственный стандарт Российской Федерации (температура 20 градусов Цельсия).					
Описание параметра (по ПТД):	Объем конденсата на входе в газопровод из ВКС i , замеренный в точке $C_{конд}$ на Рисунке 4 за период y в м ³ .					
Смонтированное оборудование мониторинга:	<p>Объем конденсата замеряется расходомерами и контролируется электронными системами. Расходомеры (кориолисовы расходомеры Promass 83F со вторичными контрольно-измерительными приборами, включая датчики давления и температуры) установлены на каждом из пяти ВКС в соответствии с ГОСТ 8.401-80.</p> <p>Требования, относящиеся к источнику данных:</p> <table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td style="background-color: #e0f2f1;">Требования, представленные в утвержденной версии плана мониторинга (ПТД):</td> <td style="background-color: #e0f2f1;">Требования, представленные в примененной методологии МЧР:</td> </tr> <tr> <td>Постоянное измерение при помощи расходомеров.</td> <td>Данные должны замеряться при помощи точных и проверенных расходомеров.</td> </tr> </table> <p>Установленное оборудование мониторинга соответствует требованиям ПТД и применяемой методологии МЧР.</p>		Требования, представленные в утвержденной версии плана мониторинга (ПТД):	Требования, представленные в примененной методологии МЧР:	Постоянное измерение при помощи расходомеров.	Данные должны замеряться при помощи точных и проверенных расходомеров.
Требования, представленные в утвержденной версии плана мониторинга (ПТД):	Требования, представленные в примененной методологии МЧР:					
Постоянное измерение при помощи расходомеров.	Данные должны замеряться при помощи точных и проверенных расходомеров.					
Процедуры монтажа и поверки смонтированного оборудования мониторинга, а также описание фактического выполнения этих процедур:	<p>Расходомеры смонтированы и поверены на соответствие ГОСТ 8.401-80.</p> <p>Подробная информация о поверке и техобслуживании приводится в 9 месячных отчетах о мониторинге, которые представлены в АНО для верификации (на русском языке).</p> <p>Требования, относящиеся к монтажу и поверке оборудования мониторинга:</p> <table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td style="background-color: #e0f2f1;">Требования, представленные в утвержденной версии плана мониторинга (ПТД):</td> <td style="background-color: #e0f2f1;">Требования, представленные в примененной методологии МЧР:</td> </tr> <tr> <td>Поверка и техническое обслуживание осуществляется согласно национальным нормам и нормам завода-изготовителя.</td> <td>Данные должны замеряться при помощи точных и поверенных расходомеров. Замеры должны производиться в точке(ах), где извлеченный газ выходит из газопровода, построенного в рамках деятельности по проекту, и поступает в ранее существовавший газопровод для дальнейшей транспортировки и использования.</td> </tr> </table> <p>Монтаж и поверка измерительного оборудования, используемого для замеров извлеченного жидкого осадка (т.е. газового конденсата) произведены согласно соответствующим требованиям.</p>		Требования, представленные в утвержденной версии плана мониторинга (ПТД):	Требования, представленные в примененной методологии МЧР:	Поверка и техническое обслуживание осуществляется согласно национальным нормам и нормам завода-изготовителя.	Данные должны замеряться при помощи точных и поверенных расходомеров. Замеры должны производиться в точке(ах), где извлеченный газ выходит из газопровода, построенного в рамках деятельности по проекту, и поступает в ранее существовавший газопровод для дальнейшей транспортировки и использования.
Требования, представленные в утвержденной версии плана мониторинга (ПТД):	Требования, представленные в примененной методологии МЧР:					
Поверка и техническое обслуживание осуществляется согласно национальным нормам и нормам завода-изготовителя.	Данные должны замеряться при помощи точных и поверенных расходомеров. Замеры должны производиться в точке(ах), где извлеченный газ выходит из газопровода, построенного в рамках деятельности по проекту, и поступает в ранее существовавший газопровод для дальнейшей транспортировки и использования.					

Регулярность замеров и агрегирование данных для целей отчетности:	Набор данных:	Регулярность:	Ответственный:
	Регулярность физических замеров:	Постоянно	Р.Т. Хисамов
	Данные, подаваемые для мониторинга ПСО:	Ежедневно	Р.Т. Хисамов
	Требуемая ПТД регулярность:	Ежедневно	Р.Т. Хисамов
Относящиеся к конкретным параметрам процедуры контроля качества и обеспечения качества, а также источники данных, используемые для сверки отчетных значений:	Качество собранных данных первоначально обеспечивалось Р.Т. Хисамовым. Затем процедуру обеспечения качества ежемесячного отчета с подробными данными мониторинга выполнял директор УКГ ПЕ СНГ, который провел все необходимые проверки на соответствие производственным и коммерческим данным. Компания Carbon Limits AS провела окончательный контроль качества отчетных данных. Ответственность за этот контроль в течение рассматриваемого Периода мониторинга возлагалась на Андерса Петерстада (<i>Anders Pederstad</i>), который делал упор на следующие моменты: <ul style="list-style-type: none"> • Контроль полноты отчетных данных в сопоставлении с записями о переборах в эксплуатации на каждой из пяти ВКС; • Контроль отклонений по записям всех параметров мониторинга по сравнению с ожидаемыми естественными отклонениями физических характеристик. 		
	Ответственный за окончательный QC/QA: Carbon Limits AS		
	Требования, представленные в утвержденной версии плана мониторинга (ПТД):	Требования, представленные в примененной методологии МЧР:	
	Особых требований нет.	Объем газа должен замеряться полностью с регулярной поверкой измерительных приборов.	
Точность измерений:	Точность измерений данного параметра соответствует ГОСТ 8.401-80, согласно указаниям ПТД.		

Параметр:	$W_{carbon, C_{gas}, i, y}$
Отчетная единица измерения:	кгС/м ³ . Содержание углерода указывается при стандартных условиях, определенных в соответствующих российских стандартах. Применяется государственный стандарт Российской Федерации (температура 20 градусов Цельсия).
Описание параметра (по ПТД):	Среднее содержание углерода в газе с ВКС <i>i</i> замеряется в пункте $C_{газ}$ на Рисунке 4 в кгС/м ³ . Среднее содержание углерода применительно к ВКС <i>i</i> рассчитывается как среднее арифметическое значение за период <i>y</i> посредством встроенной в программу Excel функции “=AVG(dataset)” в отношении всех имеющихся еженедельных отчетных значений по содержанию углерода на ВКС <i>i</i> за период <i>y</i> .
Смонтированное оборудование мониторинга:	<p>Еженедельные пробы попутного газа отбираются на пяти ВКС лаборантами, а также инженерно-техническим персоналом, и анализируется в лаборатории УКГ.</p> <p>Лаборатория УКГ, используемая для химического анализа проб продукции, имеет свидетельство об аккредитации (РОСС RU.0001.512886), выданное Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии сроком до 27 ноября 2012 года. Лаборатория отвечает за анализ продукции в рамках своей аккредитации. Процедуры, нормы, сертификаты и стандарты лаборатории соответствуют национальным нормативным актам. Анализ природного газа и</p>

	<p>попутного нефтяного газа выполняется на газовых хроматографах согласно ГОСТ 23781-87.</p> <p>Для анализа химического состава в лаборатории предназначено следующее оборудование:</p> <ul style="list-style-type: none"> Газовый хроматограф модели Crystal 2000M с детектором теплопроводности ½ # 904 и Chrystal 2000M # 3591 (год выпуска - 2001 и 2003) <p>Требования, относящиеся к источнику данных:</p> <table border="1" data-bbox="459 622 1404 918"> <tr> <th>Требования, представленные в утвержденной версии Плана мониторинга (ПТД):</th> <th>Требования, представленные в примененной методологии МЧР:</th> </tr> <tr> <td>Пробы извлеченного газа еженедельно отбираются на выходе каждой ВКС для химического анализа в региональной лаборатории. Ежемесячный отчет стороннего лица о мониторинге</td> <td>Еженедельный химический анализ (например, газовая хроматография).</td> </tr> </table> <p>Установленное оборудование мониторинга соответствует требованиям ПТД и применяемой методологии МЧР.</p>	Требования, представленные в утвержденной версии Плана мониторинга (ПТД):	Требования, представленные в примененной методологии МЧР:	Пробы извлеченного газа еженедельно отбираются на выходе каждой ВКС для химического анализа в региональной лаборатории. Ежемесячный отчет стороннего лица о мониторинге	Еженедельный химический анализ (например, газовая хроматография).								
Требования, представленные в утвержденной версии Плана мониторинга (ПТД):	Требования, представленные в примененной методологии МЧР:												
Пробы извлеченного газа еженедельно отбираются на выходе каждой ВКС для химического анализа в региональной лаборатории. Ежемесячный отчет стороннего лица о мониторинге	Еженедельный химический анализ (например, газовая хроматография).												
<p>Процедуры монтажа и поверки смонтированного оборудования мониторинга, а также описание фактического выполнения этих процедур:</p>	<p>Лаборатория УКГ, которая используется для химического анализа проб продукции, имеет свидетельство об аккредитации, выданное Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии. Лабораторные процедуры, нормы, сертификации и стандарты соответствуют национальным нормативным актам. Химический анализ природного газа и попутного нефтяного газа методом газовой хроматографии выполняется по ГОСТ 23781-87.</p> <p>Поверка хроматографа выполняется раз в год, последняя поверка произведена 24 декабря 2010 года.</p> <p>Требования, относящиеся к монтажу и поверке оборудования мониторинга:</p> <table border="1" data-bbox="459 1440 1404 1668"> <tr> <th>Требования, представленные в утвержденной версии Плана мониторинга (ПТД):</th> <th>Требования, представленные в примененной методологии МЧР:</th> </tr> <tr> <td>Лабораторные процедуры, нормы, сертификации и стандарты соответствуют национальным нормативным актам.</td> <td>Данные должны замеряться при помощи точных и проверенных приборов.</td> </tr> </table> <p>Монтаж и поверка измерительного оборудования произведены согласно соответствующим требованиям.</p>	Требования, представленные в утвержденной версии Плана мониторинга (ПТД):	Требования, представленные в примененной методологии МЧР:	Лабораторные процедуры, нормы, сертификации и стандарты соответствуют национальным нормативным актам.	Данные должны замеряться при помощи точных и проверенных приборов.								
Требования, представленные в утвержденной версии Плана мониторинга (ПТД):	Требования, представленные в примененной методологии МЧР:												
Лабораторные процедуры, нормы, сертификации и стандарты соответствуют национальным нормативным актам.	Данные должны замеряться при помощи точных и проверенных приборов.												
<p>Регулярность замеров и агрегирование данных для целей отчетности:</p>	<table border="1" data-bbox="459 1832 1404 1980"> <tr> <th>Набор данных:</th> <th>Регулярность:</th> <th>Ответственный:</th> </tr> <tr> <td>Регулярность физических замеров:</td> <td>Еженедельно</td> <td>С.И. Алаева</td> </tr> <tr> <td>Данные, подаваемые для мониторинга ПСО:</td> <td>Еженедельно</td> <td>С.И. Алаева</td> </tr> <tr> <td>Требуемая ПТД регулярность:</td> <td>Еженедельно</td> <td>С.И. Алаева</td> </tr> </table>	Набор данных:	Регулярность:	Ответственный:	Регулярность физических замеров:	Еженедельно	С.И. Алаева	Данные, подаваемые для мониторинга ПСО:	Еженедельно	С.И. Алаева	Требуемая ПТД регулярность:	Еженедельно	С.И. Алаева
Набор данных:	Регулярность:	Ответственный:											
Регулярность физических замеров:	Еженедельно	С.И. Алаева											
Данные, подаваемые для мониторинга ПСО:	Еженедельно	С.И. Алаева											
Требуемая ПТД регулярность:	Еженедельно	С.И. Алаева											

<p>Относящиеся к конкретным параметрам процедуры контроля качества и обеспечения качества, а также источники данных, используемые для сверки отчетных значений:</p>	<p>Качество собранных данных первоначально обеспечивалось С.И. Алаевой. Затем процедуру обеспечения качества ежемесячного отчета с подробными данными мониторинга выполнял УКГ ПЕ СНГ, который провел все необходимые проверки на соответствие производственным и коммерческим данным. Компания Carbon Limits AS провела окончательный контроль качества отчетных данных. Ответственность за этот контроль в течение рассматриваемого Периода мониторинга возлагалась на Андерса Петерстада (<i>Anders Pederstad</i>), который делал упор на следующие моменты:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Контроль полноты отчетных данных в сопоставлении с записями о перебоях в эксплуатации на каждой из пяти ВКС; • Контроль отклонений по записям всех параметров мониторинга по сравнению с ожидаемыми естественными отклонениями физических характеристик. <p>Последний момент обеспечивается посредством сопоставления новых измерений с историческими данными для выявления резких изменений химического состава. При выявлении значительных еженедельных отклонений, от операторов поступала дополнительная информация. Полный комплект данных об измерениях химического состава, приведенный в Приложении 1, содержит все соответствующие данные и информацию, собранные в рамках QC/QA.</p> <p>Ответственный за окончательный QC/QA: Carbon Limits AS</p> <table border="1" data-bbox="448 1032 1434 1261"> <tr> <td data-bbox="448 1032 940 1133">Требования, представленные в утвержденной версии Плана мониторинга (ПТД):</td> <td data-bbox="940 1032 1434 1133">Требования, представленные в примененной методологии МЧР:</td> </tr> <tr> <td data-bbox="448 1133 940 1261">Данные должны быть сопоставимы с исторической информацией.</td> <td data-bbox="940 1133 1434 1261">Данные должны замеряться при помощи точных и проверенных приборов.</td> </tr> </table>	Требования, представленные в утвержденной версии Плана мониторинга (ПТД):	Требования, представленные в примененной методологии МЧР:	Данные должны быть сопоставимы с исторической информацией.	Данные должны замеряться при помощи точных и проверенных приборов.
Требования, представленные в утвержденной версии Плана мониторинга (ПТД):	Требования, представленные в примененной методологии МЧР:				
Данные должны быть сопоставимы с исторической информацией.	Данные должны замеряться при помощи точных и проверенных приборов.				
Точность измерений:	<p>Точность химического анализа природного газа и попутного нефтяного газа методом газовой хроматографии определяется по ГОСТ 23781-87.</p> <p>Описание точности измерений в ПТД: Средняя</p> <p>Точность измерений, требуемая в применяемой методологии ПСО: не указана</p>				

Параметр:	$W_{carbon, C'pre, i, y}$
Отчетная единица измерения:	кгС/м ³ . Содержание углерода указывается при стандартных условиях, определенных в соответствующих российских стандартах. Применяется государственный стандарт Российской Федерации (температура 20 градусов Цельсия).
Описание параметра (по ПТД):	Среднее содержание углерода в газе с ВКС 27 замеряется в пункте C _{газ} на Рисунке 4 в кгС/м ³ . Среднее содержание углерода применительно к ВКС 27 рассчитывается как среднее арифметическое значение за период 27 посредством встроенной в программу Excel функции “=AVG(dataset)” в отношении всех имеющихся еженедельных отчетных значений по содержанию углерода на ВКС 27 за период у
Смонтированное оборудование мониторинга:	Еженедельные пробы попутного газа отбираются на пяти ВКС лаборантами, а также инженерно-техническим персоналом, и анализируется в лаборатории УКГ.

Лаборатория УКГ, используемая для химического анализа проб продукции, имеет свидетельство об аккредитации (РОСС RU.0001.512886), выданное Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии на срок до 27 ноября 2012 года. Лаборатория отвечает за анализ продукции в рамках своей аккредитации.

Для анализа химического состава в лаборатории используется Газовый хроматограф Chrystal 5000;

Требования, относящиеся к источнику данных:

Требования, представленные в утвержденной версии Плана мониторинга (ПТД):	Требования, представленные в примененной методологии МЧР:
Пробы выпадающего конденсата отбираются еженедельно и с регулярной периодичностью анализируются в региональной лаборатории согласно различным ГОСТам.	Еженедельный химический анализ (например, газовая хроматография).

Установленное оборудование мониторинга соответствует требованиям ПТД и применяемой методологии МЧР. В предыдущий Период мониторинга анализ компонентного состава производился в лаборатории ОАО «НижневартовскНИПИнефть», но с 2010 году производится внутренней лабораторией УКГ.

Процедуры монтажа и поверки смонтированного оборудования мониторинга, а также описание фактического выполнения этих процедур:

Химический анализ нефти и конденсата методом газовой хроматографии в лаборатории УКГ производится в соответствии с сертификатом аккредитации выданным Федеральным Агентством по Техническому регулированию и метрологии. Процедуры, нормы, сертификаты и стандарты лаборатории соответствуют национальным требованиям.

Калибровка хроматографа осуществляется раз в год. Последняя калибровка по Периоду мониторинга происходила 22 октября 2010 года.

Газовая хроматография компонентного состава нефти и конденсата производится в соответствии с ГОСТ 13379-82 на инструментах в соответствии с ASTM D5134-92(MVI122-11-99)

Требования, относящиеся к монтажу и поверке оборудования мониторинга:

Требования, представленные в утвержденной версии Плана мониторинга (ПТД):	Требования, представленные в примененной методологии МЧР:
Анализ проводится с регулярной периодичностью в региональной лаборатории согласно различным ГОСТам. Лабораторные процедуры, нормы, сертификации и стандарты соответствуют национальным нормативным актам.	Данные должны замеряться при помощи точных и проверенных приборов.

Монтаж и поверка измерительного оборудования произведены согласно

	соответствующим требованиям.		
Регулярность замеров и агрегирование данных для целей отчетности:	Набор данных:	Регулярность:	Ответственный:
	Регулярность физических замеров:	Еженедельно	Алаева С.И.(Хисамов Р.Т)
	Данные, подаваемые для мониторинга ПСО:	Еженедельно	Алаева С.И.(Хисамов Р.Т)
	Требуемая ПТД регулярность:	Еженедельно	Алаева С.И.(Хисамов Р.Т)
Относящиеся к конкретным параметрам процедуры контроля качества и обеспечения качества, а также источники данных, используемые для сверки отчетных значений:	<p>Качество собранных данных в период с 01/01/2010 по 30/04/2010 обеспечивалось Р.Т.Хисамовым а с 01/05/2011 обеспечивалось С.И.Алаевой. Затем процедуру обеспечения качества ежемесячного отчета с подробными данными мониторинга выполнял директор УКГ ПЕ СНГ, который провел все необходимые проверки на соответствие производственным и коммерческим данным. Компания Carbon Limits AS провела окончательный контроль качества отчетных данных. Ответственность за этот контроль в течение рассматриваемого Периода мониторинга возлагалась на Андерса Петерстада (<i>Anders Pederstad</i>), который делал упор на следующие моменты:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Контроль полноты отчетных данных в сопоставлении с записями о перебоях в эксплуатации на каждой из пяти ВКС; • Контроль отклонений по записям всех параметров мониторинга по сравнению с ожидаемыми естественными отклонениями физических характеристик. <p>Последний момент обеспечивается посредством сопоставления новых измерений с историческими данными для выявления резких изменений химического состава. При выявлении значительных еженедельных отклонений, от операторов поступала дополнительная информация. Четыре измерения за текущий Период мониторинга были заменены в соответствии с процедурой замена недостающих данных описанной в ПТД (стр.58). Полный комплект данных об измерениях химического состава, приведенный в Приложении 1, содержит все соответствующие данные и информацию, собранные в рамках QC/QA.</p> <p>Ответственный за окончательный QC/QA: Carbon Limits AS</p>		
	Требования, представленные в утвержденной версии Плана мониторинга (ПТД):	Требования, представленные в примененной методологии МЧР:	
Особых требований нет.	Данные должны замеряться при помощи точных и проверенных приборов.		
Точность измерений:	<p>Точность химического анализа нефти и конденсата методом газовой хроматографии определяется по ГОСТ 13379-82 (инструментального анализа – по ASTM D5134-92 (MVI 122-11-99)).</p> <p>Описание точности измерений в ПТД: Средняя Точность измерений, требуемая в применяемой методологии ПСО: не указана</p>		

5.1.4 Параметры проектных выбросов

Параметр:	$EC_{PJ,i,y}$		
Отчетная единица измерения:	МВт-ч		
Описание параметра (по ПТД):	Потребление электроэнергии на ВКС 30 за период 30 (МВт-ч)		
Смонтированное оборудование мониторинга:	<p>Электросчетчики. Показания электросчетчиков регистрируются, а соответствующие данные за каждый месяц передаются Главному энергетнику.</p> <p>Требования, относящиеся к источнику данных:</p>		
	Требования, представленные в утвержденной версии Плана мониторинга (ПТД):	Требования, представленные в примененной методологии МЧР:	
	Электросчетчики (самопишущие). Этот параметр будет подвергаться постоянному мониторингу и регистрации в рамках обычной деятельности.	Не указаны.	
Процедуры монтажа и поверки смонтированного оборудования мониторинга, а также описание фактического выполнения этих процедур:	<p>Согласно техническим условиям, периодичность поверки электрических счетчиков составляет 6 лет. Техническое обслуживание осуществляется согласно инструкциям завода-изготовителя.</p> <p>Детальная информация по калибровке и по техобслуживанию были представлены</p> <p>Требования, относящиеся к монтажу и поверке оборудования мониторинга:</p>		
	Требования, представленные в утвержденной версии Плана мониторинга (ПТД):	Требования, представленные в примененной методологии МЧР:	
	Поверка и техническое обслуживание осуществляется согласно национальным нормам и нормам завода-изготовителя.	Не указаны.	
Регулярность замеров и агрегирование данных для целей отчетности:	Набор данных:	Регулярность:	Ответственный:
	Регулярность физических замеров:	Постоянно	В.В. Хабаров
	Данные, подаваемые для мониторинга ПСО:	Ежемесячно	В.В. Хабаров
	Требуемая ПТД регулярность:	Ежемесячно	В.В. Хабаров
Относящиеся к конкретным параметрам процедуры контроля качества и обеспечения качества, а также	<p>Потребление электроэнергии сверяется с квитанциями о закупке электричества. Сводные счета за потребленную электроэнергию формируются на основе показаний электросчетчиков, установленных на объектах УКГ.</p> <p>Ответственный за окончательный QC/QA: В.В. Хабаров</p>		

источники данных, используемые для сверки отчетных значений:	Требования, представленные в утвержденной версии Плана мониторинга (ПТД):	Требования, представленные в примененной методологии МЧР:
	Сверка с квитанциями о покупке электроэнергии по СНГ.	Не указаны.
Точность измерений:	<p>Согласно техническим условиям на электросчетчики, точность измерения этого параметра составляет 0,5%.</p> <p>Описание точности измерений в ПТД: Низкая (+/- 0,25%)</p> <p>Точность измерений, требуемая в применяемой методологии МЧР: Не указано.</p>	

Параметр:	$EF_{grid,y}$		
Отчетная единица измерения:	тCO ₂ e/МВт-ч		
Описание параметра (по ПТД):	Коэффициент выбросов по региональной сети.		
Смонтированное оборудование мониторинга:	Оборудование не установлено. Требуемые для расчета данные получены из внешних источников.		
Процедуры монтажа и поверки смонтированного оборудования мониторинга, а также описание фактического выполнения этих процедур:	Неприменимо.		
Регулярность замеров и агрегирование данных для целей отчетности:	Набор данных:	Регулярность:	Ответственный:
	Регулярность физических замеров:	Неприменимо	Неприменимо
	Данные, подаваемые для мониторинга ПСО:	Неприменимо	Неприменимо
	Требуемая ПТД регулярность:	Один раз за Период мониторинга y	Carbon Limits AS
Относящиеся к конкретным параметрам процедуры контроля качества и обеспечения качества, а также источники данных, используемые для сверки отчетных значений:	Мониторинг, а также контроль обеспечения качества производится посредством выявления заслуживающего доверия источника актуальной информации о потерях на передачу и распределение в российских электросетях (в отношении данного Периода мониторинга применена статистика ЕБРР – «Развитие электрических углеродных эмиссионных факторов в России» (2010) Таблица 5.1).		
Точность	В течение рассматриваемого Периода мониторинга данный параметр не		

измерений: измерялся, поскольку выбран вариант "по умолчанию".

Параметр:	TDL_y		
Отчетная единица измерения:	Отсутствует (%)		
Описание параметра (по ПТД):	Потери электросети на передачу и распределение		
Смонтированное оборудование мониторинга:	Оборудование мониторинга не установлено.		
	Требования, относящиеся к источнику данных:		
	Требования, представленные в утвержденной версии Плана мониторинга (ПТД):	Требования, представленные в примененной методологии МЧР:	
	Мониторинг этого значения должен производиться за каждый период у согласно целевым указаниям, приведенным в последней редакции "Инструментария для расчета базовых и проектных выбросов и/или утечек в связи с потреблением электроэнергии".	Применительно к выбранному варианту (т.е. А2) из "Инструментария для расчета базовых и проектных выбросов и/или утечек в связи с потреблением электроэнергии (версия 01)", следует выбрать одну из следующих альтернатив:	
		<ul style="list-style-type: none"> Использование недавних, точных и надежных данных, имеющихся в принимающей стране; Использование "по умолчанию" значения в 20% по проекту или источников утечки при энергопотреблении; 	
	Подход к мониторингу применяется согласно ПТД, что, как установлено, соответствует требованиям методологии МЧР.		
Процедуры монтажа и поверки смонтированного оборудования мониторинга, а также описание фактического выполнения этих процедур:	Неприменимо к данному параметру.		
Регулярность замеров и агрегирование данных для целей отчетности:	Набор данных:	Регулярность:	Ответственный:
	Регулярность физических замеров:	Неприменимо	Неприменимо
	Данные, подаваемые для мониторинга ПСО:	Неприменимо	Неприменимо
	Требуемая ПТД регулярность:	Один раз за Период мониторинга у	Carbon Limits AS

<p>Относящиеся к конкретным параметрам процедуры контроля качества и обеспечения качества, а также источники данных, используемые для сверки отчетных значений:</p>	<p>Мониторинг, а также контроль обеспечения качества производятся посредством выявления заслуживающего доверия источника актуальной информации о потерях на передачу и распределение в российских электросетях (в отношении данного Периода мониторинга применена статистика ЕБРР – «Развитие электрических углеродных эмиссионных факторов в России» (2010) Таблица 5.1 и 5.2.</p> <p>Ответственный за QC/QA: Андерс Петерстад (<i>Anders Pederstad</i>), Carbon Limits AS</p> <table border="1" data-bbox="464 555 1415 981"> <thead> <tr> <th data-bbox="464 555 938 656">Требования, представленные в утвержденной версии Плана мониторинга (ПТД):</th> <th data-bbox="938 555 1415 656">Требования, представленные в примененной методологии МЧР:</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="464 656 938 947">Значения следует определять ежегодно, например, с использованием международной статистики МЭА по Российской Федерации за соответствующий год. При отсутствии данных за соответствующий год следует использовать самые последние цифры не более чем пятилетней давности.</td> <td data-bbox="938 656 1415 947">Прямо не указано. Однако там указано, что технические потери на распределение <u>не должны</u> включать других видов сетевых потерь (например, коммерческие потери/хищения).</td> </tr> </tbody> </table> <p>Использованный источник данных соответствует ПТД и требуемой методике.</p>	Требования, представленные в утвержденной версии Плана мониторинга (ПТД):	Требования, представленные в примененной методологии МЧР:	Значения следует определять ежегодно, например, с использованием международной статистики МЭА по Российской Федерации за соответствующий год. При отсутствии данных за соответствующий год следует использовать самые последние цифры не более чем пятилетней давности.	Прямо не указано. Однако там указано, что технические потери на распределение <u>не должны</u> включать других видов сетевых потерь (например, коммерческие потери/хищения).
Требования, представленные в утвержденной версии Плана мониторинга (ПТД):	Требования, представленные в примененной методологии МЧР:				
Значения следует определять ежегодно, например, с использованием международной статистики МЭА по Российской Федерации за соответствующий год. При отсутствии данных за соответствующий год следует использовать самые последние цифры не более чем пятилетней давности.	Прямо не указано. Однако там указано, что технические потери на распределение <u>не должны</u> включать других видов сетевых потерь (например, коммерческие потери/хищения).				
<p>Точность измерений:</p>	<p>Точность измерения данного параметра неизвестна.</p> <p>Описание точности измерений в ПТД: Средняя Точность измерений, требуемая в применяемой методологии ПСО: Не указано.</p>				

5.1.5 Параметры выбросов в связи с утечками

Все измеряемые параметры, которые использовались для расчета выбросов в связи с утечками, приводятся выше в Пунктах 5.1.3 и 5.1.4, поскольку они также используются для определения базового уровня выбросов и/или проектных выбросов.

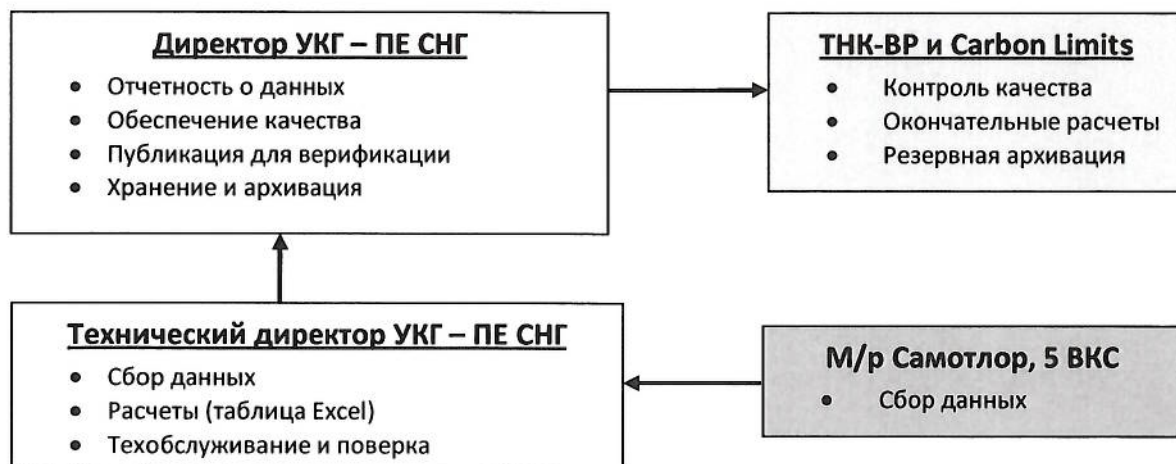
5.2 Система управления, общие процедуры мониторинга и обязанности

5.2.1 Общее управление проектом

Управление проектом "Сбор газа на Самотлорском месторождении" осуществляет ОАО "Самотлорнефтегаз" – стопроцентное дочернее предприятие ТНК-ВР, которое эксплуатирует Самотлорское нефтяное месторождение. Контактные реквизиты ОАО "Самотлорнефтегаз" приводятся в Приложении 1 к ПТД.

5.2.2 Обязанности и внутренние меры управленческого контроля в связи с ПСО

Общая управленческая структура мониторинга и отчетности по ПСО представлена ниже:



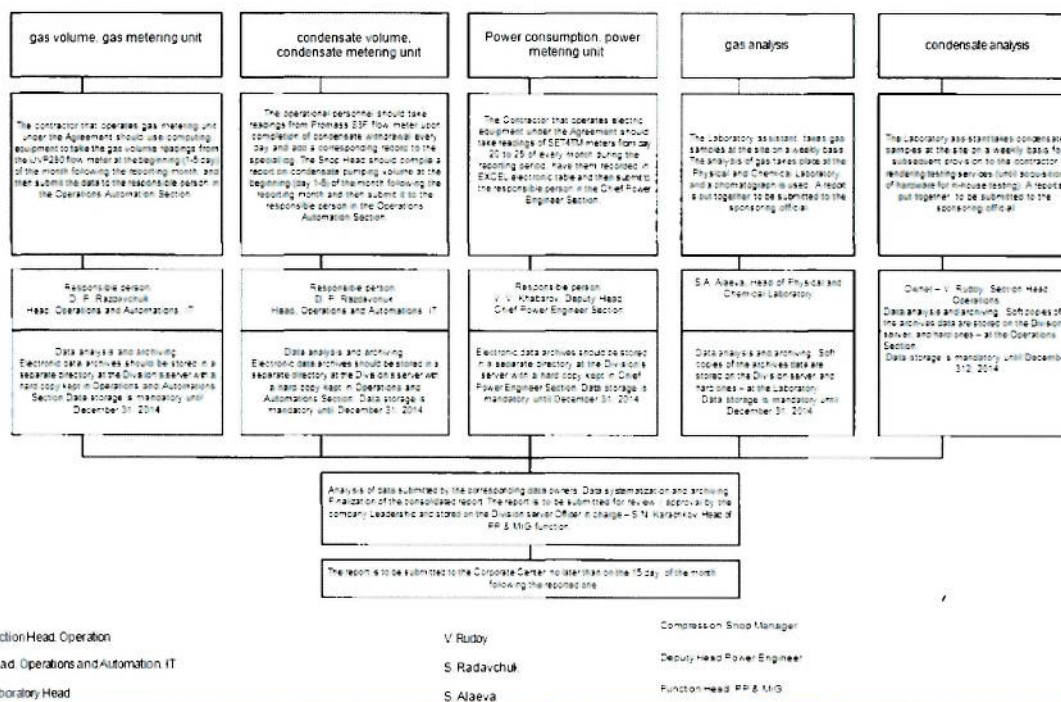
Как видно на диаграмме выше, ответственность по ПСО была разделена между УКГ (ТНК-ВР) и Carbon Limits AS. Обе компании разработали собственные внутренние процедуры имплементации Плана Мониторинга ПСО «Сбор газа на Самотлорском месторождении».

Как часть имплементации Плана по Мониторингу ПСО, процедуры сбора, передачи и хранения данных переданы в ответственность УКГ приказом №127 от 03/04/2009 (далее Приказ) и далее описан в документе «Структура сбора данных ПСО «Сбор газа на Самотлорском месторождении» (далее Структура ответственности) одобренная Директором УКГ 03/04/2009. Версия Приказа представлена ниже, и копия Структуры ответственности была представлена АНО во время Верификации:

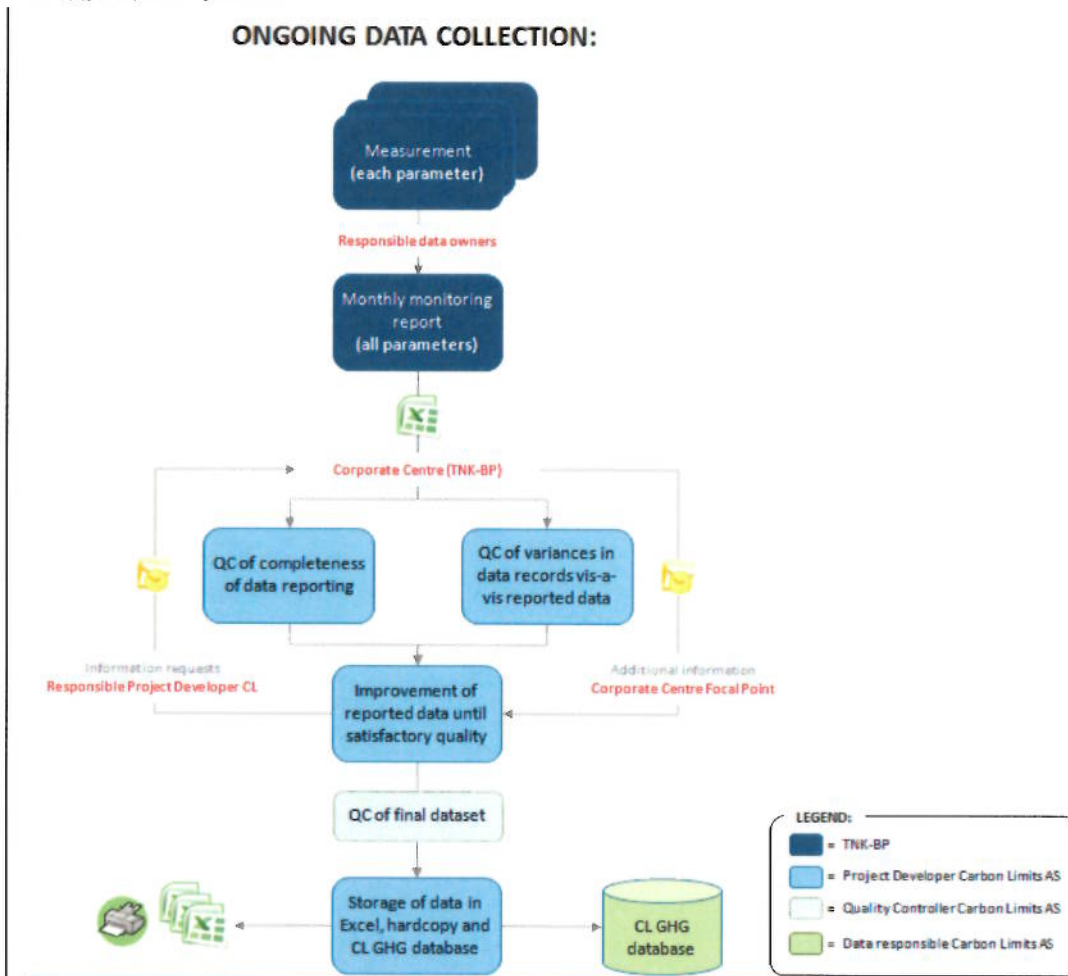
APPROVED:
/signed/
V. N. Pedorchik,
Chief Engineer, UKG
April 3, 2009

Structure for data collection on the Joint Implementation Project Gas gathering at the Samotlor field

APPROVED:
/signed/
A. V. Zharsky
Director, UKG
April 3, 2009



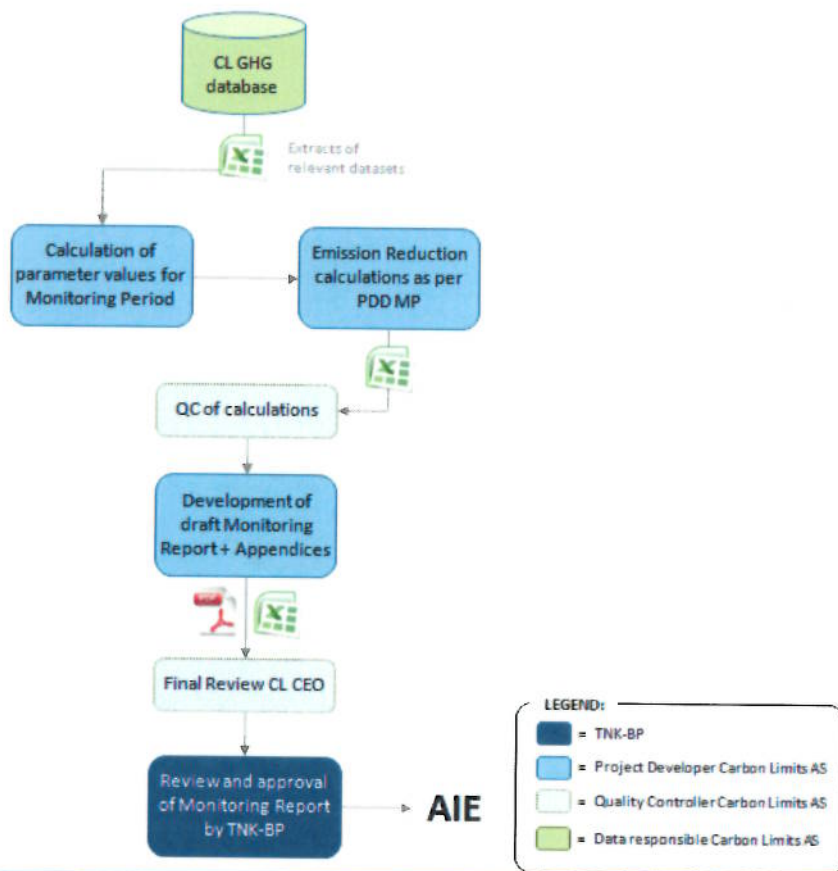
Carbon Limits AS разработала внутренние процедуры для i) постоянного сбора данных и ii) периодической верификации. Ответственность за постоянный сбор данных и финальный контроль качества делится следующим образом:



Во время данного Периода Мониторинга, ответственным Проектным Разработчиком от Carbon Limits AS выступал Андерс Педерстад (Разработчик проекта МЧР/ПСО). Франсуа Саммюот исполняла роль Контроллера Качества окончательно собранных данных перед архивацией данных в офисе Carbon Limits AS в Осло и вводом данных в базу данных Выбросов.

Процедура разработки периодического Отчета о Мониторинге и подготовка к Верификации приведена ниже:

PERIODIC VERIFICATION:



Разработка данного Отчета о Мониторинге была ответственностью Андерса Педерстада (Разработчик проекта МЧР/ПСО). Франсуа Саммут (Старший Разработчик проекта МЧР/ПСО) отвечала за контроль качества детерминационных параметров Отчета о Мониторинге) касательно суммирования и осреднения а также расчетов Проектной документации и Методологии AM0009 вер. 03,2. Торлейф Хаугланд (Главный управляющий директор) отвечал за финальную проверку Отчета о Мониторинге перед тем как он был выслан на согласование ТНК-ВР.

5.2.3 Процедуры мониторинга данных

В отношении параметров, перечисленных в Пункте 5.1, применяются следующие процедуры мониторинга данных:

Параметр:	Процедуры мониторинга данных:
$EC_{PJ,y}$	Инженерно-технический персонал ООО "Нижневартовскэнерго" снимает ежемесячные показания счетчиков и данные о потреблении электроэнергии на пяти ВКС и передает их ответственному инженерно-техническому специалисту УКГ.
$EF_{grid,y}$	Значение "по умолчанию" применяется согласно "Инструментарю для расчета базовых и проектных выбросов и/или утечек в связи с потреблением электроэнергии (версия 01)".
TDL_y	Годовое значение принято из внешнего источника информации

$V_{C_{gas},i,y}$	Ежедневные данные снимаются на 5 ВКС инженерно-техническим персоналом ООО "Уралмонтажавтоматика-Сервис" и передаются соответствующему инженерно-техническому специалисту УКГ.
$V_{C_{pre},i,y}$	Ежедневная прокачка конденсата на объектах заносится персоналом ВКС в отдельный журнал. Инженерно-технический персонал цеха готовит ежемесячный сводный отчет с указанием ежедневной прокачки конденсата на ВКС, который передается соответствующему инженерно-техническому специалисту УКГ.
$W_{carbon,C_{gas},i,y}$	Лаборанты и инженерно-технический персонал еженедельно отбирают пробы попутного газа на пяти ВКС. Химический анализ природного газа и попутного нефтяного газа проводится в лаборатории УКГ методом газовой хроматографии согласно ГОСТ 23781-87.
$W_{carbon,C_{pre},i,y}$	Отбор проб выпадающего конденсата на пяти ВКС проводится еженедельно лаборантами, а также инженерно-техническим персоналом. Химический анализ нефти и конденсата проводится в лаборатории ОАО "НижневартовскНИПИнефть" методом газовой хроматографии согласно ГОСТ 13379-82, инструментальный анализ - согласно MVI 122-11-99.

Перебои при эксплуатации также регистрируются и указываются в отчетах в рамках мониторинга ПСО с целью объяснить отклонения в значениях параметров мониторинга (что используется для контроля качества применительно к собранным данным). За учет перебоев эксплуатации отвечает руководитель центрального диспетчерского управления г-н В.П. Дедеркин, который хранит записи в центральном диспетчерском управлении для целей верификации в электронной форме.

Операторы ВКС отвечают за сбор данных о расходе/массе/потреблении и за отбор необходимых проб продукции для анализа на химический состав. В зависимости от вида данных, следующие сотрудники отвечают за начальное обеспечение качества в плане данных мониторинга:

Параметр:	Ответственный за начальное обеспечение качества:
$EC_{PJ,i,y}$	В.В. Хабаров
$EF_{grid,y}$	Carbon Limits AS (Андерс Петерстад (<i>Anders Pederstad</i>))
TDL_y	Carbon Limits AS (Андерс Петерстад (<i>Anders Pederstad</i>))
$V_{C_{gas},i,y}$	Начальник производственного управления Д.П. Радавчук
$V_{C_{pre},i,y}$	Р.Т. Хисамов
$W_{carbon,C_{gas},i,y}$	Заведующая физико-химической лабораторией С.И. Алаева
$W_{carbon,C_{pre},i,y}$	Начальник производственного управления С.И. Алаева

5.2.4 Порядок передачи и хранения данных

Технический отдел УКГ в составе производственной единицы (ПЕ) СНГ обеспечивает сбор данных с пяти ВКС согласно требованиям (см. описание в Пунктах 5.2.2 и 5.2.3). Все собранные данные проходят начальную процедуру обеспечения качества силами ответственных лиц, указанных в Пункте 5.2.3. Общую ответственность за мониторинг СПО несет директор УКГ ПЕ СНГ.

Ежемесячный отчет с указанием значения всех соответствующих параметров, с разъяснением перебоев в эксплуатации и с информацией о техническом обслуживании и поверке готовится к 10 числу каждого последующего месяца. Ежемесячные отчеты используются в целях QA, который включает все необходимые проверки на соответствие производственным и коммерческим данным к 15 числу каждого последующего месяца. Ежемесячные расчеты согласовываются с руководством компании и хранятся в

на Сервере отдела ответственным лицом, которым является С.Н.Карачков (Начальник отдела Перспективного Планирования).

После первоначального контроля качества директор УКГ ПЕ СНГ направляет каждый ежемесячный отчет в московскую штаб-квартиру ТНК-ВР, которая обеспечивает передачу отчета фирме Carbon Limits AS в городе Осло (Норвегия) для окончательного контроля качества и архивации.

После окончательного контроля качества силами Carbon Limits AS, запросы об информации и запросы на проведение корректирующих мероприятий отсылаются назад в обратном порядке с целью обеспечить соблюдение требований к мониторингу ПСО. Данный процесс повторяется настолько часто, насколько это необходимо для обеспечения надлежащего качества данных и процедур. Когда набор данных за конкретный месяц сочтен окончательным, все соответствующие данные вносятся в электронную базу данных по выбросам ПГ, которая ведется силами Carbon Limits. Соответствующие выписки из этой базы данных приводятся в приложениях 1 и 2 к настоящему Отчету о мониторинге.

За рассматриваемый Период мониторинга компания Carbon Limits AS получала ежемесячные отчеты о мониторинге для окончательного контроля качества в следующие даты:

январь:	18/02/2010
февраль:	12/03/2010
март:	16/04/2010
апрель:	26/05/2010
май:	15/06/2010
июнь:	06/09/2010 (изменен в связи с ошибками ПО)
июль:	18/08/2010
август:	15/09/2010
сентябрь:	22/10/2010
октябрь:	30/11/2010
ноябрь:	15/12/2010
декабрь:	17/01/2010

Приведенные в настоящем отчете информация и комплект данных представляют собой корректные данные для использования при расчете чистого сокращения выбросов по итогам корректирующих мероприятий и сбора дополнительной информации. В АНО для верификации представлено 9 месячных отчетов, собранных до окончательного контроля качества (все на русском языке).

Все данные мониторинга, указанные в ежемесячных отчетах о мониторинге, хранятся в электронном виде и в распечатке (на бумаге) в офисе Carbon Limits AS в Осло согласно предусмотренному в ПТД Плану мониторинга, где предусмотрено хранение документации до истечения 2 лет по окончании зачетного периода.

Собранные первичные данные также хранятся в следующих местах, где документация также будет храниться до истечения 2 лет по окончании периода зачета:

Параметр:	Формат:	Место хранения первичных данных:	Ответственный за хранение:
ЕС _{PLU}	Электронный, бумажный	Управление главного энергетика	В.В. Хабаров

$EF_{grid,y}$	Неприменимо	Carbon Limits AS, Осло	Андерс Петерстад (Anders Pederstad)
TDL_y	Электронный, бумажный	Carbon Limits AS, Осло	Андерс Петерстад (Anders Pederstad)
$V_{Cgas,i,y}$	Электронный, бумажный	Управление промышленной автоматике	Д.П. Радавчук
$V_{Cpre,i,y}$	Электронный, бумажный	ЦКГ-2	Р.Т. Хисамов
$W_{carbon,Cgas,i,y}$	Электронный, бумажный	Физико-химическая лаборатория	С.И. Алаева
$W_{carbon,Cpre,i,y}$	Электронный, бумажный	Производственное управление	С.И. Алаева

5.2.5 Процедуры для предотвращения и выявления ошибок и упущений в отчетных данных

Качество собранных данных первоначально обеспечивается ответственными лицами, указанными применительно к каждому параметру в Пункте 5.2.3. Затем процедуру обеспечения качества ежемесячного отчета с подробными данными мониторинга выполняет директор УКГ ПЕ СНГ, который проводит все необходимые проверки на соответствие производственным и коммерческим данным. Компания Carbon Limits AS проводит окончательный контроль качества отчетных данных. Ответственность за этот контроль в течение рассматриваемого Периода мониторинга возлагалась на Андерса Петерстада (Anders Pederstad), который делал упор на следующие моменты:

- Контроль полноты отчетных данных в сопоставлении с записями о перебоях в эксплуатации на каждой из пяти ВКС и наличием лаборантов, инженеров, оборудования мониторинга
- Контроль отклонений по записям всех параметров мониторинга по сравнению с ожидаемыми естественными отклонениями физических характеристик
- Сбор дополнительной информации при наличии (i) пробелов в данных либо (ii) неожиданных/резких изменений отчетных данных, которые не разъяснены надлежащим образом в ежемесячных отчетах о мониторинге (данная процедура повторяется до получения удовлетворительного ответа)

5.2.6 Процедура обработки ошибок и упущений, включая отсутствие данных

В ПТД содержатся процедуры по обработке ошибок и упущений, включая отсутствие данных:

“В случае отсутствующих или ошибочных суточных данных по расходу газа и конденсата, которые являются предметом постоянного мониторинга, если это вызывается проблемами с замерным(ими) устройством(ами), можно использовать среднее значение за последние семь дней, если отклонение в выборке не превышает порогового уровня в 10%. Если расход газа не проявляет устойчивой картины, то в порядке консервативного подхода следует использовать день с наименьшим зарегистрированным расходом за последние 30 дней, по которым имеются надежные данные. Во всех случаях, когда отсутствующие данные заменяются данными тренда или минимальными консервативными значениями, требуется продемонстрировать, что проблемы с замерным(ими) устройством(ами) не повлияли на физический расход.

При отсутствии данных, для еженедельного мониторинга содержания углерода в извлеченном газе и конденсате можно использовать средние значения за четыре последних недели, по которым имеются надежные данные, если отклонение данного образца не превышает порогового уровня в 10%. Если состав нестабилен, то вместо отсутствующих еженедельных данных в качестве консервативного подхода следует использовать наименьшее содержание углерода, замеренное за восемь последних недель, по которым имеются надежные

замеры. В отчете о мониторинге следует обратить особое внимание на отсутствующие данные и включить туда обоснование отсутствия данных во всех случаях, когда в соответствии с описанной выше процедурой производится подстановка отсутствующих данных в записях."

За рассматриваемый Период мониторинга наблюдались следующие пробелы в данных.

Инцидент 1:

На ВКС-5 были проблемы с обеспечением электроэнергии счетчиков 13 и 14 января (часть дней). Данные по дням когда устройства работали использованы для показа восстановления после сбоя на 24 часа (консервативный метод)

Инцидент 2:

На ВКС-26 были проблемы с счетчиками учета газа с 13 января 2010 по 5 февраля 2010 в связи со сбоем оборудования (диафрагма). Недостающие данные были заменены в соответствии с консервативной процедурой (ПТД стр.58) используя минимальное значение за предыдущие 30 дней (21 Декабря 2009 23212м3/день)

Инцидент 3:

На ВКС-28 отсутствовали данные по газу с 29 марта по 5 апреля 2010 в связи с отчисткой датчика давления в счетчике. Недостающие данные были заменены в соответствии с консервативной процедурой (ПТД стр.58) используя среднее взвешенное значение за предыдущие 7 дней (22 марта - 28 марта, средний поток 24085 м3/день).

Так как средние значения применяются ко всем параметрам, связанным с углеродным содержанием газа и конденсата, традиционно считалось, что лучше игнорировать недостающие данные для композиционного анализа и основывать средние величины углеродного содержания каждого параметра на фактических замерах. Для текущего Периода мониторинга недостающих данных мало и они относятся только к отсутствию газового потока/производства на дни замеров продукции.

После утверждения первичного и первого отчета о верификации 07/04/2010 ВВС (АНО), в ответ на ЗППМ 01 (FAR 01)(см. 5.3) в Августе 2010 года была разработана инструкция на случай нештатных ситуаций по мониторингу проекта совместного осуществления. После утверждения инструкции не приходилось ее применять для устранения ошибок в процессе мониторинга. Нужно учесть что инциденты 1-3 указанные выше произошли до принятия инструкции и были соответственно отмечены в Приложении 2 (Значения параметров по извлеченным объемам газа и конденсата).

5.2.7 Процедуры расчетов

По окончании каждого Периода мониторинга, значения отчетных параметров за рассматриваемый Период мониторинга применялись для расчета суммарного/среднего значения параметров, которые используются для дальнейших расчетов базового уровня выбросов, выбросов по проекту, выбросов в связи с утечками и сокращения выбросов.

Расчет значений параметров за данный Период мониторинга подробно изложен в Приложениях 1 и 2 к настоящему Отчету о мониторинге. Результаты сводятся в Главе 6. Исходя из приведенных в Главе 7 значений параметров, в Главе 7 выполняются и приводятся подробные расчеты в соответствии с приведенными в ПТД Уравнениями.

За все расчеты, приведенные в настоящем Отчете о мониторинге, отвечает компания Carbon Limits AS, исходя из исходной отчетной и прошедшей контроль качества информации со стороны ТНК-ВР.

Следует отметить, что УКГ (ПЕ СНГ) отвечает за расчет значений параметров, полученных при анализе химического состава извлеченной продукции, а также за расчет достигнутых за месяц примерных месячных сокращений выбросов в рамках ежемесячной отчетности в форме заполненных таблиц Excel. Поскольку многие значения параметров определяются как средние, суммарные или установленные значения за рассматриваемый Период мониторинга, точные расчеты были выполнены по окончании Периода мониторинга силами Carbon Limits AS. В Отчете о мониторинге содержатся результаты точных и окончательных расчетов, проведенных силами Carbon Limits.

5.3 Ответ на поданные в ходе валидации ЗППМ

Один ЗППМ был подан со стороны АНО, выносившего определение по проекту "Сбор газа на Самотлоре":

ЗППМ 1: При начальной верификации следует проверить силами АНО, имеются ли в наличии ПМ с соответствующими техническими реквизитами, а также счетчики и процедуры, выполнить установленные требования и соблюдать их, как это предписано ПСО.

Участники Проекта разработали процедуры и приняли меры в обеспечение того, чтобы мониторинг, обеспечение/контроль качества и отчетность производились в соответствии с требованиями СПО. В настоящем Отчете о мониторинге содержится подробная информация с описанием, как это было выполнено.

Один ЗППМ был подан со стороны АНО, проводившего первичную и первую верификацию проекта:

ЗППМ 1: Просим разработать инструкцию для получения данных в случае нештатных ситуаций по мониторингу.

Инструкция была разработана и утверждена (см. Приложение 6).

5.4 Внутренние аудиты и подготовка применительно к конкретному ПСО

До начала зачетного периода соответствующий персонал прошел обучение и был обеспечен надзором в связи с выполнением Плана мониторинга ПСО. Конкретные шаблоны отчетности были разработаны силами Carbon Limits AS и переведены на русский язык для использования операторами. Анна Никитова в штаб-квартире ТНК-ВР отвечает за подготовку всего персонала, участвующего в мониторинге ПСО.

За рассматриваемый Период мониторинга внутренних аудитов не проводилось.

6. Отчетные значения, используемые при расчете СВ

В настоящей Главе приводится сводная подборка отчетных значений параметров, которые использовались при расчете СВ.

6.1 Отчетные значения параметров мониторинга за Период мониторинга

Параметры мониторинга:	Значение по данным мониторинга:	Полнота данных:
$EC_{PJ,VCS-28,y}$	2.011 МВт-ч	в отчетах указано 12 месячных значений
$EC_{PJ,VCS-39,y}$	2.215 МВт-ч	в отчетах указано 12 месячных значений
$EC_{PJ,VCS-Mykhpay,y}$	2.373 МВт-ч	в отчетах указано 12 месячных значений
$EC_{PJ,VCS-26,y}$	2.390 МВт-ч	в отчетах указано 12 месячных значений
$EC_{PJ,VCS-5,y}$	2.516 МВт-ч	в отчетах указано 12 месячных значений
$EF_{grid,y} * 1 + TDL_y$	0,638 тCO _{2e} / МВт-ч	ЕБРР
$V_{Cgas,VCS-28,y}$	6,092,838 м ³	в отчетах указано 365 суточных значений
$V_{Cgas,VCS-39,y}$	10,946,500 м ³	в отчетах указано 365 суточных значений
$V_{Cgas,VCS-Mykhpay,y}$	19,721,631 м ³	в отчетах указано 365 суточных значений
$V_{Cgas,VCS-26,y}$	11,666,763 м ³	в отчетах указано 365 суточных значений
$V_{Cgas,VCS-5,y}$	10,382,124 м ³	в отчетах указано 365 суточных значений
$V_{Cpre,VCS-28,y}$	11,833 м ³	в отчетах указано 365 суточных значений
$V_{Cpre,VCS-39,y}$	547 м ³	в отчетах указано 365 суточных значений
$V_{Cpre,VCS-Mykhpay,y}$	671 м ³	в отчетах указано 365 суточных значений
$V_{Cpre,VCS-26,y}$	8,061 м ³	в отчетах указано 365 суточных значений
$V_{Cpre,VCS-5,y}$	988 м ³	в отчетах указано 365 суточных значений
$W_{carbon,Cgas,VCS-28,y}$	0,9851 кгС/м ³	в отчетах указано 47 недельные пробы
$W_{carbon,Cgas,VCS-39,y}$	0,6438 кгС/м ³	в отчетах указано 47 недельные пробы
$W_{carbon,Cgas,VCS-Mykhpay,y}$	0,7804 кгС/м ³	в отчетах указано 47 недельные пробы
$W_{carbon,Cgas,VCS-26,y}$	0,7925 кгС/м ³	в отчетах указано 47 недельных проб
$W_{carbon,Cgas,VCS-5,y}$	0,6468 кгС/м ³	в отчетах указано 47 недельных проб
$W_{carbon,Cpre,VCS-28,y}$	541,8872 кгС/м ³	в отчетах указано 46 недельных проб

$W_{carbon,Cpre,VCS-39,y}$	578,1897 кгС/м ³	в отчетах указано 42 недельные пробы
$W_{carbon,Cpre,VCS-Mykhpay,y}$	569.8583 кгС/м ³	в отчетах указано 34 недельные пробы
$W_{carbon,Cpre,VCS-26,y}$	563.7081 кгС/м ³	в отчетах указано 36 недельных проб
$W_{carbon,Cpre,VCS-5,y}$	582.5847 кгС/м ³	в отчетах указано 22 недельные пробы

Подробные таблицы с указанными в отчетах данными мониторинга в разбивке и по каждому параметру приводятся в Приложениях 1 и 2 к настоящему Отчету о мониторинге.

6.2 Коэффициенты выбросов, установленные МГЭИК значения "по умолчанию" и иные справочные значения

В отношении параметров, указанных в пункте D.1 ПТД, применялись следующие фиксированные значения:

Параметр с фиксированным значением:	Примененное значение:	Источник данных:
$EI_{GPP,y}$	274,1 кВт/тыс. м ³	ПТД

6.3 Особые (аварийные) события за данный отчетный период

Все отмеченные события, повлиявшие на показатели ПСО, особо указаны в Пункте 4.2.

6.4 Отклонение от Плана Мониторинга для детерминации отчетных данных

Не выявлено отклонений от Плана Мониторинга для детерминации отчетных данных.

7. Расчеты

В настоящей Главе содержится описание формул, использовавшихся при расчете базового уровня выбросов, выбросов по проекту, выбросов в связи с утечками и сокращения выбросов, а также описание исходных допущений в основе этих расчетов, результаты фактических расчетов за рассматриваемый период мониторинга, оценка неопределенности применительно к расчетным сокращениям выбросов, равно как и сопоставление фактически заявленных сокращений выбросов с представленными в ПТД оценками сокращения выбросов.

7.1 Применяемые формулы и методы

Ниже приводятся формулы и методы, использовавшиеся при расчетах сокращения выбросов, достигнутого за рассматриваемый Период мониторинга. Они взяты из последнего утвержденного варианта Плана мониторинга деятельности по ПСО.

7.1.1 Формулы, используемые для расчета базового уровня выбросов

Базовые уровни выбросов рассчитываются в соответствии с Уравнением 1 из Пункта D.1.1.4 ПТД:

$$(1) \quad BE_y = \frac{44}{12} \cdot \frac{1}{1000} \cdot \sum_i (V_{C_{gas},i,y} \cdot w_{carbon,C_{gas},i,y} + V_{C_{pre},i,y} \cdot w_{carbon,C_{pre},i,y})$$

Где:

BE_y	Базовый уровень выбросов за период y , в тCO ₂
$V_{C_{gas},i,y}$	Объем газа, поступающий в газопровод из ВКС i , по данным замера в точке $C_{газ}$ на Рисунке 4 за период y , в м ³
$V_{C_{pre},i,y}$	Объем конденсата, поступающий в нефтепровод, по данным замера на выходе из ВКС i в точке $C_{конд}$ на Рисунке 4 за период y , в м ³
$w_{carbon,C_{gas},i,y}$	Среднее содержание углерода в газе с ВКС i , по данным замера в точке $C_{газ}$ на Рисунке 4, в кгС/м ³
$w_{carbon,C_{pre},i,y}$	Среднее содержание углерода в конденсате с ВКС i , по данным замера в точке $C_{конд}$ на Рисунке 4, в кгС/м ³

7.1.2 Формулы, используемые для расчета выбросов по проекту

Для расчета выбросов по проекту использовалась формула, приведенная в Пункте D.1.1.2 ПТД:

$$(2) \quad PE_y = PE_{CH_4,gas,y} + PE_{CO_2,fossilfuel s,y} + PE_{CO_2,elec,y}$$

Где:

PE_y	Проектные выбросы за период y , в тCO _{2e}
$PE_{CH_4,gas,y}$	В связи с разъясненными в Разделе В.1 ПТД характеристиками проекта, данный параметр имеет нулевое значение (0) на всем протяжении зачетного периода
$PE_{CO_2,fossilfuel s,y}$	В связи с разъясненными в Разделе В.1 ПТД характеристиками проекта, данный параметр имеет нулевое значение (0) на всем протяжении зачетного периода
$PE_{CO_2,elec,y}$	Выбросы CO ₂ в связи с использованием электроэнергии на цели сбора, транспортировки и подготовки ПНГ за период y , в тCO _{2e}

Выбросы CO₂ от потребления электроэнергии:

Оборудование, смонтированное для деятельности по проекту (т.е. ВКС), снабжается электроэнергией, покупаемой у региональных электросетей. Электроэнергия отбирается из ханты-мансийской региональной электросети, а соответствующие выбросы учитываются в качестве проектных выбросов. С целью расчета данного источника проектных выбросов в соответствии с указаниями ПТД и документа АМ0009 (в версии 03.2) применяется последняя утвержденная редакция "Инструментария для расчета базовых и проектных выбросов и/или утечек в связи с потреблением электроэнергии (версия 01)".

Согласно сценарию А (т.е. потребление электроэнергии из сети) данный инструментарий предусматривает два варианта для определения коэффициента выбросов при выработке электроэнергии: Вариант 1 и Вариант 2. При вынесении определения по ПТД для оценки факторов выброса от выработки электроэнергии применялся Вариант А1 (т.е., расчет совокупного предельного коэффициента выброса в соответствующей энергосистеме с использованием процедур из последней

утвержденной версии "Инструментария для расчета коэффициента выбросов в энергосистеме"). В связи с отсутствием точных данных со стороны региональных производителей электроэнергии и диспетчерского центра, Вариант А1 был принят за основу для разработки предварительной оценки с целью использования в ПТД при вынесении определения, но не для изначального закрепления коэффициента выбросов энергосети применительно к зачетному периоду. Следует отметить, что в рассматриваемый Период мониторинга для определения коэффициента выбросов при выработке электроэнергии использовался Вариант А2 из "Инструментария для расчета базовых и проектных выбросов и/или утечек в связи с потреблением электроэнергии (версия 01)" (т.е., с использованием консервативного значения "по умолчанию" на уровне 1,3 тCO_{2e}/МВт-ч). Это соответствует требованиям инструментария, а также методологии документа АМ0009 в версии 03.2.

Выбросы CO₂ в связи с потреблением электроэнергии рассчитываются следующим образом:

$$(3) \quad PE_{CO_2,elec,y} = \sum_i EC_{PJ,i,y} \cdot EF_{grid,y} \cdot (1 + TDL_y)$$

Где:

$PE_{CO_2,elec,y}$	Выбросы CO ₂ в связи с использованием электроэнергии на цели извлечения, компримирования и транспортировки ПНГ за период y, в тCO _{2e}
$EC_{PJ,i,y}$	Объем потребления электроэнергии на ВКCi за период y (МВт-ч)
$EF_{grid,y}$	Коэффициент выбросов по энергосети за период y (тCO ₂ /МВт-ч)
TDL_y	Средние технические потери по энергосети на передачу и распределение электроэнергии за период y применительно к уровню напряжения при подаче электроэнергии на проектную площадку

Коэффициент выбросов по энергосети:

Применительно к данному Периоду мониторинга, в качестве консервативной меры, как это указано выше, применялся Вариант А2 согласно Сценарию А из "Инструментария для расчета базовых и проектных выбросов и/или утечек в связи с потреблением электроэнергии (версия 01)". Поскольку Сценарий А в отношении данного ПСО распространяется лишь на источники энергопотребления согласно проекту и на утечки, можно применить значение "по умолчанию", равное 1,3 тCO_{2e}/МВт-ч. Это – консервативный подход, поскольку совокупный суммарный предельный коэффициент выбросов по соответствующей энергосети, как ожидается, лежит в районе 0,6 тCO_{2e}/МВт-ч, как это указано в ПТД. Применительно к будущим периодам мониторинга участники проекта оценят экономическую целесообразность сбора необходимых данных для расчета фактического суммарного предельного коэффициента выбросов в соответствии с Вариантом А1 последней редакции "Инструментария для расчета базовых и проектных выбросов и/или утечек в связи с потреблением электроэнергии" по данному ПСО, как это проиллюстрировано в ПТД:

" [...]Поскольку вся электроэнергия, потребляемая в результате деятельности по проекту, закупается у энергосети, то для определения коэффициента выбросов по энергосети используется Вариант А1 из "Инструментария для расчета базовых и проектных выбросов и/или утечек от потребления электроэнергии", т.е., производится расчет совокупного предельного коэффициента выбросов по соответствующей энергосистеме. Операционная маржа и строительная маржа применительно к энергосистеме будут рассчитываться по факту и ежегодно уточняться. Расчет сетевого коэффициента выбросов приведен в Приложении 2. Как показано в Приложении 2 (и разъяснено в Дополнении 2), сетевой коэффициент выбросов по

региональной энергосети составляет, согласно расчетам, 0,609 тCO_{2e}/МВт-ч, причем это значение применяется при расчете сокращения выбросов на всем протяжении зачетного периода. [...]”

Европейский Банк Реконструкции и Развития (ЕБРР) недавно опубликовал результаты исследования под названием «Развитие электрических углеродных коэффициентов в России» в котором, в разделе 5, приведен коэффициент выбросов по энергосети применимый к текущему Проекту (URES: Урал) на 2010 год. Приведенный коэффициент ЕБРР считается самым достоверным показателем регионального коэффициента выбросов по энергосети который имеется на текущий момент в связи с обширными количеством данных, использованных для приведенного анализа. В связи с этим было принято решение использовать напрямую данный ЕБРР как предпочтительный источник для текущего Периода Мониторинга. Следует отметить что методология отчета ЕБРР была предоставлена, и получила одобрение АНО; TUF SUD.

Средние технические потери энергосети на передачу и распределение электроэнергии:

Средние технические потери на передачу и распределение при уровне напряжения, с которым электроэнергия из энергосети поступает на проектные площадки на Урале в 2010 году установлено отчетом ЕБРР (см. выше). Считается, что эти данные соответствуют процедуре описанной в ПТД, так как они основываются на самой точной, имеющейся в наличии информации за 2010 год. (Национальная статистика МЭА, за 2008 год, которая была использована в утвержденной ПТД приводила средние технические потери энергосети на передачу и распределение электроэнергии в сопоставимых значениях данным представленным в отчете ЕБРР. Предпочтение отдается данным ЕБРР так как они основаны на более свежей информации.)

В целях расчета проектных выбросов (и потерь) связанных с потреблением электроэнергии, потребительский коэффициент выбросов по сети берется из Таблицы 5-2 в 2010 году по Уралу.

7.1.3 Формулы, используемые для расчета выбросов в связи с утечками

В рамках консервативного подхода, как указано в ПТД, предусмотрен один источник выбросов в связи с утечками – выбросы от потребления электричества при переработке извлеченного газа и полученной из него продукции конечным пользователем.

Выбросы в связи с утечками рассчитываются в соответствии с Уравнением 4, которое приведено в Пункте D.1.3.2 ПТД:

$$(4) \quad LE_y = EC_{GPP,y} \cdot EF_{grid,y} \cdot (1 + TDL_y) \cdot \frac{1}{1000}$$

Где:

LE_y	Выбросы в связи с утечками за период y , в тCO _{2e}
$EC_{GPP,y}$	Потребление электроэнергии в связи с переработкой извлеченного газа за период y (МВт-ч)
$EF_{grid,y}$	Коэффициент выбросов по энергосети за период y (тCO ₂ /МВт-ч)
TDL_y	Средние технические потери в энергосети на передачу и распределение электроэнергии за период y применительно к уровню напряжения при отборе электроэнергии из энергосети на проектной площадке

Определение потребления электроэнергии в связи с переработкой извлеченного газа основано на допущении о том, что весь извлеченный газ перерабатывается на региональном газоперерабатывающем предприятии (которое физически связано с Самотлорским нефтяным месторождением), имеющем максимальное историческое потребление электроэнергии в расчете на кубометр переработанного газа. Потребление электроэнергии в расчете на кубометр перерабатываемого извлеченного газа (т.е., энергоемкость) умножается на фактический объем газа, извлеченного в результате деятельности по проекту, с целью определить потребление электроэнергии в связи с переработкой извлеченного газа:

$$(5) \quad EC_{GPP,y} = \sum_i V_{C_{gas},i,y} \cdot \frac{1}{1000} \cdot EI_{GPP,y}$$

Где:

$EC_{GPP,y}$	Потребление электроэнергии в связи с переработкой извлеченного газа за период y (МВт-ч)
$V_{C_{gas},i,y}$	Объем газа на входе в газопровод из ВКCi, по данным замеров в точке $C_{газ}$ на Рисунке 4 за период y , в m^3
$EI_{GPP,y}$	Потребление электроэнергии в расчете на m^3 газа, переработанного на самом энергозатратном ГПП региона, в кВт-ч на тыс. m^3

7.1.4 Формулы, используемые для расчета чистого сокращения выбросов

Для расчета чистого сокращения выбросов используется Уравнение 8 из пункта D.1.4:

$$(6) \quad ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

Где:

ER_y	Сокращение выбросов за счет деятельности по проекту за период y , в тоннах CO_{2e}
BE_y	Базовый уровень выбросов за год y , в тоннах CO_2
PE_y	Проектный уровень выбросов за год y , в тоннах CO_2
LE_y	Выбросы в связи с утечками за год y , в тоннах CO_2

7.2 Исходные допущения при расчете сокращений выбросов

Все исходные допущения, относящиеся к расчету сокращения выбросов, прозрачно изложены в Разделе В.1 ПТД. Следует отметить, что (i) расчет выбросов по проекту с применением принятого "по умолчанию" коэффициента выбросов по сети в размере 1,3 т CO_{2e} /МВт-ч за данный Период мониторинга, а также (ii) расчет выбросов в связи с утечками в силу потребления энергии при переработке извлеченного газа на региональных ГПП с максимальным энергопотреблением в расчете на m^3 переработанного газа, представляют собой консервативные подходы.

7.3 Расчет сокращения выбросов за рассматриваемый Период мониторинга

Значения параметров, применяемые при расчете базового уровня выбросов, выбросов по проекту и выбросов в связи с утечками приводится в Главе 6. Значения, применяемые в отношении параметров, которые использовались в расчетах, перенесены в электронную таблицу Excel, которая использовалась

для расчета сокращения выбросов в соответствии с описанными в пункте 7.1 формулами. Электронная таблица расчетов ПСО приводится в Приложении 3 к настоящему Отчету о мониторинге. Результаты этих расчетов особо отмечаются ниже:

7.3.1 Расчетный базовый уровень выбросов

Расчетный базовый уровень выбросов с 01.01.2010 по 31.12.2010 составляет **207.979 тCO_{2e}**.

7.3.2 Расчетные выбросы по проекту

Расчетные выбросы по проекту за период с 01.01.2010 по 31.12.2010 составляет **7.341 тCO_{2e}**.

7.3.3 Расчетные выбросы в связи с утечками

Расчетные выбросы в связи с утечками за период с 01.01.2010 по 31.12.2010 составляет **10.284 тCO_{2e}**.

7.3.4 Расчетное сокращение выбросов

Расчетное сокращение выбросов за период с 01.01.2010 по 31.12.2010 составляет **190.354 тCO_{2e}**.

На этом основании инициаторы проекта просят выпустить за рассматриваемый Период мониторинга 190.354 ЕСВ.

7.4 Оценка неопределенности в отношении расчетных сокращений выбросов.

Поскольку в документе AM0009 версии 03.2 отсутствуют процедуры для оценки неопределенностей, неопределенность при расчетах сокращения выбросов определяется согласно процедурам, предусмотренным в указаниях по мониторингу и отчетности о выбросах парниковых газов на основании Директивы 2003/87/ЕС Европейского парламента и Европейского совета (№ 2007/589/ЕС, Пункт 7 на страницах 23-25).

Применительно к системам осуществления измерений, суммарное воздействие всех элементов системы измерений на общую неопределенность должно учитывать закон увеличения погрешности, который обеспечивает удобное правило для суммирования некоррелирующих факторов неопределенности при сложении и умножении.

Неопределенность измерительной системы по СПО "Сбор газа на Самотлорском месторождении" согласно расчетам составляет 1,2% (см. лист "Неопределенность при установлении СВ" из Приложения 3). Системная неопределенность предложенной системы мониторинга соответствует наилучшей отраслевой практике (т.е. ~1%) и отвечает всем национальным требованиям.

7.5 Сопоставление достигнутого сокращения выбросов и оценок ПТД

Ниже в таблице приводится сопоставление результатов расчетов, представленных в Пункте 7.3, с предварительными оценками, приведенным в Пункте В.6.3 и Пункте В.6.4 ПТД:

Компонент выбросов:	По факту (достигнуто):	Предварительно (оценка):
Базовый уровень выбросов за Период мониторинга	207.979	253.941
Выбросы по проекту за Период мониторинга	7.341	11.449
Выбросы в связи с утечками за Период мониторинга	10.284	16.828
Сокращение выбросов за Период мониторинга	190.354	225.666

Разница в базовом уровне выбросов (т.е. отклонение фактических результатов от предварительных оценок) объясняется различиями в объемах и составе газа. Объем извлеченного газа составил на 35% ниже ожидаемого в ПДД, однако извлеченные на двух пунктах нефти (№ 28 и № 26) потоки газа значительно богаче С3+, чем ожидалось до введения ПСО в эксплуатацию. Как результат Базовый уровень выбросов за период на 18% ниже предварительной оценки в ПТД.

Различия в выбросах по проекту и выбросах в связи с утечками объясняются различием в объемах добытого газа.

Достигнутые сокращения выбросов несколько ниже представленной в ПТД предварительной оценке, поскольку объемы ПНГ понизились, в связи с существенным падением объемов добычи нефти в данный отчетный период и как результат понизилось количество операционных газ лифтовых скважин. В 2010 173 скважины были переведены с газ лифтовой на механическую эксплуатацию.

8. Полные комплекты данных

За рассматриваемый Период мониторинга произведен ежемесячный сбор следующих записей в формате электронных таблиц Excel после прохождения QA в штаб-квартире ТНК-ВР, с последующим проведением QC и расчетом сокращения выбросов силами персонала Carbon Limits:

- 60 регистрационных записей о ежемесячном потреблении электроэнергии на пяти ВКС;
- 459 еженедельных замеров по химическому составу извлеченного газа и конденсата, в каждом из которых содержится 18 суб-параметров с указанием их значений. Это представляет в общей сложности 8.262 точек данных;
- 3.650 суточных замеров объема извлеченного газа и конденсата на пяти ВКС.

Помимо регистрации цифровых данных, ТНК-ВР собрала и представила информацию по эксплуатационным вопросам с указанием причины необычных колебаний/аномальных значений в отчетных временных рядах. По итогам QC, компания Carbon Limits регулярно направляла операторам ВКС анкеты для сбора подтверждающих данных.

В связи с объемом собранных данных все записи и относящаяся к ним информация приводится в Приложении 1 (замеры химического состава) и Приложении 2 (замеры объемов и данные о потреблении электроэнергии) к настоящему Отчету о мониторинге. 12 ежемесячных электронных таблиц Excel, представленных для целей мониторинга ПСО в компанию Carbon Limits на 10 число каждого последующего месяца, направлены для верификации в АНО (они имеются только на русском языке).