

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ
УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА
КОМСОМОЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ КОМПАНИИ ОАО «НК
«РОСНЕФТЬ»

Вице - президент
ОАО «НК «Роснефть»

СТАВСКИЙ М. Е.



ДОКУМЕНТА ПО ПРОЕКТНОМУ ДИЗАЙНУ
ДЛЯ ПРОЕКТА СОВМЕСТНОГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ
Редакция 01 – вступила в силу 15 июня 2006 г.

СОДЕРЖАНИЕ

- A. Общее описание проекта
- B. Базовый сценарий
- C. Продолжительность проекта / срок кредитования
- D. План мониторинга
- E. Оценка сокращения выбросов парниковых газов
- F. Воздействия на окружающую среду
- G. Комментарии заинтересованных сторон
- H. Анализ рисков, связанных с проектом

Приложения

- Приложение 1: Контактная информация об участниках проекта
- Приложение 2: Информация о базовом сценарии
- Приложение 3: План мониторинга
- Приложение 4: Выбросы в рамках проекта



РАЗДЕЛ А. Общее описание проекта

А.1. Наименование проекта:

>>

Проект использования попутного газа на Комсомольском нефтяном месторождении.
Редакция 2, 25 июля 2008 г.
Проект представлен для определения 20 декабря 2007 г.

А.2. Описание проекта:

>>

Факельное сжигание попутного нефтяного газа (ПНГ) является значительным компонентом глобальных выбросов парниковых газов и, вследствие этого, оказывает существенное негативное воздействие на состояние окружающей среды¹. Согласно данным Отчета о факельном сжигании газа (2007), примерно 150-170 млрд. м³ природного газа было потеряно при факельном сжигании за последнее десятилетие. Указанный объем сжигаемого на факелах попутного газа равносителен выбросу около 400 млн. тонн эквивалента CO₂. Несмотря на растущее внимание к проблеме факельного сжигания газа, в большинстве нефтедобывающих стран объемы факельного сжигания увеличиваются параллельно росту нефтедобычи. Хотя очевидно, что факельное сжигание является одной из важных мер обеспечения безопасности нефтедобывающих объектов, существующий уровень факельного сжигания во многих развивающихся и промышленно развитых странах превышает стандартные эксплуатационные уровни и, как правило, обусловлен комплексом финансовых/рыночных ограничений, отсутствием эффективного режима регулирования и тем фактом, что у операторов нет стимулов или возможностей предложить попутный газ на соответствующих рынках.

Уровень использования попутного газа в РФ является относительно низким. Из примерно 55 млрд. м³ попутного газа, ежегодно добываемого в РФ, около 26 % используется для удовлетворения собственных потребностей промыслов, еще около 47 % поступает на ГПЗ, а оставшиеся 27 % подлежат факельному сжиганию². Согласно неофициальным оценкам, объем факельного сжигания газа в РФ значительно превышает официальные данные – в ряде случаев более чем вдвое – и составляет примерно 10 % мировых объемов факельного сжигания газа (по состоянию на 2004 г.).

В Ежегодном послании Президента РФ В.В. Путина Федеральному собранию (апрель 2007 г.) указано на то, что каждый год в России имеет место факельное сжигание, по меньшей мере, 20 млрд. м³ попутного газа. В свою очередь, Министр природных ресурсов РФ Ю. Трутнев заявил о том, что экономические потери страны вследствие факельного сжигания попутного газа достигают 13 млрд. долларов США ежегодно³. Факельное сжигание ПНГ названо в Президентском Послании среди главных проблем, стоящих перед российской энергетикой. Однако, несмотря на растущую озабоченность высших политических кругов проблемой

¹ Попутный нефтяной газ (ПНГ) является смесью углеводородов, которая выделяется при извлечении сырой нефти на поверхность.

² <http://www.expert.ru/news/2007/10/01/minprirodi/>

³ <http://www.expert.ru/news/2007/10/01/minprirodi/>



факельного сжигания ПНГ, существующая российская нормативная база и политика в области использования ПНГ требуют значительного усовершенствования в целях стимулирования более эффективного использования ПНГ и создания необходимых условий для выхода на целевой уровень использования ПНГ (95 %)⁴.

Цель деятельности в рамках проекта

На Комсомольском нефтяном месторождении, эксплуатируемом компанией Роснефть-Пурнефтегаз (РН-Пурнефтегаз) осуществляется добыча нефти и попутного нефтяного газа (ПНГ). Добываемый объем ПНГ (~1 490 млн. м³/год) частично (~950 млн. м³/год) поступает на Губкинский ГПЗ, а остальное (~500 млн. м³/год) подлежит сжиганию в факелах. В текущих условиях нефть и газ из эксплуатационных скважин поступают по трубопроводам (протяженностью примерно 5-7 км, в зависимости от расположения площадки скважин) на установку предварительного обезвоживания, где происходит сепарация нефти и ПНГ. Установка предварительного обезвоживания (УПО) сооружена в январе 2008 г. и включает 3 факельные установки. Как ожидается, на этом объекте⁵ будет производиться факельное сжигание ПНГ. Нефть направляется в точки переработки и потребления, а ПНГ поступает на Губкинский ГПЗ по трубопроводу протяженностью 18 км. Губкинский ГПЗ находится под управлением Нефтехимической группы «Сибур», являющейся дочерней компанией Группы Газпром⁶.

По прогнозам, нефтедобыча на Комсомольском месторождении увеличится с 1 490 млн. м³ (в 2007 г.) до 2 110 млн. м³ в 2010, 2 219 млн. м³ в 2011 и 2 331 млн. м³ в 2012. При этом дополнительный объем нефти и ПНГ будет поступать на установку предварительного обезвоживания с использованием существующей инфраструктуры. Таким образом, давление в нефте- и газосборной инфраструктуре, соединяющей площадки скважин с установкой обезвоживания, будет возрастать. Сброс давления будет возможен исключительно за счет факельного сжигания ПНГ, объем которого может достичь ~1 110 млн. м³ в 2010 году, ~1 220 млн. м³ в 2011 и ~1 332 млн. м³ в 2012 году. В противном случае, ситуация скажется на уровнях добычи нефти и газа на площадках скважин. Затраты на изменение мощностей существующей нефте- и газосборной инфраструктуры нефтяного месторождения являются чрезмерными для компании Пурнефтегаз и требуют значительного времени.

Хотя сброс давления путем факельного сжигания ПНГ позволяет поддерживать постоянное давление в нефте- и газосборной инфраструктуре и на входе в установку обезвоживания, одновременно это приводит к падению давления на выходе из установки обезвоживания. С учетом того, что от указанной точки газ требуется транспортировать на расстояние еще 18 км, уровни давления не будут соответствовать требованиям подачи газа на Губкинский ГПЗ. Вследствие этого, компании РН-Пурнефтегаз следовало бы рассмотреть вопрос о строительстве дожимной компрессорной станции для ПНГ (ДКС_В)⁷ после предварительного обезвоживания, что позволили бы поддерживать давление в соответствии с требованиями Губкинского ГПЗ (минимальное давление в точке забора газа на Губкинском ГПЗ должно составлять 0,09 МПа). Однако, потребности Губкинского ГПЗ являются фиксированными (т. е. ограничены

⁴ <http://finance.rambler.ru/news/oil/5558956.html>

⁵ Ожидаемый срок эксплуатационной службы составляет 10 лет.

⁶ <http://www.sibur.ru/eng/636/index.shtml>

⁷ Дожимная компрессорная станция для базового сценария.



установленной мощностью технологических установок⁸) и ненадежными, так как завод работает с превышением своих мощностей⁹, при этом в периоды плановых и внеплановых остановок производства наблюдается еще более значительное увеличение объемов факельного сжигания ПНГ на Комсомольском месторождении¹⁰. Таким образом, строительство ДКС_В лишь частично позволило бы решить проблему увеличения объемов факельного сжигания, расчетный объем которого после поставки на Губкинский ГПЗ составит ~ 1 110 млн. м³ в 2010, ~1 220 млн. м³ в 2011, ~1 332 млн. м³ в 2012 году.

С учетом вышесказанного, компанией РН-Пурнефтегаз принято решение о реализации проекта совместного осуществления, что предусматривает ввод в эксплуатацию иного типа дожимной компрессорной станции для ПНГ (ДКС_Р¹¹) после установки обезвоживания, с увеличением давления ПНГ до 7,5 МПа, обработкой (осушкой) газа и его передачей по новому трубопроводу протяженностью 5,5 км и последующей продажей Газпрому. В дополнение к этому, будет производиться небольшой объем широкой фракции компонентов С₃₊, который будет добавляться к нефтепродуктам с месторождения¹². По сравнению с предыдущей альтернативой, инвестиционная стоимость данного Проекта будет в несколько раз выше, т. е. Проект окажется ниже порогов принятия финансовых решений компанией Роснефть. Однако он обеспечит полную утилизацию ПНГ на Комсомольском нефтяном месторождении (того, что останется после поставок на Губкинский ГПЗ и подлежит факельному сжиганию).

Вследствие этого, компания РН-Пурнефтегаз серьезно изучила вопрос об использовании гибкого механизма в рамках Киотского протокола для ведения деятельности в рамках проекта. С учетом дополнительной прибыли от углеродного финансирования, компания Пурнефтегаз получит возможность реализовать более дорогостоящий альтернативный вариант с применением наилучших технологических решений, что позволит использовать те объемы ПНГ, которые иначе подлежали бы факельному сжиганию.

Деятельность по проекту включает в себя четыре основных компонента (см. Рис. 1):

1. Добыча попутного газа.
2. Сепарация от нефти и извлечение; передача попутного газа по трубопроводу на ДКС_Р
3. Переработка попутного газа на ДКС ПНГ (ДКС_Р).
4. Утилизация продуктов переработки извлеченного газа: подача осушенного газа в магистральный трубопровод Газпрома и подача СНГ¹³ в нефтепровод компании Пурнефтегаз.

⁸ Проектная мощность ГПЗ: 2 140 Гм³ в год, год ввода в эксплуатацию: 1998.
(<http://www.sibur.ru/eng/636/1350/1731/index.shtml>).

⁹ Переработка газа за последние 3 года: 2,2833 Гм³ в 2005 г., 2,1502 Гм³ в 2006 г. и 2,302 Гм³ в 2007 г.
(«Газовая промышленность России», Приложение к «Минтоп» № 3 за 2008 г. ЦДУ ТЭК, Москва, стр. 11).

¹⁰ Подтверждающая документация была предоставлена в адрес ИЕ.

¹¹ Дожимная компрессорная станция для проектного сценария.

¹² Конечное использование определяется компанией Пурнефтегаз на дальнейших этапах разработки проекта.

¹³ В данном случае СНГ включает широкую фракцию жидких углеводородов из С₃₊.

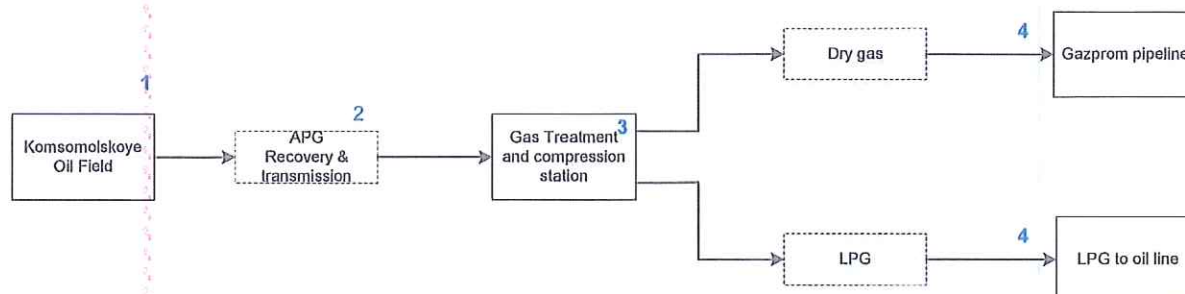


Рис. 1. Схема деятельности в рамках проекта

Проект включает (i) строительство дожимной компрессорной станции/сепаратора, с применением оптимальных технологических решений, переработкой попутного газа до уровня стандартных технических условий (до уровня осушенного газа) и сепарацией СНГ и (ii) строительство трубопровода протяженностью около 5,5 км для соединения с передаточными объектами Газпрома, через которые газ будет поступать в существующую Единую систему газоснабжения Газпрома. УПО, уже размещенная на площадке, будет использоваться в рамках деятельности по проекту без каких-либо модификаций.

Пока деятельность в рамках проекта не осуществляется, попутный газ с Комсомольского нефтяного месторождения поступает на Губкинский ГПЗ и подвергается факельному сжиганию, с использованием очень незначительного объема газа для потребностей промысла (~ 3 %). Деятельность в рамках проекта предусматривает отбор и переработку попутного газа, который ранее подвергался факельному сжиганию и с учетом увеличения добычи ПНГ будет и впредь сжигаться во все больших объемах. Извлеченный и переработанный газ будет поступать в Единую систему Газпрома и выступать в качестве замены природного газа, который иначе потребовался бы в дополнительном объеме для удовлетворения потребностей потребителей в природном газе¹⁴. Таким образом, без проведения деятельности в рамках проекта, основной объем попутного газа будет по-прежнему подвергаться факельному сжиганию, а система Газпрома будет продолжать использование природного газа.

Вклад в устойчивое развитие

Проект является вкладом в устойчивое развитие на территории Российской Федерации за счет сокращения факельного сжигания, что, в свою очередь, обеспечит снижение локального загрязнения атмосферы и ослабление других воздействий на окружающую среду, связанных с факельным сжиганием газа. Наряду с сокращением выбросов вследствие снижения объема факельного сжигания, прогнозируемые социально-экономические, экологические и технические преимущества от реализации проекта включают следующие:

- Проект соответствует энергетической стратегии Российской Федерации и целям, недавно обозначенным на высшем политическом уровне РФ и предусматривающим существенное увеличение объема использования ценных углеводородных ресурсов, которые в

¹⁴ В целях поставки извлеченного газа в систему Газпрома технологические процессы в рамках проекта разработаны таким образом, чтобы обеспечить выполнение всех требований Газпрома к качеству, особенно в отношении свойств газа.



настоящее время преимущественно утрачиваются вследствие практики факельного сжигания газа.

- С учетом дополнительной прибыли от проекта совместного осуществления, данный проект поможет снизить общий уровень факельного сжигания в Ямало-Ненецком Автономном Округе. Согласно прогнозам, данный регион, в котором расположены в основном газодобывающие месторождения, столкнется с увеличением объемов факельного сжигания вследствие повышения нефтедобычи. Однако, с учетом характера преимущественно газодобывающей деятельности в Ямало-Ненецком Автономном Округе, перед операторами и инфраструктурой возникнет еще более широкий круг проблем на фоне увеличения добычи ПНГ.
- Это уже четвертый проект подобного рода на территории РФ, который демонстрирует возможность применения механизма совместного осуществления в рамках Киотского протокола для обеспечения финансирования экологически чистых технологий с сокращением выбросов парниковых газов. В частности, проект может способствовать разработке аналогичных проектов в РФ.
- В дополнение к этому, помимо сокращений выбросов парниковых газов, уменьшение факельного сжигания также способствует снижению уровней других загрязнителей окружающей среды (
- Таблица 1), в том числе азотных соединений. При этом также имеет место значительное снижение тепловых (горение в факеле происходит при средней температуре 1 700° С), визуальных (световых) и шумовых воздействий на местную окружающую среду.

Компонент продуктов факельного сжигания ПНГ	NO _x	NO ₂	NO
Сокращение загрязняющих выбросов, тонны/год	1516,2	1212,9	197,1

Таблица 1. Выбросы азотных соединений в рамках текущих операций по факельному сжиганию¹⁵

А.3. Участники проекта:

>>

¹⁵ Лимиты предельно допустимых загрязняющих выбросов в атмосферу для отдела по подготовке и транспортировке нефти, газа и конденсата компании Пурнефтегаз. Отчет об инвентаризации загрязняющих выбросов в атмосферу (2006).



«Разработчиком Проекта» в целях деятельности в рамках проекта является компания ОАО Роснефть.

Вовлеченная Сторона*	Частные и/или государственные организации, представляющие участников проекта	Просьба указать, желает ли привлекаемая Сторона рассматриваться как участник проекта (Да/Нет)
РФ	ОАО «НК Роснефть»	Нет
Дания	МБРР в качестве Доверительного управляющего	Да

Таблица 2 Участники Проекта

Дополнительная контактная информация об участниках проекта представлена в Приложении 1.

А.4. Техническое описание проекта:

А.4.1. Местоположение проекта:

>>

Западная Сибирь, Тюменская обл., Ямало-Ненецкий Автономный Округ.

А.4.1.1. Принимающая Сторона (Стороны):

>>

Российская Федерация.

А.4.1.2. Регион/Штат/Провинция и т. д.:

>>

Ямало-Ненецкий Автономный Округ

А.4.1.3. Город/Поселок и т. д.:

>>

г. Губкинский

А.4.1.4. Данные о физическом местоположении, включая информацию для однозначной идентификации проекта (не более одной страницы):

>>

Город Губкинский расположен в Ямало-Ненецком Автономном Округе РФ на левом берегу р. Пякупур к югу от г. Салехарда. Географические координаты г. Губкинского: 64°26'N, 76°30'E



Рис. 2 Карта Российской Федерации с указанием местоположения Комсомольского нефтяного месторождения

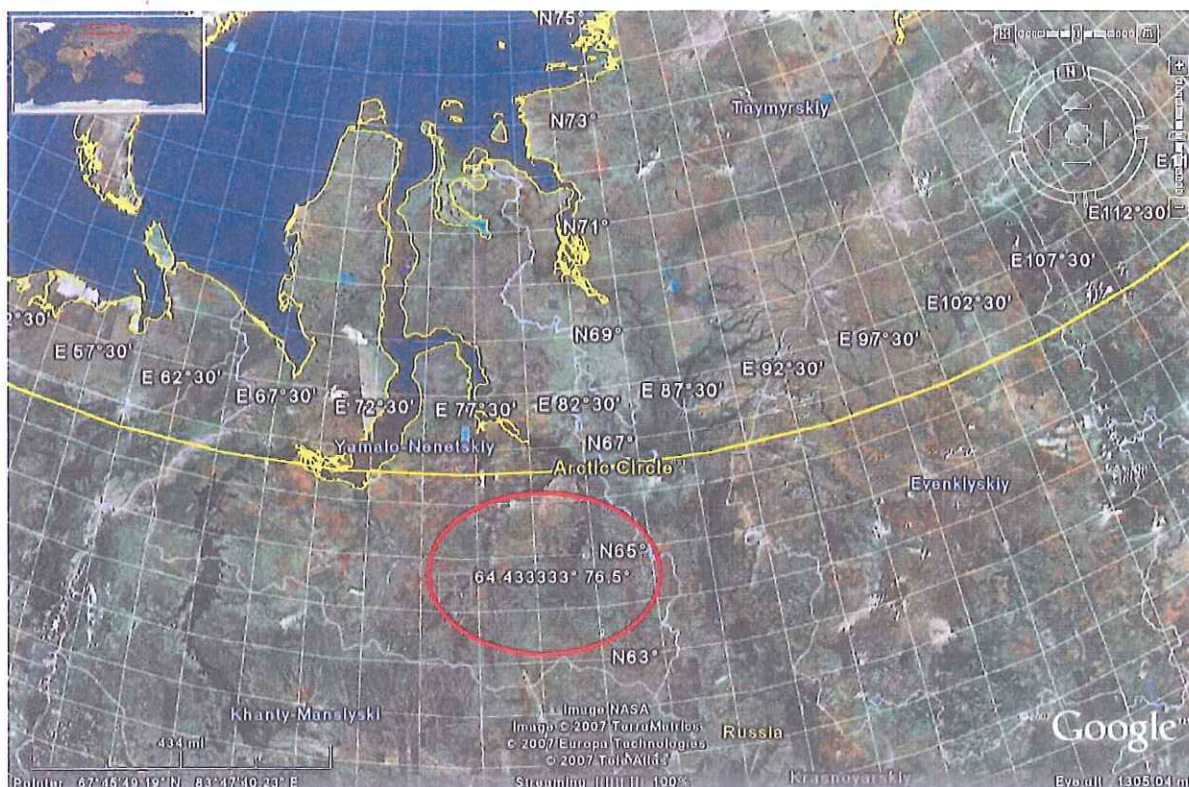


Рис. 3 Подробное местоположение проекта



А.4.2. Используемая технология (технологии), мероприятия, операции или действия, реализуемые в рамках проекта:

>>

Перспективное проектирование осуществлено уполномоченной проектной организацией «Украинский нефтегазовый институт (УкрНГИ)». В настоящее время¹⁶ «РН-Пурнефтегаз» разрабатывает тендерные процедуры для отбора поставщиков технологии.

Потоки добытого попутного газа вместе с нефтью от различных объектов скважин на Комсомольском нефтяном месторождении. Каждый из данных объектов включает 5 – 10 скважин. На данных объектах вся нефть и ПНГ подлежат сбору и направлению на установку первичного обезвоживания (УПО), которая удалена от каждой группы скважин в среднем на 5 – 7 км (в зависимости от местоположения площадки скважин). На УПО имеет место сепарация воды, нефти и ПНГ. Оттуда ПНГ направляется либо на другие объекты для внутреннего потребления, либо на факелы, либо на входные сепараторы дожимной компрессорной станции (ДКС_р) с сохранением его давления (0,25 – 0,35 МПа). Расстояние от УПО до ДКС_р составляет 0,5 км (см. Рис. 4).

Сосуд сепарации размещается на входе в ДКС_р. Жидкость, отделенная в процессе транспортировки газа, подается в данное устройство, а оттуда – в главный сосуд сепарации (P-1 на Рис. 5). Оставшийся объем ПНГ (поток 1 на Рис. 5) подается (проходя газомерную станцию) на первую ступень трехступенчатой компрессорной установки, обозначаемой как компрессорная станция сырого газа, с максимальной мощностью 2 380 млн. Нм³/год (КСС на Рис. 5). Компрессорная система включает три рабочие установки и одну резервную. Номинальная мощность одной компрессорной установки составляет 100 тыс. Нм³ в час. Расчетная производительность газотурбинного двигателя составляет 16 МВт. В данной установке имеет место компрессия газа до 5,5 МПа и его охлаждение до 30 - 40° С. Также имеет место сепарация жидкой фракции в барабанных сепараторах и за счет воздухоохладителей после каждой компрессорной станции. Жидкость, получаемая в сепараторах (С-1) в процессе компрессии и охлаждения, поступает в сосуд сепарации (P-1).

Сжатый сырой газ (поток 8 на Рис.5) подается в блок низкотемпературной сепарации, который состоит из нескольких теплообменников (Т-1 и Т-2 на Рис. 5) и двух низкотемпературных сепараторов (С-2 и С-3 на Рис. 5). В теплообменниках имеет место предварительное охлаждение газа за счет обратного потока низкотемпературного газа. В рекуперативных теплообменниках Т-1 газ подвергается предварительному охлаждению за счет встречного потока холодного газа до температуры от -3 до -10° С. Охлажденный газ подается в низкотемпературные сепараторы С-2, предназначенные для отделения углеводородного конденсата, образуемого при охлаждении газа. Часть объема сырого газа поступает в теплообменники Т-2, предназначенные для нагрева углеводородного конденсата, образующегося на установках С-2 и С-3. После его охлаждения, данный объем газа также поступает на низкотемпературные сепараторы С-2 вместе с основным потоком сырого газа. Газ, выходящий с установки С-2 и охлажденный при -20°С до температуры -30°С, поступает на низкотемпературные сепараторы С-3. Газ должен подаваться от сепараторов С-3 на теплообменники Т-1 при уровне давления 2,1 МПа. Затем газ нагревается до температуры

¹⁶ Июнь 2008 г. Техническое проектирование выполнено УкрНГИ, а его результаты продемонстрированы перед ИЕ, включая комплексную таблицу всех данных и продукции ДКС, подробную технологическую схему ДКС, полные расчетные материальные потоки, полный перечень технологических компонентов ДКС, выдержки из соответствующих стандартов и норм по проектированию ДКС.



20-28° С потоком сырого газа и подается в приемный коллектор компрессорной станции подготовленного газа (поток 24 на Рис. 5) при уровне давления 2,0 МПа. В низкотемпературных сепараторах конденсированная жидкость отделяется от газа за счет предварительного охлаждения и регулирования потока. Жидкость, отделенная в процессе охлаждения газа на установках С-2 и С-3, проходит через установку теплообмена Т-2, с ее нагревом до 28-30° С, а затем поступает в сосуд трехфазной сепарации (Р-1) (поток 32 на Рис. 5). В низкотемпературных сепараторах качество газа доводится до уровня стандартных требований Газпрома (IS 51.40-93). Перед подачей на теплообменники и на установку снижения давления, в потоки газа добавляется метанол в целях предотвращения образования гидратных пробок (потоки 11 и 20 на Рис. 5).).

Компрессор второй стадии (КС на Рис. 5) предназначен для компрессии газа до уровня необходимых параметров давления приемной точки Газпрома (7,5 МПа). Данная установка включает в себя две рабочих установки (плюс одна резервная). Номинальная мощность компрессорной установки составляет 150 тыс. Нм³ в час. Расчетная производительность газотурбинного двигателя компрессорных установок составляет 12 МВт. Сжатый газ (поток 26 на Рис. 5) охлаждается в воздухоохладителях на выходах из компрессоров и поступает на станцию коммерческого учета газа.

Станция коммерческого учета включает в себя: два счетчика (рабочий/резервный), устройства предварительного подогрева газа в трубопроводе и устройства контроля качества газа. Информация о рабочем состоянии станции коммерческого учета будет поступать в операторскую ДКС_Р в режиме реального времени и на центральную станцию управления компании Пурнефтегаз. Данные по эксплуатации станции передаются посредством радиосигнала в компьютер в пункте сбора информации (аналогичная система передачи сигналом внедрена на других нефтяных месторождениях компании Пурнефтегаз). При помощи специального программного обеспечения переданная информация автоматически архивируется.

Жидкая фракция, образуемая в процессе сепарации на ДКС_Р, поступает в сосуд сепарации (Р-1). Добываемый СНГ (поток 34 на Рис. 5) подлежит хранению в резервуарах, а затем подается нагнетаемым в поток нефтедобычи. Газ, высвобождаемый при сепарации СНГ и воды, направляется на повторную очистку в технологическом процессе ДКС_Р.

Необходимо отметить, что для всех входящих и исходящих потоков ДКС_Р предусмотрены замерные нитки (в дополнение к замеру в рамках технологического процесса). Всё оборудование площадки ДКС_Р будет являться новым, со сроком службы не менее 20 лет. В соответствии со сценарием проекта, поставляемый газ должен соответствовать требованиям стандарта Газпрома IS 51.40-93. Основными положениями указанного стандарта являются следующие:

- Точка росы по влаге в зимний период – минус 20° С с 1 октября по 30 апреля; в летний период – минус 10° С с 1 мая по 30 сентября;
- Точка росы по конденсату в зимний период – минус 10° С с 1 октября по 30 апреля; в летний период – минус 5° С с 1 мая по 30 сентября.

Ожидается использование коммерчески эффективных технологий для дожимных компрессорных станций с установками кондиционирования газа. Проект также будет включать трубопровод протяженностью 5,5 км между точкой добычи попутного газа и точкой забора в систему компании Газпром.

Переменная	Величина
------------	----------



Номинальная производительность (сырой газ), млн. м3 в год	2 380
Кол-во работающих установок (кол-во резервных)	5 (2)
Установленная мощность газотурбинных двигателей, МВт, для целей компримирования	100
Ожидаемое электропотребление от энергосистемы	21 000 МВт-ч/г

Таблица 3 Краткие характеристики системы компримирования¹⁷

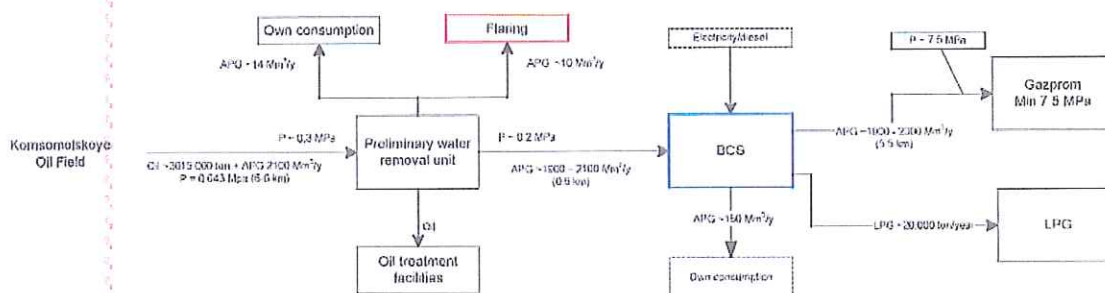
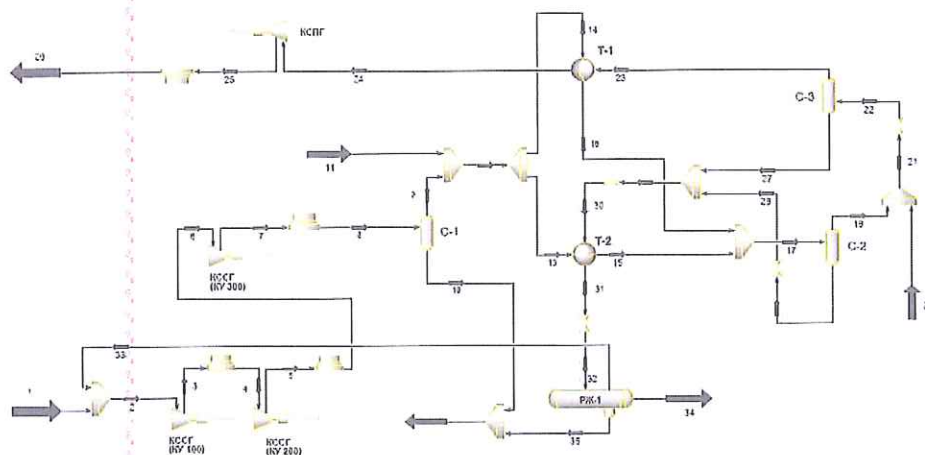


Рис. 4 Схема деятельности в рамках проекта



Соответствие	Соответствующие устройства
1	Подача сырого газа КСС Компрессорные станции сырого газа
26	Выход осушенного газа Р-1 Главный сосуд сепарации
34	Выход СНГ С-1, 2 и 3 Сепараторы Т-1 и Т-2 Теплообменники
	КС Компрессоры переработанного газа

Рис. 5 Сводная техническая схема дожимной компрессорной станции (ДКСР), которая должна быть построена в рамках проекта.

Проектируемые показатели технологической эффективности проекта выглядят следующим образом:

¹⁷ Подробнее об энергопотребностях / энергоснабжении см. в таблице «Прочая информация» в расчетной таблице.



Наименование оборудования	Критерий	Предъявляемые требования при выборе оборудования
1. Компрессорные агрегаты		
1.1 Привод	• тип	газотурбинный
	• показатели надежности, ч в том числе:	
	- наработка на отказ, не менее	3500
	- средний ресурс до капитального ремонта, не менее	25 000
	- полный средний ресурс, не менее	100 000
	- коэффициент надежности пуска, не менее	0,95
	• КПД, %, не менее	мин. 29 – макс. 36, целевой - 30
	• расход газа на собственные нужды, $\text{нм}^3/\text{ч}$	мин. 2845- макс. 5929, целевой - 4387
	1.2 Компрессор	• тип
• КПД, %, не менее		мин. 77 – макс. 82, целевой - 80
2 Технологическое оборудование		
	• удельное электропотребление оборудования, $\text{кВт}\cdot\text{ч}/1000 \text{ м}^3$	6,54

А.4.3. Краткое объяснение того, каким образом антропогенные выбросы парниковых газов будут сокращены благодаря предлагаемому проекту совместного осуществления, в т. ч. изложение причины, по которой сокращение выбросов не будет иметь место в отсутствие предлагаемого проекта, с учетом национальных и/или отраслевой политики и условий:

Уровень использования попутного газа в РФ является относительно низким. Из примерно 55 млрд. м^3 попутного газа, ежегодно добываемого в РФ, около 26 % используется на собственные нужды промыслов, около 47 % поступает на ГПЗ, а около 27 % подлежит факельному сжиганию¹⁸. Согласно неофициальным оценкам, объем факельного сжигания газа в РФ намного выше официальных данных – в некоторых случаях более чем в два раза и составляет примерно 10 % от мирового объема факельного сжигания газа в 2004 г.

Исторически российские нефтяные компании почти не имеют стимулов к добыче и использованию газа, производимого вместе с нефтью, так как технически является более сложным перерабатывать этот газ и поставлять его по сравнению с природным газом. Это частично обусловлено наличием относительно недорогого непопутного природного газа, добыча

¹⁸ <http://www.expert.ru/news/2007/10/01/minprirodi/>



которого осуществляется на достаточном уровне для удовлетворения внутреннего спроса и экспортных потребностей. Вследствие этого, целый ряд месторождений не предусматривают развитие необходимой инфраструктуры для добычи и использования ПНГ в качестве неистощаемой части разработки месторождений и их производственной деятельности. Для других месторождений, расположенных поблизости от ГПЗ, созданы возможности для поставки ПНГ в целях химического производства. Однако в течение 1990-х годов и до начала 2000-х годов историческая связь между нефтедобывающими компаниями и ГПЗ была в значительной мере разорвана ввиду ценовых диспропорций (регулируемая цена на оптовую продажу ПНГ на ГПЗ) по сравнению со стоимостью добычи и подготовки ПНГ для нефтяных компаний, а также ввиду растущих ограничений в газоперерабатывающих мощностях (вследствие слабости инвестиций) в условиях роста объемов ПНГ. Факельное сжигание ПНГ увеличилось на 100 % с 6,6 млрд. м³ в 2000 г. до 14,9 млрд. м³ в 2005 г., тогда как нефтедобыча за тот же период возросла лишь на 50 %¹⁹.

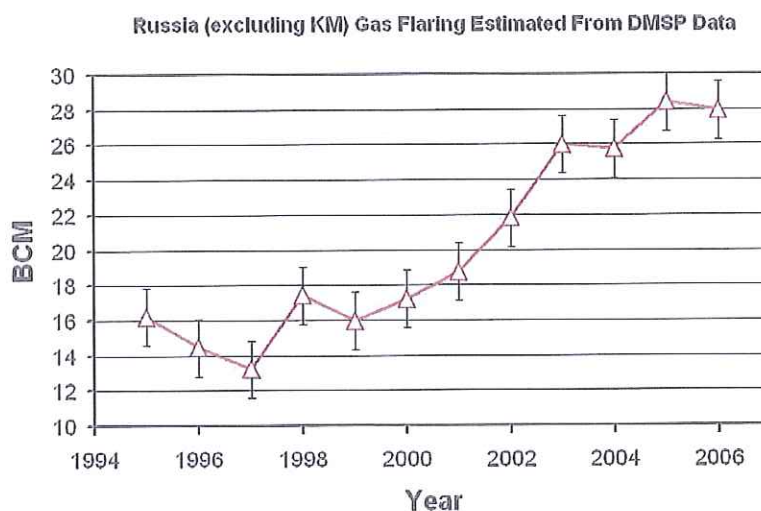


Рис. 6 Объемы факельного сжигания газа в РФ (без учета ХМАО²⁰)

Согласно Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2020 г., увеличение нефтедобычи прогнозируется с 379 млн. тонн в 2002 г. до 445-490 млн. тонн к 2010 г. и до 450-520 млн. тонн к 2020 г.²¹. Это может привести к значительному увеличению объемов факельного сжигания ПНГ. В рамках Энергетической стратегии также признано негативное воздействие факельного сжигания ПНГ на окружающую среду и говорится о необходимости создать экономический стимул для использования попутного газа.

Газпром планирует увеличить объем производства газа до 550-560 млрд. м³ к 2010 г.; до 580-590 млрд. м³ к 2020 г.; до 610-630 млрд. м³ к 2030 г. Как ожидается, нефтяные компании и

¹⁹ http://www.expert.ru/printissues/expert/2007/30/sankcii_protiv_gazovyh_fakelov/print

²⁰ NOAA, 2007. Объемы национального и глобального факельного сжигания газа за 12 лет (оценка с использованием спутниковых данных). Итоговый отчет для Всемирного банка – 30 мая 2007 г.

²¹ <http://www.rg.ru/2003/09/30/energeticheskajastrategija.html>



независимые газовые компании будут играть важную роль путем увеличения своей доли в общероссийском объеме производства с 9 % в 2005 г. до примерно 17 % к 2010 г. Таким образом, более эффективное использование ПНГ может внести существенный вклад в обеспечение дополнительного газоснабжения, с учетом повышения стоимости добычи газа Газпромом на более сложных и удаленных новых газовых месторождения²².

В Ежегодном послании Президента РФ В.В. Путина Федеральному собранию (апрель 2007 г.) указано на то, что каждый год в России имеет место факельное сжигание, по меньшей мере, 20 млрд. м³ попутного газа. В свою очередь, Министр природных ресурсов РФ Ю. Трутнев заявил о том, что экономические потери страны вследствие факельного сжигания попутного газа достигают 13 млрд. долларов США ежегодно²³. Факельное сжигание ПНГ названо в Президентском Послании среди главных проблем, стоящих перед российской энергетикой. При этом, несмотря на высокие экономические потери и растущую озабоченность высших политических кругов проблемой факельного сжигания ПНГ, существующая российская нормативная база и политика в области использования ПНГ требуют значительного усовершенствования в целях стимулирования более эффективного использования ПНГ и создания необходимых условий для значительного сокращения его факельного сжигания. Недавно Правительством РФ было объявлено о том, что оно ожидает достижения целевого уровня использования ПНГ (95 %) не ранее 2015 г.²⁴

К основным преградам на пути выполнения проектов сокращения факельного сжигания ПНГ относятся:

- Удаленность нефтяных месторождений от крупных центров потребления. В настоящее время нефтедобыча осуществляется преимущественно в отдаленных районах с низкой плотностью населения и, при этом, с пониженным спросом на тепло и/или электричество по сравнению с регионами, расположенными ближе к административно-промышленному центру страны, такими как Уральский или Поволжский регионы. Например, с экономической точки зрения для нефтяных компаний невыгодно осуществлять передачу электроэнергии на основе ПНГ на расстояния свыше 2 700 – 3 000 км, о каких бы объемах ПНГ ни шла речь²⁵.
- Регулируемые цены на ПНГ для его оптовой продажи на ГПЗ. Регулируемая оптовая цена ПНГ зависит от качества газа и доли жидких фракций в ПНГ. С 2002 г. регулируемая оптовая цена ПНГ достигала 17 долларов США за 1 000 м³ для ПНГ с повышенным содержанием жидкостей²⁶. Более того, регулируемая оптовая цена на ПНГ, поставляемый на ГПЗ, остается на уровне значительно ниже капитальных затрат, необходимых для развития инфраструктуры добычи и переработки ПНГ. По данным нефтяных компаний, транспортировка попутного газа на ГПЗ от удаленных месторождений увеличивает стоимость ПНГ примерно на 30 долларов США за 1 000 м³.²⁷ Обнародованный план повышения оптовых цен на ПНГ пока не

²² Газпром, 2007, *Газпром в вопросах и ответах*.

²³ <http://www.expert.ru/news/2007/10/01/minprirod/>.

²⁴ <http://www.lawtek.ru/news/tek/40363.html>

²⁵ http://www.technologycentre.org/upload_files/Газ%20Flaring%20Conclusions&Recommandations_R_%2019.04.05.doc

²⁶ Напротив, стоимость природного газа и бутана/пропана, двух основных продуктов переработки ПНГ, составляет 85 долларов США/1000 м³.

²⁷ <http://www.rbcdaily.ru/2007/10/01/tek/295887>



реализован Правительством РФ. Таким образом, текущая структура цен на использование ПНГ не позволяет нефтяным компаниям принимать инвестиционные решения относительно поставки большего объема ПНГ на переработку и, вместе с этим, не дает нефтяным компаниям повышать коэффициент использования ПНГ путем осуществления поставок на газопереработку.

- **Ограниченный доступ к существующей газотранспортной системе.** Правила предусматривают доступ для независимых газопроизводителей к транспортной системе, которая находится под контролем Газпрома. Однако, согласно этим же правилам, Газпром вправе ограничивать подобный доступ в случае нехватки резервных мощностей в своей транспортной системе. Газпром признаёт необходимость увеличения своих текущих транспортных мощностей на 35 млрд. м³ в целях выполнения планов по увеличению газоснабжения как со стороны Газпрома, так и со стороны независимых производителей²⁸. Газпром должен осуществить значительные капиталовложения для достижения указанной цели. Между тем, Газпром призывает независимых производителей вносить свой вклад в стоимость модернизации и развития инфраструктуры²⁹. Однако, это фактически увеличивает для нефтяных компаний общие расходы по использованию ПНГ по сравнению с факельным сжиганием.
- **Недостаточность обеспечивающей правовой базы и налоговых льгот.** Существующая правовая база не является достаточной для эффективной поддержки реализации цели, недавно заявленной Правительством РФ в отношении снижения объемов факельного сжигания ПНГ, т. е. доведения уровня использования ПНГ до 95 % к 2011 г.³⁰ Закон «О недрах» не содержит требований к держателю лицензии на разведку и добычу полезных ископаемых в части использования попутного газа. Согласно поправкам к Постановлению Правительства РФ от 12.06.2003 г. № 344, принятым в июле 2005 г., ставка сбора за выбросы метана, содержащегося в ПНГ, сжигаемом стационарными источниками, увеличена до 250 руб. (около 9 долларов США) за тонну метана³¹. Однако, данный уровень экологических платежей всё же не способен стать достаточным стимулом для инвестирования средств в инфраструктуру. Более того, отсутствует налоговый режим для создания стимула к использованию ПНГ³².

Факельное сжигание газа в Ямало-Ненецком Автономном Округе

Ямало-Ненецкий Автономный Округ располагает громадными запасами углеводородов, в особенности природного газа. На долю ЯНАО приходится 70 % подтвержденных газовых запасов

²⁸ <http://www.gazprom.com/eng/articles/article23895.shtml>

²⁹ <http://eng.gazpromquestions.ru/index.php?id=11>

³⁰ <http://www.neftgaz.ru/lenta/show/71843/>

³¹ Данная ставка применима к выбросам метана вследствие неполного сгорания ПНГ в стационарных установках (например, на факелах) с образованием концентраций, превышающих предельно допустимую концентрацию (ПДК) выбросов, установленную Министерством здравоохранения. Для выбросов в пределах ПДК ставка является еще более низкой, на уровне менее 2 долларов США/1000 м³.

³² <http://www.lawtek.ru/news/tek/40363.html>



РФ, 60 % газоконденсата и 15 % нефти³³. В 2006 г. 35 компаний добыли около 295,8 млрд. м³ природного газа, из которых 257,1 млрд. м³ добыты дочерними компаниями АО «Газпром»³⁴. В 2006 г. 36,1 млн. тонн нефти добыты из недр ЯНАО³⁵. Среди 15 компаний, занятых в нефтеразведке и нефтедобыче в регионе, на долю компании «Роснефть-Пурнефтегаз» приходится 21,7 % общего объема нефтедобычи в регионе³⁶.

Согласно Энергетической стратегии Российской Федерации, к 2020 г. ЯНАО будет занимать второе место среди нефтедобывающих регионов РФ после ХМАО, с объемами нефтедобычи, достигающими 40-50 млн. тонн³⁷.

Являясь лидером по добыче природного газа среди регионов РФ, ЯНАО располагает хорошо развитой газовой инфраструктурой, однако испытывает дефицит объектов для обеспечения транспортировки и переработки попутного газа, так как с точки зрения экономической эффективности он едва ли способен соперничать с природным газом. Около 3,6 млрд м³ попутного газа подвергнуто факельному сжиганию в ЯНАО в 2005 г., при этом коэффициент использования оказывается ниже 44 %³⁸. Имеется около 1 110 факелов и 70 работающих на газе двигателей внутреннего сгорания, где происходит сжигание попутного газа³⁹. По оценкам экспертов Технологического центра ЕС-РФ, нефтяная промышленность существенно влияет на уровень загрязнения атмосферы в РФ, растущий по мере увеличения нефтедобычи в стране. Эксперты отмечают, что факельное сжигание ПНГ – главная составляющая высоких уровней загрязнения в нефтедобывающих регионах⁴⁰. Например, в ЯНАО объем загрязняющих веществ составляет 725 500 тонн⁴¹.

В указанных национальных и региональных условиях, реализация проекта будет сталкиваться с серьезными экономическими препятствиями и не является возможной без компонента совместного осуществления. Положительное влияние углеродного финансирования способствует реализации необходимых крупномасштабных капиталовложений, которые, безусловно, будут содействовать достижению целей Энергетической стратегии, добыче и использованию ценных энергетических ресурсов, которые в ином случае будут потеряны. Проект также будет являться значительным вкладом в сокращение региональных объемов факельного сжигания газа (около 1/3 общих объемов факельного сжигания) и обеспечит существенное снижение местных загрязняющих выбросов.

А.4.3.1. Прогнозный объем сокращений выбросов в течение срока кредитования:

>>

³³ http://www.expert.ru/special/russian_regions/document31578/

³⁴ <http://www.profstroy.ru/news/?lang=rus&id=320> (данные публикации 12.9.2006).

³⁵ <http://www.region-yamal.ru/content/view/332/97/>

³⁶ <http://www.profstroy.ru/news/?lang=rus&id=320> (данные публикации 12.9.2006)

³⁷ <http://www-sbras.nsc.ru/HBC/2001/n21/f07.html>

³⁸ http://www.congress-gazprom.ru/congress_tomsk/book_2006/plenar2/ostragin.htm

³⁹ http://www.mnr.gov.ru/old_site/part/?pid=849. 3

⁴⁰ http://www.technologycentre.org/upload_files/Газ%20Flaring_summary_R_19.04.05.doc

⁴¹ http://www.mnr.gov.ru/old_site/part/?pid=849



Деятельность в рамках Проекта приведет к сокращению выбросов парниковых газов на 2 216 945,6 тонны эквивалента CO₂ (среднегодовое значение) в год, что равносильно 6 650 836,8 тонны эквивалента CO₂ в течение 3-летнего срока кредитования (в рамках первого периода выполнения обязательств по Киотскому протоколу в 2008-2012 гг.).

	Годы
Продолжительность срока кредитования:	3
Год	Прогноз ежегодных сокращений выбросов, тонны эквивалента CO₂
2010	1 981 466,8
2011	2 214 228,3
2012	2 455 141,8
Прогнозные сокращения выбросов в течение срока кредитования, всего (тонны эквивалента CO₂)	6 650 836,8
Среднегодовое значение прогнозных сокращений выбросов в течение срока кредитования (тонны эквивалента CO₂)	2 216 945,6

Таблица 4 Прогнозные объемы сокращений выбросов

Согласно «Руководству по критериям определения базового сценария и мониторинга для Проектов Совместного Осуществления», разработанному Комитетом по надзору за проектами совместного осуществления (параграф 16), с согласия Принимающей стороны (Российская Федерация) период кредитования проекта может быть продлен после 2012 года. В этом случае выбранный период кредитования составит 10 лет⁴².

См. в разделе Е подробнее о количественной характеристике сокращений выбросов парниковых газов в связи с деятельностью в рамках проекта.

A.5. Утверждение Проекта вовлеченными Сторонами:

>>

Будет представлен запрос на получение Извещения об утверждении Проекта от Принимающей стороны (Российская Федерация).

РАЗДЕЛ В. Базовый сценарий

В.1. Описание и обоснование базового сценария:

>>

⁴² Согласно «Руководству по критериям определения и мониторинга базового сценария при совместном осуществлении» (пункт 16), статус сокращений выбросов, которые будут генерированы проектами совместного осуществления после завершения первого периода действия обязательств, может быть определен в рамках любого соответствующего соглашения в рамках Рамочной конвенции ООН об изменении климата.



Согласно «Руководству по критериям определения базового сценария и мониторинга для Проектов Совместного Осуществления» («Руководство», параграф 10(b(i)) базовый сценарий определяется для каждого конкретного проекта и учетом требований «Руководства».

Более того, применяется альтернатива (b), описанная в параграфе 20 «Руководства». В частности, базовый сценарий определяется в соответствии с приложением В к «Руководству». При этом используются отдельные элементы утвержденной методологии базового сценария и мониторинга АМ0009 (Ред. 2.1): «Добыча и использование газа из нефтяных скважин, иначе подлежащего факельному сжиганию»⁴³ в сочетании с элементами «Методики расчета проектных выбросов вследствие электропотребления» (Редакция 01/ЕВ 32).

Выбранный подход опирается на принципы АМ0009 в отношении совместного выбора базового сценария и определения дополнительной, в основе которых лежат правовая допустимость и экономическая привлекательность возможных альтернатив. Таким образом, базовый сценарий является наиболее привлекательным (в экономическом отношении) направлением действий в рамках имеющегося набора возможных альтернатив. Очевидно, что базовым сценарием является сжигание в факелах.

Кроме того, расчет суммарных и нетто сокращений базовых выбросов производится с учетом конкретного контекста проекта. Поскольку базовый сценарий предполагает продолжение поставки газа на Губкинский ГПЗ, выбросы, соответствующие указанному объему, исключаются из общего объема базовых выбросов. Суммарные сокращения базовых выбросов относятся ко всему объему ПНГ, добываемого и подаваемого на ДКС_р в рамках деятельности по проекту, а значение нетто базовых выбросов определяется после вычета прогнозируемой поставки газа на Губкинский ГПЗ. Сокращения выбросов по проекту рассчитываются исходя из нетто сокращений базовых выбросов.

Выбранный подход позволяет учитывать все выбросы, образующиеся при ведении деятельности в рамках проекта, обеспечивая точность и консервативный характер расчетов.

Индивидуальный подход к данному проекту совместного осуществления соответствует перечисленным далее критериям применимости с учетом методологии АМ0009:

1. Газ на нефтяных скважинах добывается и транспортируется по трубопроводам на технологическую установку, где имеет место производство осушенного газа, СНГ и конденсата;
2. Энергия, необходимая для транспортировки и переработки добытого газа, вырабатывается за счет использования добытого газа;
3. Производимые продукты (осушенный газ, СНГ и конденсат) призваны заменять на рынке исключительно сходный тип топлива или топливо с более высоким содержанием углерода на единицу энергии;
4. Замена топлива в результате деятельности в рамках проекта не будет вести к увеличению потребления топлива на соответствующем рынке;
5. Если деятельность в рамках проекта не будет осуществляться, газ в основном будет подвергаться факельному сжиганию;

⁴³ <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/approved.html>



6. В наличии имеются данные (количество и фракция углерода) о продукции ГПЗ и о газе, добываемом на других нефтепоисковых объектах в случае, если данные объекты осуществляют поставку добытого газа на тот же ГПЗ.

Проект использования ПНГ для Комсомольского нефтяного месторождения соответствует вышеперечисленным критериям, а именно:

1. В рамках первого условия, цель проекта состоит в добыче и использовании попутного газа на Комсомольском месторождении. При осуществлении деятельности в рамках проекта, газ будет перерабатываться в осушенный газ и СНГ на ДКС_Р;
2. В рамках второго условия, добытый попутный газ при ведении деятельности в рамках проекта будет использован для потребления на площадке, а также будет транспортироваться и подвергаться переработке на ГПЗ. Соответствующие выбросы рассчитываются с использованием подхода АМ0009. Кроме того, электропотребление также ожидается на ДКС_Р с использованием Тюменской региональной энергетической сети. Для транспортных и технологических целей в рамках проекта в основном используется добытый газ. С точки зрения энергоемкости, объем электричества, потребляемый проектом, является незначительным (0,1 %) по сравнению с объемом добычи ПНГ проектом и представляет собой лишь порядка 1,4 % энергетических потребностей проекта для транспортных и технологических целей. В целях консервативной оценки проектных выбросов вследствие потребления электричества от энергетической сети использованы элементы «Методики расчета проектных выбросов вследствие электропотребления» (Редакция 01/ЕВ 32)⁴⁴. На случай аварии к ДКС_Р также подключается резервный дизель-генератор.
3. В рамках третьего условия, деятельность по проекту обеспечит производство 2 типов газовых продуктов, включая: i) осушенный газ и ii) СНГ, с их использованием в следующих целях:
 - a. Осушенный газ: будет поставляться в Единую газотранспортную систему Газпрома, и будет заменять потребление природного газа;
 - b. СНГ: будет поставляться по нефтепроводам Пурнефтегаза, и будет заменять нефть.

Что касается осушенного газа, то для обеспечения возможности его подачи в трубопровод «Газпрома» «РН-Пурнефтегаз» будет необходимо выполнить определенные требования по качеству⁴⁵, включая такие параметры, как точка росы по влаге, точка росы по конденсату, а также низшая теплотворная способность газа. Данные требования служат консервативному обеспечению того, чтобы содержание углерода в осушенном газе от ДКС_Р относилось к тому же типу, что и природный газ, поставляемый «Газпромом».

Что касается фракции СНГ, то она будет подаваться во внутрипромысловые трубопроводы нефтедобычи. Как ожидается, фракция СНГ будет составлять менее 1 % от общего объема нефти и поэтому является субпродуктом ПНГ, добываемого на

⁴⁴ См.: http://cdm.unfccc.int/EV/032/eb32_repan10.pdf.

⁴⁵ Отраслевой стандарт ИС 51.40-93.



Комсомольском нефтяном месторождении, и будет характеризоваться более низкой концентрацией углеродов, чем нефть, которую он замещает.

4. В рамках четвертого условия, объем газовой продукции в рамках проекта является незначительным по сравнению с объемом, получаемым в РФ в рамках добычи в общенациональном масштабе (РФ – крупнейший в мире производитель газа). Таким образом, деятельность в рамках проекта не приведет к увеличению потребления топлива на тех рынках, где оно используется.

Деятельность в рамках проекта предполагает подачу осушенного газа, отделяемого от добытого ПНГ, в магистральный трубопровод Единой системы передачи газа «Газпрома». РФ располагает огромными запасами природного газа, и объем добычи, обеспечиваемый российскими поставщиками газа, является достаточным для удовлетворения внутренних потребностей. Объем газа, который поступит на рынок в рамках проекта, незначителен (0,3 %) по сравнению с объемом добычи газа в РФ⁴⁶ и не приведет к увеличению потребления топлива на соответствующем рынке;

5. В рамках пятого условия, без выполнения деятельности в рамках проекта, сценарий «традиционного ведения бизнеса» предполагает факельное сжигание попутного газа, добываемого на нефтяном месторождении, в объемах, превышающих максимально возможный объем приема ПНГ на Губкинском ГПЗ (как указано ниже, они оцениваются как среднее значение для поставки в течение 5 лет, см. Приложение 2). Как будет продемонстрировано ниже, этот сценарий является, безусловно, наиболее целесообразным и вероятным экономическим вариантом для оператора при отсутствии деятельности в рамках проекта.
6. В рамках шестого условия, все данные, необходимые для мониторинга проекта, могут быть получены посредством разработчиков проекта. Система добычи на Комсомольском месторождении является единственной системой, подключенной к ДКС проекта, при отсутствии других нефтепоисковых объектов, от которых также осуществляется подача добытого газа на ту же ДКС.

ПНГ, добываемый на Комсомольском нефтяном месторождении (~1 490 млн. м³/год), частично поступает на Губкинский ГПЗ (~950 млн. м³/год), а остальная часть подвергается факельному сжиганию (~500 млн. м³/год). В существующих условиях нефть и газ из эксплуатационных скважин транспортируются по трубопроводам (протяженностью около 5-7 км, в зависимости от расположения площадки скважин) на установку предварительного обезвоживания, где осуществляется сепарация нефти и ПНГ. Нефть направляется на переработку и в точки потребления, а ПНГ направляется на Губкинский ГПЗ по трубопроводу протяженностью 18 км.

Согласно прогнозам, нефтедобыча на Комсомольском месторождении будет увеличиваться, при этом объем ПНГ возрастет. Это предполагает, что дополнительный объем нефти и ПНГ должен будет транспортироваться на установку предварительного обезвоживания с использованием уже существующей инфраструктуры. Таким образом, давление в нефте- и газосборной инфраструктуре, включая систему передачи от площадок скважин на установку обезвоживания,

⁴⁶ В 2007 г. объем газодобычи в стране достиг 654,1 млрд. м³ согласно данным издания «Газовая промышленность России» (Приложение к «Минтоп» № 3 за 2008 г.; ЦДУ ТЭК, Москва, стр. 5).



будет возрастать. Однако давление в данной инфраструктуре должно постоянно поддерживаться на уровне 0,643 МПа. Сброс давления может быть возможен исключительно за счет факельного сжигания ПНГ, объем которого может достигнуть ~ 1 110 млн. м³ в 2010 году, ~1 220 млн. м³ в 2011 и ~1 332 млн. м³ в 2012 году. (см. Таблица 14, Приложение 1). В противном случае, это окажет отрицательное воздействие на уровни добычи нефти и газа на площадке скважин. Хотя такая процедура позволяет поддерживать постоянное давление в транспортной системе и на входе в установку обезвоживания (0,3-0,4 МПа), она ведет к снижению давления на выходе с установки обезвоживания (0,3-0,2 МПа). С учетом того, что от этой точки газ нужно транспортировать еще на 18 км, уровни давления упадут ниже требований подачи на Губкинский ГПЗ (0,09 МПа). В дополнение к этому, потребности Губкинского ГПЗ являются фиксированными (т. е. ограничены установленной мощностью технологических установок) и ненадежными, так как завод работает с превышением своих мощностей, при этом в периоды плановых и внеплановых остановок производства наблюдается еще более значительное увеличение объемов факельного сжигания ПНГ. Более того, стоимость адаптации мощностей существующей сборной инфраструктуры на нефтяном месторождении является чересчур высокой для РН-Пурнефтегаз и требует очень длительных сроков осуществления.

Текущее положение представлено на Рис.7

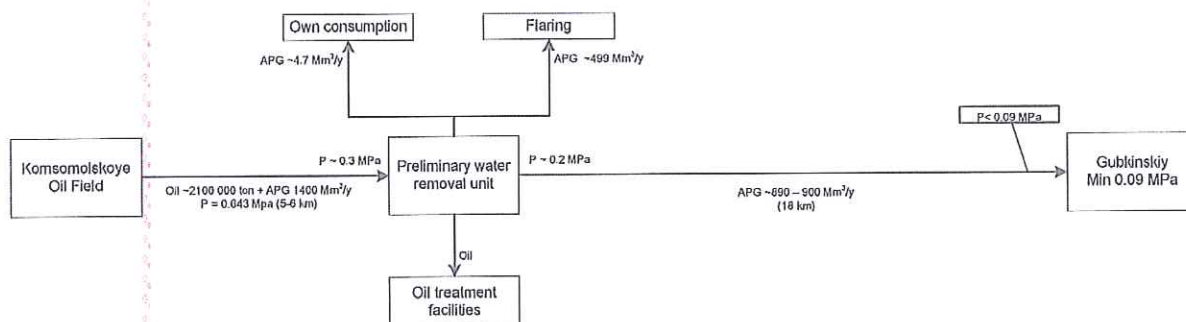


Рис. 7 Описание существующей ситуации

Как указано выше, выбор базового сценария и определение дополнительности выполняются совместно и учитывают правовую допустимость и экономическую привлекательность и барьеры, связанные со следующими альтернативными вариантами:

Вариант 1: Выброс в атмосферу на площадке нефтедобычи.

Вариант 2: Факельное сжигание на площадке нефтедобычи.

Вариант 3: Потребление на площадке. Для целей проекта вариант 3 также включает альтернативу выработки энергии на основе сжигания ПНГ и его подачи в энергосистему.

Вариант 4: Закачка в нефтяной резервуар.

Вариант 5: Добыча, транспортировка, переработка и распределение между конечными пользователями.

Из всех альтернативных вариантов технически целесообразным является тот, который представляет наиболее экономически привлекательный ход деятельности. В соответствии с применимым законодательством, этот вариант будет являться базовым сценарием. Как показано



подробно в разделе В.2, базовый сценарий для РН-Пурнефтегаз предполагает строительство ДКС_в, что позволило бы поддерживать уровни давления газа в пределах требований Губкинского ГПЗ, продолжать подачу на ГПЗ на уже установленных уровнях⁵⁰ и подвергать остальной объем газа факельному сжиганию с учетом роста нефтедобычи. Это позволило бы управлять увеличением уровней добычи и его влиянием на газовую динамику в сборной инфраструктуре, соблюдать положения природоохранного законодательства и обеспечивать привлекательную отдачу с необходимых инвестиций. Вследствие этого, факельное сжигание (вариант 2) представляет собой наиболее экономически привлекательный вид деятельности, так как оно не требует каких-либо инвестиций в отношении ПНГ, остающегося после поставки части ПНГ на Губкинский ГПЗ.

Базовый сценарий определяется с использованием основных элементов АМ0009 (Редакция 2.1) с учетом «Руководства по критериям определения и мониторинга базового сценария при совместном осуществлении». Таким образом, описание базового сценария включает все необходимые параметры и анализ (политический, нормативный и экономический), что обеспечивает прозрачное и консервативное выявление рисков базового сценария.

При этом, хотя применение утвержденных методологий CDM не является обязательным для проектов совместного осуществления, был избран консервативный и непротиворечивый подход к демонстрации базового сценария с использованием рекомендованного алгоритма АМ0009 в целях обеспечения учета всех соответствующих рисков (в частности, см. разделы А.4.3 и В.2).

Описание методологического подхода

В проекте используются элементы АМ0009 в части мониторинга последствий возникновения различных углеродных потоков при добыче газа, его переработке и поставке пользователям, а также при защитном факельном сжигании, плюс любые случайные выбросы вследствие аварий на заводе или в трубопроводе. Данные мониторинга используются для расчета базового сценария, с предположением о том, что, при отсутствии деятельности в рамках проекта, объемы углеродов будут выбрасываться в атмосферу за счет факельного сжигания попутного газа, добытого в связи с добычей нефти на Комсомольском нефтяном месторождении. Как указано в предыдущем разделе, для проекта используются элементы не только из АМ0009 (Редакция 2.1), но и из «Методики расчета проектных выбросов вследствие электропотребления» (Редакция 01/ЕВ 32). Применение данного элемента обусловлено использованием электрической энергии в рамках проекта, что не рассматривается в рамках условия применения № 2 в составе АМ0009 (Редакция 2.1). Использование соответствующих методологических элементов в рамках деятельности по проекту обосновано в рамках вышеупомянутых указаний по совместному осуществлению. Более того, потребление энергии проектом от энергетической сети незначительно и составляет 0,1 % от общего объема энергии, получаемой в виде попутного газа⁴⁷.

Территория проекта

Территория проекта, согласно положениям разделов А.4.1 и В.3, определяется как Комсомольское нефтяное месторождение, ДКС_р, и трубопровод, обеспечивающий передачу газа между двумя точками и от ДКС_р в точку приема системы Газпрома. Поскольку ГПЗ находится в управлении «РН-Пурнефтегаз», он рассматривается как объект вне границ проекта.

⁴⁷ Подробнее см. в таблице «Прочая информация» в расчетной таблице.



Прогноз производства попутного газа

Согласно оценкам, производство попутного газа будет возрастать и стабилизируется на уровне около 2,3 млрд Nm^3 к концу срока кредитования (см. Приложение 2).

Значение базовых выбросов основано на количестве попутного газа, добываемого на Комсомольском нефтяном месторождении. Данный газ подлежит факельному сжиганию в нормальных условиях. Как указано выше, налицо некоторый уровень неопределенности в отношении объема добываемого попутного газа, так как он напрямую связан с объемом добываемой нефти. Подобная неопределенность будет учитываться, поскольку расчет сокращений выбросов выполняется на основе фактических объемов попутного газа, экспортируемого с Комсомольского нефтяного месторождения. С учетом этого аспекта и того факта, что предусмотрен необходимый мониторинг, завышенная оценка сокращений выбросов на основе прогнозируемых данных не будет представлять собой проблему. Значения, представленные в составе настоящей проектно-технической документации, основаны на планах нефтедобычи компании «РН-Пурнефтегаз».



Описание формул, использованных для расчетов

Сокращение выбросов

$$EF_y = BL_y - PE_{CO_2, gas, y} - PE_{CH_4, plants, y} - PE_{CH_4, pipeline, y} - PE_{CH_4, pipeline, accident} - PE_{EC, y} - PE_{CO_2, other fuels, y} - L_y$$

Формула 15⁴⁸

где:

EF_y	Сокращения выбросов при осуществлении деятельности в рамках проекта, с поправкой на утечку, в течение периода «у» в тоннах эквивалента CO ₂ .
BL_y	Суммарные базовые выбросы в течение периода «у» в тоннах эквивалента CO ₂ .
$PE_{CO_2, gas, y}$	Выбросы CO ₂ от деятельности в рамках проекта вследствие сжигания, факельного сжигания или выброса в атмосферу добываемого газа в течение периода «у» в тоннах CO ₂ .
$PE_{CH_4, plants, y}$	Выбросы CH ₄ от деятельности в рамках проекта на объекте добычи газа и ГПЗ в течение периода «у» в тоннах эквивалента CO ₂ .
$PE_{CH_4, pipeline, y}$	Выбросы CH ₄ от деятельности в рамках проекта вследствие транспортировки добываемого газа по трубопроводу в течение периода "у" в тоннах эквивалента CO ₂ .
$PE_{CH_4, pipeline, accident}$	Выбросы CH ₄ от деятельности в рамках проекта вследствие транспортировки добываемого газа по трубопроводу, при возникновении случайного события, в тоннах эквивалента CO ₂ .
$PE_{EC, y}$	Выбросы в рамках проекта вследствие потребления электроэнергии при осуществлении деятельности в рамках проекта в течение года "у" (тонны CO ₂ /год)
$PE_{CO_2, other fuels, y}$	Выбросы CO ₂ вследствие потребления других видов топлива помимо добываемого газа вследствие деятельности в рамках проекта в течение периода "у" в тоннах CO ₂
L_y	Выбросы в виде утечек в течение периода «у» в тоннах эквивалента CO ₂ .

Базовые выбросы

Базовые выбросы по данному проекту относятся к объему газа, добываемого в результате добычи нефти и подлежащего факельному сжиганию в нормальных условиях, минус объем газа, который поставляется на Губкинский ГПЗ в рамках базового сценария (см. Формула 2):

$$BL_y = BL_{gy} - BL_{GPPy} - BL_{BCSby}$$

Формула 14

где:

BL_y Суммарные базовые выбросы в течение периода «у» в тоннах эквивалента CO₂

⁴⁸ Нумерация формул – согласно разделу D настоящего документа по проектированию Проекта.



$BL_{g,y}$	Суммарные базовые выбросы в течение периода «у» в тоннах эквивалента CO_2
BL_{GGPPy}	Базовые выбросы соответствующие объемам газа, который поставляется на Губкинский ГПЗ в рамках базового сценария в течение периода «у» в тоннах эквивалента CO_2
BL_{BCSby}	Выбросы в рамках базового сценария вследствие газопотребления ДКС _b

Формула 11

$$BL_{g,y} = V_{A,y} \cdot W_{carbon,A,y} \cdot \frac{44}{12} \cdot \frac{1}{1000}$$

где:

$BL_{g,y}$	Суммарные базовые выбросы в течение периода «у» в тоннах эквивалента CO_2
$V_{A,y}$	Объем газа, добываемого на нефтяном месторождении в течение периода «у» в $Нм^3$
$W_{carbon,A,y}$	Среднее содержание углерода в газе, добываемом в точке А в течение периода "у" в $кгС/Нм^3$

Как показано в разделе по выбору базового сценария, базовый сценарий соответствует продолжению поставки газа на Губкинский ГПЗ. Вследствие этого, объем сокращений выбросов, соответствующий данному объему газа, и объем газа, который потреблялся бы для эксплуатации ДКС_b (формула 13), подлежит вычету из общего объема базовых выбросов, в целях определения величины нетто базовых выбросов. Поскольку потребности Губкинского ГПЗ являются фиксированными и ограничены его функционированием на пределе мощностей, максимальное значение за последние 3 года (равное значению последнего года) было использовано для определения данного объема консервативным образом (см. Приложение 2). Предполагается, что весь углерод в газе полностью окисляется до состояния двуокиси углерода. Поскольку расчет выбросов по проекту выполняется с учетом общего объема газа, даже для объема, поставляемого на Губкинский ГПЗ в рамках базового сценария, вышеупомянутый подход обеспечивает более точный и консервативный подход (см. Приложение 3).

Формула 12

$$BL_{GGPPy} = V_{GGPP,y} \cdot W_{carbon,GGPP,y} \cdot \frac{44}{12} \cdot \frac{1}{1000}$$

где:

BL_{GGPPy}	Базовые выбросы соответствующие объему газа, поставляемого на Губкинский ГПЗ в рамках базового сценария в течение периода «у» в тоннах эквивалента CO_2
$V_{GGPP,y}$	Объем газа, поставляемого на Губкинский ГПЗ в рамках базового сценария в течение периода «у» в $Нм^3$
$W_{carbon,GGPP,y}$	Среднее содержание углерода в газе, добываемом в точке А в течение периода «у» в $кгС/Нм^3$

$$BL_{BCSby} = V_{BCSb,y} \cdot W_{carbon,BCSb,y} \cdot \frac{44}{12} \cdot \frac{1}{1000}$$

Формула 13

Где:



BL_{BCSby}	Базовые выбросы вследствие газопотребления ДКС _б
V_{BCSby}	Объем газа, который поступил бы на ДКС в рамках базового сценария в течение периода y , в Нм^3
$W_{carbon,BCSby}$	Среднее содержание углерода в газе, добытом в точке А на Рис. 14 в течение периода y , в $\text{кгС}/\text{Нм}^3$

Выбросы от деятельности в рамках проекта

Существуют четыре источника выбросов от деятельности в рамках проекта:

- Выбросы CO_2 вследствие сжигания топлива при добыче, транспортировке и переработке газа.
- Выбросы CO_2 вследствие потребления других видов топлива помимо добываемого газа.
- Выбросы CO_2 вследствие потребления электроэнергии, генерированной в энергосистеме.
- Выбросы CH_4 и CO_2 от утечек, выбросов в атмосферу и факельного сжигания при добыче, транспортировке и переработке добываемого газа.

Подробнее о расчете выбросов по проекту см. в Приложении 4.

1) Выбросы CO_2 вследствие сжигания топлива при добыче, транспортировке и переработке газа.

$$PE_{CO_2, gas, y} = \frac{m_{carbon, A, y}}{m_{carbon, A, y} + m_{carbon, X, y}} \cdot (m_{carbon, A, y} + m_{carbon, X, y} - m_{carbon, B, y}) \cdot \frac{44}{12} \cdot \frac{1}{1000} \quad \text{Формула 1}$$

$$m_{carbon, A, y} = V_{A, y} \cdot W_{A, y} \quad \text{Формула 2}$$

$$m_{carbon, B, y} = (V_{BDG, y} \cdot W_{BDG, y}) + (V_{CH_4, y} \cdot W_{CH_4, y}) \quad \text{Формула 3}$$

$$m_{carbon, X, y} = V_{X, y} \cdot W_{X, y} \quad \text{В рамках данного} \quad \text{Формула 4}$$

проекта $V_{SI} = 0$

где:

$PE_{CO_2, gas, y}$	Выбросы CO_2 от деятельности в рамках проекта вследствие сжигания, факельного сжигания или выброса в атмосферу добываемого газа в течение периода « y » в тоннах CO_2
$m_{carbon, A, y}$	Количество углерода в добываемом газе в процессе сепарации нефти-газа на Комсомольском месторождении в кг
$m_{carbon, BDG, y}$	Количество углерода в потоке осушенного газа (ОГ), поступающего с ДКС _р , в Нм^3
$m_{carbon, B, PG, y}$	Количество углерода в потоке СНГ, поступающего с ДКС _р , в тоннах.
$V_{A, y}$	Объем влажного газа, добываемого из нефти в точке А в течение периода « y » в Нм^3
$W_{carbon, A, y}$	Среднее содержание углерода во влажном газе, добываемом из нефти в точке А в течение периода « y » в $\text{кгС}/\text{Нм}^3$
$V_{BDG, y}$	Объем ОГ, добываемого в точке B_{DG} в течение периода « y » в Нм^3
$W_{carbon, BDG, y}$	Среднее содержание углерода в ОГ в точке B_{DG} в течение периода « y » в $\text{кгС}/\text{Нм}^3$



$V_{BLPG,y}$ Объем СНГ, добываемого в точке V_{LPG} в течение периода «у» в м³ или тоннах.
 $W_{carbon,B2,y}$ Среднее содержание углерода в СНГ в точке V_{LPG} в течение периода «у» в кгС/м³ или тоннах.

В этих расчетах используются формулы, приведенные в АМ0009. Данные уравнения фактически представляют общий материальный баланс углерода в границе проекта. Это достигается за счет использования значений массовых и объемных потоков, поступающих на и с ДКС_Р, наряду с компонентным составом газа/жидкости всех газовых и продукционных потоков. Указанные данные используются в сочетании с данными об интенсивности потоков для расчета содержания углерода в потоках и, таким образом, для определения углеродного баланса. Так как система добычи на Комсомольском месторождении является единственной структурой, соединенной с ДКС_Р, переменная X_i (другие нефтяные скважины) принята равной 0.

2) Выбросы CO₂ вследствие потребления других видов топлива помимо добываемого газа.

$$PE_{CO_2, other\ fuels, y} = \frac{1}{1000} * \sum_{fuels} m_{fuel, y} * NCV_{fuel} * EF_{CO_2, fuel} \quad \text{Формула 14}$$

где:

$PE_{CO_2, other\ fuels, y}$ Выбросы CO₂ вследствие потребления других видов топлива помимо добываемого газа вследствие ведения деятельности в рамках проекта в течение периода «у» в тоннах CO₂
 $m_{fuel, y}$ Количество конкретного типа топлива, потребляемого при ведении деятельности в рамках проекта в течение соответствующего периода в кг.
 NCV_{fuel} Низшая теплотворность соответствующего типа топлива в кДж/кг.
 $EF_{CO_2, fuel}$ Коэффициент выброса CO₂ для соответствующего типа топлива в кг CO₂/кДж.

Деятельность в рамках проекта включает эксплуатацию дизельной генераторной установки. Выбросы, образуемые при эксплуатации данной установки, учтены в предыдущей формуле.

3) Выбросы CO₂ вследствие потребления электроэнергии.

При ведении деятельности в рамках проекта забор электроэнергии осуществляется из Тюменской региональной энергосистемы, и соответствующие выбросы учитываются как выбросы, обусловленные реализацией проекта. Пурнефтегаз управляет потреблением данной энергии, а точка мониторинга переменной также находится под управлением разработчика. Для расчета данного компонента, следует использовать элементы «Методики расчета проектных выбросов вследствие электропотребления» (Редакция 01/ЕВ 32)⁴⁹. В дополнение к этому, использованы коэффициенты невыполнения, указанные в «Методике расчета проектных выбросов вследствие электропотребления» (Редакция 01/ЕВ 32), для коэффициента выбросов энергетической сети ($EF_{grid, y}$) и потерь при передаче и распределении (TDL_{y}).

$$PE_{EC, y} = EG_{PJ, y} * EF_{grid, y} * (1 + TDL_{y}) \quad \text{Формула 10}$$

⁴⁹ http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/EB32_repan10_Tool_electricity_consumption_ver01.pdf



где:

$PE_{EC,y}$	Выбросы в рамках проекта вследствие электропотребления при ведении деятельности в рамках проекта в течение года «у» (тонны CO_2 /год)
$EG_{PJ,y}$	Количество электроэнергии, потребляемой при ведении деятельности в рамках проекта в течение года «у» (МВт-ч)
$EF_{grid,y}$	Коэффициент выбросов для энергосистемы в течение года «у» (тонны CO_2 /МВт-ч)
TDL_y	Средние технические потери при передаче и распределении в энергосистеме в течение года «у» для уровня напряжения, при котором осуществляется получение электроэнергии из энергосистемы на площадке проекта.

4) Выбросы CH_4 и CO_2 вследствие утечек, выброса в атмосферу и факельного сжигания при добыче, транспортировке и переработке добываемого газа.

Формула 5

$$PE_{CH_4,plants,y} = GWP_{CH_4} \cdot \frac{1}{1000} \cdot \sum_{equipment} W_{CH_4,stream} \cdot EF_{equipment} \cdot T_{equipment}$$

где:

$PE_{CH_4,plants,y}$	Выбросы CH_4 , относимые к деятельности в рамках проекта на ДКС _р в течение периода «у» в тоннах эквивалента CO_2
GWP_{CH_4}	Утвержденный потенциал глобального потепления для метана (в настоящее время = 21)
$W_{CH_4,stream}$	Средняя весовая доля метана в соответствующем потоке в $kgCH_4/kg$ или Nm^3
$T_{equipment}$	Период эксплуатации оборудования, часы. Зависит от плановых простоев ДКС _р .
$EF_{equipment}$	Надлежащий коэффициент выбросов, на основе данных ЕРА (Агентство по охране окружающей среды) по фугитивным выбросам, согласно методологии.

Формула 6

$$PE_{CH_4,pipeline,y} = GWP_{CH_4} \cdot \frac{1}{1000} \cdot \sum_{equipment} W_{CH_4,pipeline} \cdot EF_{equipment} \cdot T_{equipment}$$

где:

$PE_{CH_4,pipeline,y}$	Выбросы CH_4 , относимые к деятельности в рамках проекта при транспортировке газа от нефтяного месторождения на ДКС _р и на объекты приема Газпрома в течение периода «у» в тоннах эквивалента CO_2
$W_{CH_4,pipeline}$	Средняя весовая доля метана в трубопроводе в $kgCH_4/kg$ или Nm^3
GWP_{CH_4}	Утвержденный потенциал глобального потепления для метана (в настоящее время = 21)
$T_{equipment}$	Период эксплуатации оборудования, часы. Зависит от плановых простоев ДКС _р .
$EF_{equipment}$	Надлежащий коэффициент выбросов, на основе данных ЕРА (Агентство по охране окружающей среды) по фугитивным выбросам, согласно методологии.



Данные выбросы имеют место на двух этапах при ведении деятельности в рамках проекта – во-первых, при транспортировке газа от Комсомольского нефтяного месторождения на УПО ДКС_Р и от данной точки до объектов Газпрома и на самой ДКС_Р. Второй источник выбросов связан с любыми утечками, которые могут иметь место по мере пропуска газов и жидкостей через ДКС_Р. Для расчета этих утечек, установлено количество фитингов, из которых возможна утечка CH₄.

Выбросы CH₄ из трубопровода, соединяющего Комсомольское с ДКС_Р, в ситуации аварийных (случайных) выбросов

В случае аварийных выбросов газа из трубопровода, соединяющего Комсомольское и ДКС_Р, а также соединяющего ДКС_Р с точкой приема Газпрома (точки соединения А и В_{DG} на Рис. 14), мониторингу подлежит продолжительность выброса и объем выброшенного газа. Эти данные, наряду с объемом газа, подаваемого по трубопроводу, соединяющему указанные точки, с объемом газа, остающегося в трубопроводе после блокирования трубопровода клапанами, а также данные по потенциалу метана в части глобального потепления наряду с данными о средней фракции метана в газе, добытом в точке А и В_{DG} Рис. 14), используются для расчета выбросов метана при возникновении аварийной ситуации с использованием Формулы 7 следующим образом:

$$PE_{CH_4, pipeline, accident, y} = GWP_{CH_4} \cdot \frac{1}{1000} \cdot (V_{A1, A2, Accident} + V_{remain, accident}) \cdot W_{CH_4, pipeline, accident} \quad \text{Формула 7}$$

$$V_{A1, A2, accident} = T_{accident} \cdot F = (t2 - t1) \cdot F \quad \text{Формула 8}$$

$$V_{remain, accident} = d^2 \cdot \pi \cdot L \cdot \frac{P_p \cdot T_s}{P_s \cdot T_p} \cdot \frac{V_{A, d, accident}}{\sum_i V_{x_i, d, accident}} \quad \text{Формула 9}$$

PE
CH_{4, pipeline, accident, y Выбросы CH₄ вследствие аварийного выброса газа с Комсомольского месторождения на ДКС_Р и от ДКС_Р в трубопровод Газпрома в тоннах эквивалента CO₂}

V_{A1, A2, accident} Объем газа, подаваемого по трубопроводу, соединяющему Комсомольское месторождение и ДКС_Р, а также ДКС_Р и систему Газпрома, на момент начала аварийной утечки газа вплоть до момента изолирования трубопровода перекрытыми клапанами, в Нм³

V_{remain, accident} Объем газа, остающийся в трубопроводе после изолирования трубопровода перекрытыми клапанами, в Нм³

W_{CH₄, pipeline} Средняя весовая доля CH₄ в газе, поступающем на ДКС_Р в точке А или В_{DG}, в кгCH₄/Нм³, на Рис. 14

T_{accident} Разница по времени между t1 и t2, определяемая как «время удерживания», в



	секундах
t_1	Время утечки газа вследствие аварии, определяемой путем непрерывного мониторинга давления в трубопроводе.
t_2	Время изолирования отрезка трубы, где происходит утечка, перекрывными клапанами (как выше, так и ниже), на основе операционных данных
F	Скорость потока газа, поступающего на ДКС _р или в систему Газпрома, на основе показаний счетчиков в точке А на Рис. 14
d	Радиус трубопровода в метрах (м)
π	P_i , отношение окружности круга к его диаметру.
L	Протяженность трубопровода в метрах (м)
P_p	давление в трубопроводе в момент изолирования утечки в трубопроводе клапанами
P_s	стандартное давление (атм.)
T_p	температура в трубопроводе в момент изолирования утечки перекрывными клапанами, в градусах Цельсия (°C)
T_s	стандартная температура по Цельсию
$V_{A,d,accident}$	объем газа, поступающего в трубопровод из нефтяной скважины в точке А на Рис. 14 до наступления аварии, в Нм^3
$V_{xi,d,accident}$	Объем газа, поступающего в трубопровод из нефтяной скважины i в точке X на Рис. 14 до наступления аварии в течение периода суток, в м^3 . Данный параметр равен 0 при условии отсутствия других нефтяных скважин, которые подают газ на ДКС _р .

Утечка

Определение утечки опирается на принципы АМ0009. Существуют три источника утечки:

- 1) Выбросы CO_2 вследствие сжигания топлива при транспортировке и переработке газа, когда транспортировка и переработка газа не контролируются участниками проекта.
- 2) Выбросы CH_4 и CO_2 вследствие утечек, выброса в атмосферу и факельного сжигания при транспортировке и переработке добываемого газа, когда транспортировка и переработка не контролируются участниками проекта.
- 3) Изменения в части выбросов CO_2 вследствие замены топлива или дополнительного потребления топлива конечными пользователями, при возникновении такого потребления.

В отношении позиции 1), следует указать, что все работы по переработке и транспортировке газа будут управляться участниками проекта. Следовательно, любые выбросы данной категории будут учтены в составе выбросов по проекту.



Позиция 2) также предполагает управление со стороны участников проекта. Любые выбросы CH_4 и CO_2 при транспортировке газа учтены в составе выбросов по проекту.

В отношении позиции 3), следует отметить, что изменения в части конечных пользователей продуктов, производимых на ДКСР, или увеличение в уровне их потребления не предусмотрены.

С учетом приведенной выше информации, можно заключить, что значительные утечки при ведении деятельности в рамках проекта не будут иметь место и, таким образом, утечка при ведении деятельности по проекту оценивается на нулевом уровне.

В разделе «Прогнозирование и корректировка базовых выбросов по проекту» было указано, что фактическое количество попутного газа, в данном случае – газа Комсомольского нефтяного месторождения, меняется в зависимости от нефтедобычи. При этом количество и состав попутного газа должны измеряться «по факту», в целях учета указанных колебаний.

В.2. Описание методов сокращения антропогенных выбросов парниковых газов из источников ниже уровня, который будет иметь место при отсутствии проекта совместного осуществления:

>>

ПНГ, добываемый на Комсомольском нефтяном месторождении (~1 490 млн. $\text{м}^3/\text{год}$), частично поступает на Губкинский ГПЗ (~950 млн. $\text{м}^3/\text{год}$), а остальная часть подвергается факельному сжиганию (~500 млн. $\text{м}^3/\text{год}$). В существующих условиях нефть и газ из эксплуатационных скважин транспортируются по трубопроводам (протяженностью около 5-7 км, в зависимости от расположения площадки скважин) на установку предварительного обезвоживания, где осуществляется сепарация нефти и ПНГ. Нефть направляется на переработку и в точки потребления, а ПНГ направляется на Губкинский ГПЗ по трубопроводу протяженностью 18 км.

Как ожидается, нефтедобыча на Комсомольском месторождении будет увеличиваться, и при этом объем ПНГ возрастет. Это означает, что дополнительный объем нефти и ПНГ будет транспортироваться на установку предварительного обезвоживания с использованием уже существующей инфраструктуры. Таким образом, давление в нефте- и газосборной инфраструктуре, состоящей из системы передачи от площадок скважин на установку обезвоживания, будет возрастать. Однако давление в данной инфраструктуре должно постоянно поддерживаться на уровне 0,643 МПа. Сброс давления возможен исключительно за счет факельного сжигания ПНГ, которое может достигнуть уровней ~1 110 млн. м^3 в 2010 году, ~1 220 млн. м^3 в 2011 и ~1 332 млн. м^3 в 2012 году. (Таблица 14, Приложение 1). В противном случае, это окажет отрицательное воздействие на уровни добычи нефти и газа на площадке скважин. Хотя данная процедура позволяет поддерживать постоянное давление в транспортной системе и на входе в установку обезвоживания (0,3-0,4 МПа), она ведет к уменьшению давления на выходе из установки обезвоживания (0,3-0,2 МПа). С учетом того, что от этой точки газ нужно транспортировать еще на расстояние 18 км, уровни давления окажутся ниже требований приема на Губкинском ГПЗ (0,09 МПа). В дополнение к этому, потребности Губкинского ГПЗ являются фиксированными (т. е. ограничены установленной мощностью технологических установок) и ненадежными, так как завод работает с превышением своих мощностей, при этом в периоды плановых и внеплановых остановок производства наблюдается еще более значительное увеличение объемов факельного сжигания ПНГ. Более того, стоимость адаптации мощностей существующей сборной инфраструктуры на нефтяном месторождении является чересчур высокой для РН-Пурнефтегаз и требует очень длительных сроков.



Текущее положение представлено на Рис. 8.

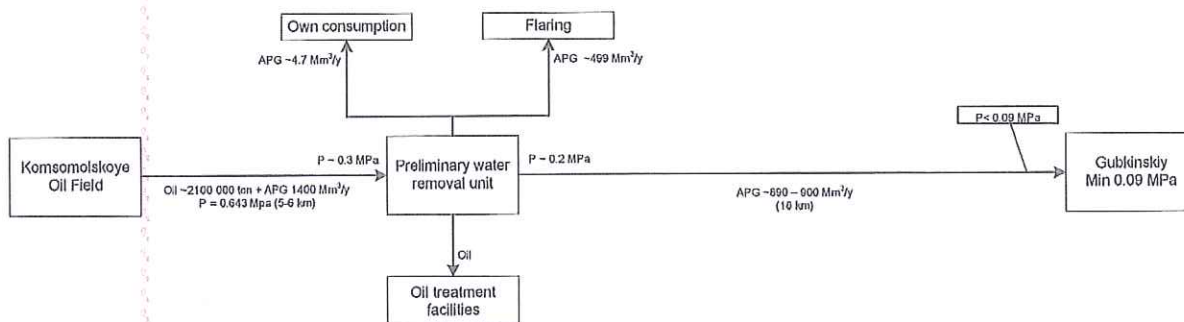


Рис. 8 Описание текущего положения

Как указано выше, выбор базового сценария и определение дополнительности выполняются совместно и учитывают правовую допустимость и экономическую привлекательность и барьеры, связанные со следующими альтернативными вариантами:

- Вариант 1: Выброс в атмосферу на площадке нефтедобычи.
- Вариант 2: Факельное сжигание на площадке нефтедобычи.
- Вариант 3: Потребление на площадке и/или энергоснабжение в энергосистему.
- Вариант 4: Закачка в нефтяной резервуар.
- Вариант 5: Добыча, транспортировка, переработка и распределение между конечными пользователями.

Из всех данных вариантов тот, который представляет наиболее экономически привлекательный ход деятельности, является технически целесообразным и соответствует положениям законодательства, должен рассматриваться в качестве базового сценария. Индикатором, выбранным для определения экономической привлекательности, является Внутренняя норма рентабельности (IRR).

Для оценки дополнительности, вышеописанные альтернативные варианты должны быть проанализированы на основе их технического и правового статуса в рамках Этапа 1. Варианты, которые не будут исключены на Этапе 1, подлежат оценке на предмет экономической привлекательности в рамках Этапа 2.

Этап 1: Оценка правовых аспектов, в т. ч. для технического скрининга

Вариант 1. Выброс в атмосферу на площадке нефтедобычи

Данный вариант предусматривает выброс всего газа, добываемого на Комсомольском нефтяном месторождении, без сжигания. Данный вариант запрещен законами РФ и, следовательно, не может рассматриваться как реалистичный альтернативный сценарий.

Вариант 2. Факельное сжигание на площадке нефтедобычи

Ввиду описанной выше динамики давления, компания «РН-Пурнефтегаз» могла бы осуществить строительство новой компрессорной станции (ДКС_В) после УПЮ. Данная установка позволила бы



обеспечивать поставку газа на Губкинский ГПЗ и одновременно выполнять требования по давлению Губкинского ГПЗ (мин. 0,09 МПа).

В рамках данного сценария, из прогнозируемых объемов добычи ПНГ 950⁵⁰ млн Нм³ направлялись бы на Губкинский ГПЗ, а остальной возросший объем ПНГ сжигался бы в факелах. Инфраструктура факелов для этой цели уже находится на стадии строительства. Данный вариант позволило бы сбрасывать повышенное давление в транспортной инфраструктуре, путем факельного сжигания, повышать давление после ДКС_В до уровней, необходимых на Губкинском ГПЗ, и продолжать использование уже существующей транспортной инфраструктуры. Параметры ДКС_В, создаваемой для данной цели, были бы небольшими, так как давление газа должно возрастать до 0,9 МПа на входе на Губкинский ГПЗ.

Данный вариант рассматривается как базовый сценарий и представлен на Рис. 9.

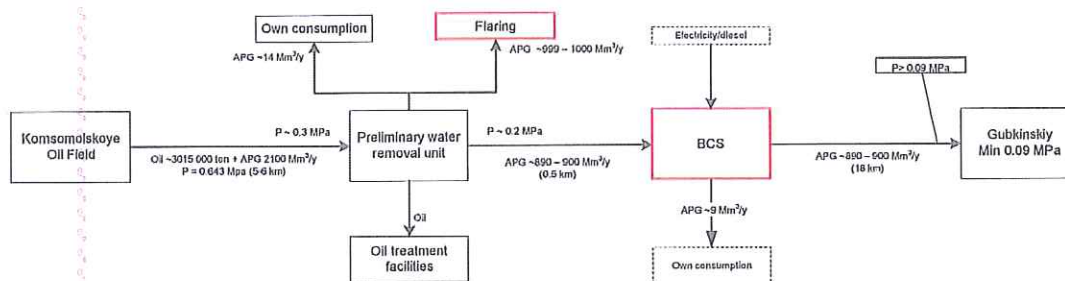


Рис. 9 Описание базового сценария

В рамках данной альтернативы, РН-Пурнефтегаз осуществляла бы факельное сжигание ПНГ, оставшегося после поставки ПНГ на Губкинский ГПЗ, что обусловлено ограничениями по мощности. Этот сценарий соответствует допуску на факельное сжигание газа, установленному региональным природоохранным ведомством. Поставка на Губкинский ГПЗ регулируется утвержденными договорными условиями и соответствует текущим правилам. Вследствие этого, данная альтернатива является возможной с правовой точки зрения и также технически целесообразной.

Вариант 3. Потребление на площадке и/или поставка электроэнергии в энергетическую систему.

Данный вариант предусматривает использование попутного газа для обеспечения теплоснабжения или энергоснабжения для нужд эксплуатации Комсомольского нефтяного месторождения. Что касается производства тепловой энергии, то в настоящее время потребности в теплоснабжении удовлетворяются за счет использования ПНГ в объеме в среднем 4,7 млн. Нм³ в год. После начала этапа эксплуатации проекта ожидается увеличение данного значения до 14,2 млн. Нм³, что составляет менее 1 % от общего объема газа, который должен добываться в рамках

⁵⁰ Максимальное значение исторического газоснабжения Губкинского ГПЗ в течение 3 последних лет (Приложение 2). Данное значение является консервативным и основано на общепринятой практике CDM / совместной реализации. Как указано выше, Губкинский ГПЗ уже работает на уровне эксплуатационной мощности с возникновением ряда внеплановых остановок.



проекта. Таким образом, данный альтернативный вариант не является целесообразным, так как он предполагает покрытие всех потребностей на площадке.

Возможность реализации проекта по выработке энергии с поставкой электроэнергии в энергетическую систему также не является целесообразным вариантом. Комсомольское месторождение удалено от всех крупных центров потребления электроэнергии и/или тепловой энергии при ограниченном спросе со стороны окружающих малонаселенных районов. Такое положение сужает возможность прямой поставки электроэнергии и/или тепловой энергии в адрес конкретных заказчиков, тогда как для утилизации объема ПНГ, который будет сжигаться в факелах в рамках базового сценария, потребуются установки мощностей свыше 300-500 МВт-э. Поскольку оператор региональной энергетической системы не предоставил компании Пурнефтегаз права доступа в энергетическую систему, альтернатива поставки электроэнергии в энергетическую систему не является возможным вариантом. Выработка энергии в большом объеме для третьей стороны выходит за рамки обычной практики деятельности «РН-Пурнефтегаз» (в настоящее время «РН-Пурнефтегаз» не занимается поставкой энергии для какой-либо третьей стороны) и не является частью развития бизнеса компании, в частности с учетом существующей нормативной среды, которая не обеспечивает недискриминированный доступ для независимых производителей энергии к передающим мощностям, эксплуатируемым генерирующими компаниями. В настоящее время «РН-Пурнефтегаз» реализует проект по выработке энергии мощностью 52 млн. МВт исключительно для внутренних нужд Тарасовского месторождения. Таким образом, данный альтернативный вариант не рассматривается в качестве жизнеспособного.

Вариант 4. Закачка в нефтяной резервуар.

Данный вариант предполагает, что добываемый попутный газ будет закачиваться в скважины нефтедобычи в целях увеличения давления в резервуаре и повышения нефтедобычи. С учетом геологических характеристик Комсомольского месторождения, улучшенная добыча в настоящее время обеспечивается путем закачки воды в резервуар. Таким образом, данный альтернативный вариант не является технически возможным.

Вариант 5. Добыча, транспортировка, переработка и распределение между конечными пользователями.

Данный вариант, который соответствует деятельности в рамках проекта, предусматривает установку новой ДКС_р, что позволит увеличить давление на выходе из УПО (0,2 МПа) до 7,5 МПа и обрабатывать (обезвоживать) газ. ДКС_р будет иметь установленную мощность 2,3 млрд Нм³ в год. Таким образом, она в основном будет способна справляться с прогнозируемым объемом газодобычи. Добываемый газ будет продаваться Газпрому. Для этой цели, также необходимо строительство нового трубопровода протяженностью 5,5 км. В дополнение к этому, небольшая доля СЗ+ будет добываться и закачиваться в нефтяные трубопроводы компании РН-Пурнефтегаз. Данный вариант позволит регулировать процесс повышения давления в транспортной инфраструктуре перед УПО и одновременно обеспечит почти полное использование газа, который в противном случае будет подвергаться факельному сжиганию в возрастающих объемах вследствие увеличения нефтедобычи (на Рис. 10 представлено описание данного сценария проекта).

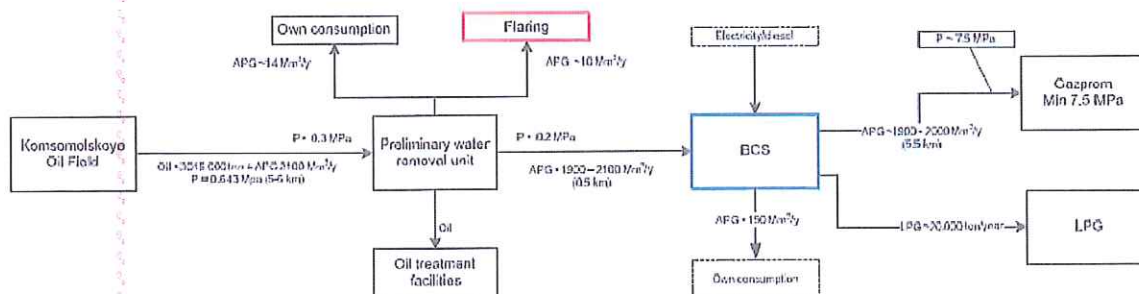


Рис. 10 Описание сценария проекта

Данный вариант, соответствующий сценарию Проекта, обеспечит почти полное использование ПНГ на нефтяном месторождении и, безусловно, соответствует региональным природоохранным нормам.

Предыдущий этап позволит заключить, что варианты 2 и 5 являются единственными вариантами возможными с технической и юридической точек зрения.

Этап 2: Оценка экономической привлекательности

Экономическая привлекательность оценивается в отношении оставшихся вариантов, которые целесообразны с технической точки зрения и являются юридически разрешенными с учетом законодательства или других (промышленных) соглашений и стандартов. Экономическая привлекательность данных альтернативных вариантов оценивается путем определения прогнозируемой Внутренней нормы рентабельности (IRR) каждого варианта. Базовым значением, с которым будут сравниваться два этих альтернативных варианта, является установленное Роснефтью минимальное значение IRR для утверждения проекта, зафиксированное Правлением компании на уровне 20 % (в принципе).

Вариант 2. Факельное сжигание на площадке нефтедобычи.

С экономической точки зрения, данный сценарий включает 2 компонента:

- Инвестиции в строительство менее крупной ДКС_В для обеспечения режима давления для непрерывной поставки ПНГ на Губкинский ГПЗ;
- Отсутствие необходимости в инвестициях для обеспечения непрерывного факельного сжигания объемов ПНГ, остающихся после поставки на Губкинский ГПЗ. В дополнение к этому, инфраструктура, необходимая для продолжения факельного сжигания оставшегося газа, не поступающего на Губкинский ГПЗ, уже существует.
- Доходы от поставки ПНГ на ГПЗ.
- Сумма платежей за выбросы метана вследствие факельного сжигания газа (применительно к недосжигаемой фракции метана, содержащейся в ПНГ) в соответствии



с официальной российской «Методикой расчета выбросов опасных веществ в атмосферу вследствие факельного сжигания ПНГ на факельных установках»⁵¹.

Согласно инвестиционному анализу, значение IRR для строительства ДКС_в составило 34,3 %. В рамках данного альтернативного варианта, в среднем 950 млн. м³ газа в год будут поступать на Губкинский ГПЗ. Финансовые переменные для данного альтернативного варианта представлены далее в виде таблицы.

Концепция	Единица	Величина
Капитальные вложения, без НДС	млн. руб.	496
Эксплуатационные затраты	млн. руб.	1 257
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	%	34,3 %

Таблица 5 Финансовые индикаторы – базовый сценарий

Финансовая привлекательность данного альтернативного варианта в основном обусловлена его относительно низкими затратами, так как интенсивность компрессионной системы (мин. 0,09 МПа) намного ниже, чем для сценария Проекта. Это напрямую затрагивает требования в части компрессионного оборудования, что существенно влияет на уровень затрат по проекту. В рамках данного альтернативного варианта, инфраструктура передачи на Губкинский ГПЗ уже создана.

Размер экологических платежей, которые должны быть осуществлены за выбросы в пределах допустимого уровня и которые могут быть осуществлены в случае превышения допустимых уровней факельного сжигания при плановых или внеплановых простоях Губкинского ГПЗ, будет иметь незначительные экономические последствия.

Проведен анализ чувствительности к изменению цены продажи газа, эксплуатационных и капитальных затрат на ± 10 % и 25 % соответственно (Рис. 11). В любом случае значение IRR выше порога принятия решений компании Роснефть.

⁵¹ Распоряжение Государственного комитета по охране окружающей среды и гидрометеорологии (№ 199 от 08 апреля 1998 г.), являющееся с 01 января 1998 г. надлежащей основой для подготовки отчетности по опасным выбросам вследствие факельного сжигания ПНГ. Согласно данной методике, платежи в связи с выбросами метана распространяются на недосжигаемую фракцию метана, содержащуюся в ПНГ.

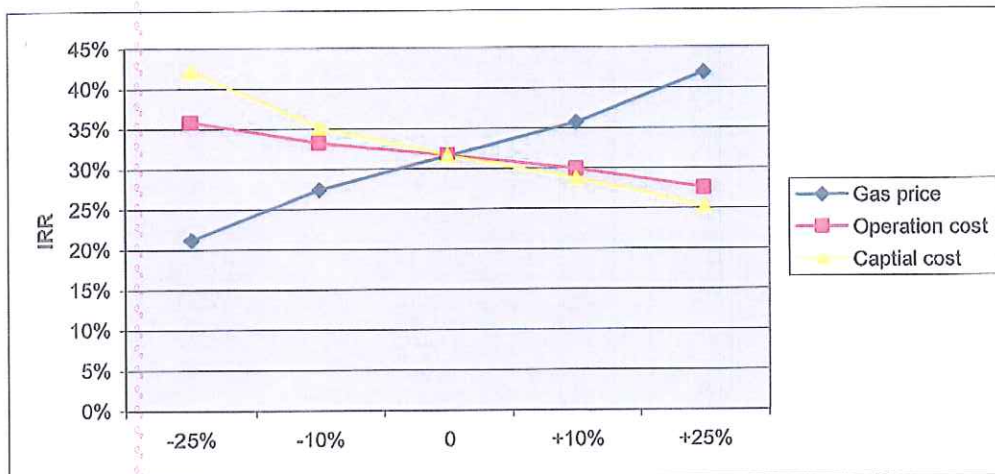


Рис. 11 Анализ чувствительности финансовых индикаторов базового сценария

Вариант 5. Добыча, транспортировка, переработка и распределение между конечными пользователями

С экономической точки зрения, данный вариант включает 3 основных компонента:

- Инвестиции в строительство ДКС_р и транспортную инфраструктуру для обеспечения уровня давления, необходимого для подачи осушенного газа в систему Газпрома.
- Доходы от поставки осушенного газа в систему Газпрома.
- Доходы от получения фракции СНГ на ДКС_р, которая поступает по нефтяным трубопроводам месторождения⁵².

Инвестиционный анализ данного альтернативного варианта (деятельность в рамках проекта) для Комсомольского месторождения дает значение IRR в размере 11,6 %. Данный вариант предусматривает поставку ~ 1 800 млн. м³ в год Газпрому и почти полное использование ПНГ, который в противном случае подлежал бы факельному сжиганию. Финансовые переменные для данного альтернативного варианта представлены далее в виде таблицы.

Концепция	Единица	Сценарий проекта без СГ
Капитальные вложения, без НДС	млн. руб.	4 004
Эксплуатационные затраты	млн. руб.	1 257
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	%	11,6 %

Таблица 6 Финансовые индикаторы сценария Проекта

⁵² Доходы, соответствующие фракции СНГ, были включены в инвестиционный анализ, выполненный в ходе посещения площадки.



Поскольку требования по давлению в рамках данного альтернативного варианта в несколько раз превышают (7,5 МПа) требования базового сценария (Вариант 2), стоимость компрессионного оборудования для сценария проекта также в несколько раз выше (4 004 млн. руб. против 496 млн. руб. соответственно). В дополнение к этому, необходимо соорудить трубопровод протяженностью 5,5 км. Таким образом, сценарий проекта, даже при более значительном объеме продажи газа, обеспечивает менее значительную отдачу на инвестиции, что ниже финансового порога компании.

Аналогично предыдущему варианту, был проведен анализ чувствительности путем видоизменения цены продажи газа, эксплуатационных и капитальных затрат на $\pm 10\%$ и 25% соответственно (Рис. 12), для деятельности в рамках проекта без прибыли от углерода. В любом случае проект не будет достигать финансового порога⁵³. Вследствие этого, данный вариант Проекта не является финансово привлекательным для компании РН-Пурнефтегаз.

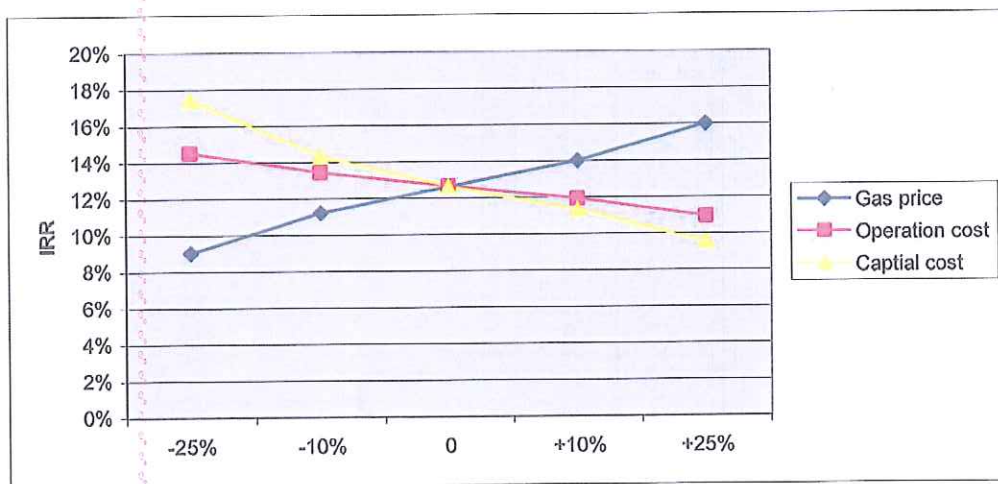


Рис. 12 Анализ чувствительности финансовых индикаторов сценария проекта

Определяющим фактором для обоих вариантов является прогнозируемая цена газа. Цена ПНГ, согласно текущему соглашению с Губкинским ГПЗ, составляет менее 10 долларов США / 1 000 Nm^3 . Это в основном обусловлено составом газа Комсомольского месторождения, который очень близок к осушенному газу и имеет очень небольшую жидкую фракцию⁵⁴. Согласно шкале регулируемых цен оптовой поставки ПНГ на газоперерабатывающие заводы, доля жидкой фракции в ПНГ Комсомольского месторождения находится в пределах самой низкой категории, а соответствующая цена находится в самом низком диапазоне ценовой шкалы.

⁵³ Обоснованный и уместный диапазон анализа чувствительности, использованный при подготовке инвестиционных решений компании «Роснефть», составляет отклонение от основных допущений в пределах $\pm 25\%$. Это согласуется с общепринятой практикой. Более значительный диапазон отклонения не рассматривается как уместный, так как он привел бы к резкому изменению общей концепции проекта, делая результаты анализа чувствительности весьма ненадежными. Это также поставило бы под вопрос ключевой принцип анализа чувствительности, который состоит в том, чтобы допускать «равенство других параметров».

⁵⁴ Анализ состава газа (приложения 2 и 4).



С учетом доминирующего положения Губкинского ГПЗ и Газпрома на рынке, который с экономической точки зрения потенциально доступен для РН-Пурнефтегаз, есть основания полагать, что для объемов газа, поставка которого может осуществляться в рамках Проекта, будет применяться та же цена, которая в настоящее время уплачивается Губкинским ГПЗ, так как у Газпрома нет экономических стимулов платить за этот газ более высокую цену.

Для обеспечения консервативности оценки экономической привлекательности данных альтернативных вариантов, в отношении указанной цены применены официальные планы Правительства РФ по последовательному ежегодному повышению цен на газ в РФ. При этом указанная цена составит около 10 долларов США / 1 000 Нм³ к 2010 г. по сравнению с текущим уровнем.



Краткая сводная информация об альтернативных вариантах и дополнительности

Как указано выше и отражено в таблице 7 ниже, базовый сценарий представляет собой продолжение факельного сжигания и поставок на Губкинский ГПЗ (Вариант 2).

Вариант	Правовые вопросы	Экономическая привлекательность	Заключение
Вариант 1: Выброс в атмосферу	Запрещено законом и внутренними нормами и индустриальной политикой	Не применимо	Не является возможным вариантом
Вариант 2: Факельное сжигание на площадке нефтедобычи	Не запрещено законом	Привлекательный	Наиболее привлекательный ход деятельности
Вариант 3: Потребление на площадке / энергоснабжение энергетической системы	Не запрещено законом	Не применимо	Потребности площадки уже удовлетворены, т. е. вариант не является целесообразным / энергоснабжение энергетической системы не является возможным вариантом
Вариант 4: Закачка в нефтяной резервуар	Не запрещено законом	Не применимо	Не является возможным вариантом
Вариант 5: Добыча, транспортировка, переработка и распределение между конечными пользователями	Не запрещено законом	Непривлекательный	Не является целесообразным вариантом

Таблица 7. Краткая сводная информация об альтернативных вариантах

Если синтезировать данную информацию, то базовый сценарий для РН-Пурнефтегаз предусматривает строительство ДКС_В для поддержания уровней давления газа в пределах требований Губкинского ГПЗ и факельное сжигание остального объема газа, который будет возрастать по мере роста нефтедобычи. Это позволит управлять воздействием уровней добычи и его влиянием на газовую динамику в сборной инфраструктуре, обеспечит соответствие природоохранным нормам и привлекательную отдачу на необходимые инвестиции. Вследствие этого, факельное сжигание (Вариант 2) является наиболее экономически привлекательным ходом деятельности, так как оно не требует инвестиций на то, чтобы решать проблему ПНГ,



остающегося после поставки газа на Губкинский ГПЗ. Таким образом, Вариант 2 является базовым.

Деятельность в рамках проекта включает строительство ДКС_Р другого типа, в которой давление на выходе будет в несколько раз выше, строительство дополнительного участка трубопровода протяженностью 5,5 км и продажу газа Газпрому. Это позволит компании РН-Пурнефтегаз не только решать вопрос давления в системе добычи и передачи, но одновременно почти полностью использовать сжигаемый на факелах газ. Ввиду более высокой потребности в инвестициях, данный альтернативный вариант обеспечивает отдачу на инвестиции, которая находится на уровне ниже минимальных требований компании Роснефть. Углеродное финансирование способно увеличить привлекательность деятельности в рамках проекта до минимального уровня IRR, необходимого для принятия положительного решения об инвестировании.

С учетом того, что проект не сможет быть реализован без компонента совместного осуществления и что проект обеспечивает значительное сокращение выбросов парниковых газов ниже базового уровня, деятельность в рамках проекта (Вариант 5) является дополнительной.

В.3. Описание применения определения границы проекта к данному проекту:

>>

Граница проекта включает в себе всю связанную с газом инфраструктуру под управлением разработчика проекта, которая будет сооружена и относится к деятельности в рамках проекта. В частности, проект предусматривает добычу попутного газа на Комсомольском нефтяном месторождении, который в противном случае будет подлежать факельному сжиганию, и транспортировку газа трубопроводом от УПО до ДКС_Р и от этой точки до точки приема системы Газпрома. Пространственная протяженность границы проекта определяется как площадка проекта Комсомольского нефтяного месторождения, где имеет место добыча попутного газа, УПО, ДКС_Р и трубопроводное соединение между ними и точкой приема системы Газпрома и соединение с линией закачки нефти.

Граница проекта (см. ниже Рис. 13) рассматривается как нижеследующее:

- Комсомольское нефтяное месторождение,
- трубопроводное соединение между Комсомольским нефтяным месторождением (а именно, УПО) и ДКС_Р
- трубопроводное соединение между ДКС_Р и точкой приема системы Газпрома,
- трубопроводное соединение между ДКС_Р и точкой закачки нефти.

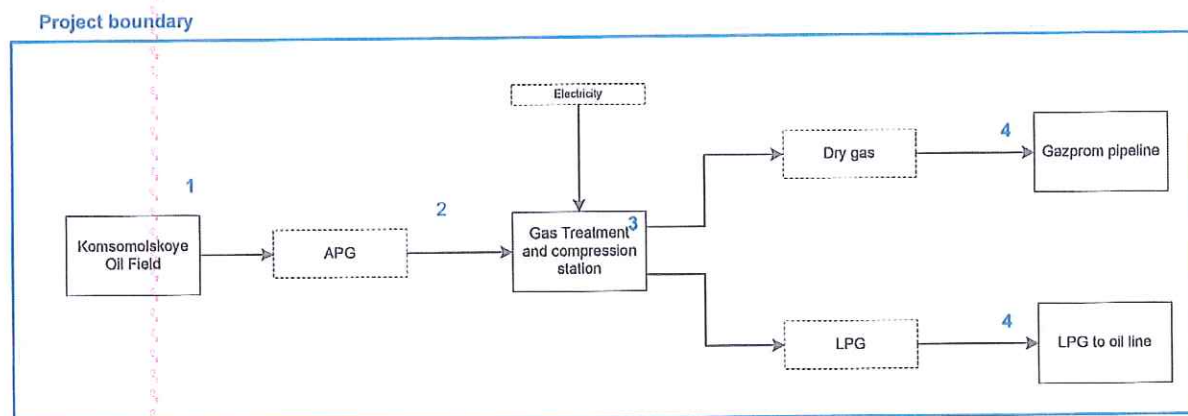


Рис. 13 Схема границы проекта.

Выбросы из следующих источников рассматриваются как потенциальные источники выбросов по проекту:

- Выбросы вследствие сжигания топлива при добыче, транспортировке и переработке газа;
- Выбросы CO₂ вследствие потребления других видов топлива помимо добываемого газа,
- Выбросы CO₂ при выработке электроэнергии для потребления при ведении деятельности в рамках проекта, и
- Выбросы CH₄ и CO₂ при утечках, выбросе в атмосферу и факельном сжигании во время добычи, транспортировки и переработки добываемого газа.

В.4. Дополнительная информация по базовому сценарию, включая дату определения базового сценария и информацию о лице (лицах) / организации (организациях), определяющих базовый сценарий:

>>

Компания EcoSecurities B.V. – организация, определяющая базовый сценарий и принимающая участие в проекте в качестве Консультанта по углероду. EcoSecurities не является участником проекта. Для базовых расчетов используются, по возможности, самые новые данные. Дата завершения разработки базового сценария: 6 ноября 2007 г. Лицо, ответственное за разработку:

Juan Parreño
EcoSecurities
Kettingstraat 21-A
2511 AM Den Haag
The Netherlands / Нидерланды
Тел.: +31 70 365 4749 / +44 1865 202 635
Email : juan-carlos@ecosecurities.com

См. подробнее в Приложении 2 касательно разработки базового сценария.



РАЗДЕЛ С. Продолжительность проекта / срока кредитования

С.1. Дата начала выполнения проекта:

>>

После принятия ожидаемого решения относительно реализации Проекта в рамках совместного осуществления, будет начат этап строительства в рамках проекта, а этап его полномасштабной эксплуатации должен начаться в первом квартале 2010 г.

С.2. Прогнозируемый жизненный цикл проекта:

>>

Жизненный цикл технологии и нефтяного месторождения составляет 22 года.

С.3. Длительность срока кредитования:

>>

Для Проекта предусмотрен 3-летний срок кредитования с учетом длительности первого срока кредитования по Киотскому протоколу, который определяется как возможный период создания ЕСВ в рамках проектов совместного осуществления.

Комитет по надзору за совместной реализацией

стр.44

РАЗДЕЛ D. План мониторинга

D.1. Описание выбранного плана мониторинга:

Описанный далее план мониторинга соответствует вышеизложенному подходу и использует большинство элементов утвержденной методологии AM0009 (Редакция 2.1), «Добыча и использование газа из нефтяных скважин, в ином случае подлежащего факельному сжиганию».

Согласно методологии AM0009, используются данные относительно материального баланса углерода в системе для расчета выбросов в рамках базового сценария и выбросов от деятельности в рамках проекта. В дополнение к этому, расчет проектных выбросов от электропотребления на ДКС_р будет рассчитан с использованием вышеупомянутой методики. План мониторинга также использует инвентаризацию и коэффициент выбросов для расчета выбросов СН₄ при добыче, переработке и транспортировке газа. Данный компонент транспортировки включает сегмент между линиями, транспортирующими газ от установки предварительного обезвоживания до ДКС_р и от ДКС_р до точки приема системы Газпрома. Выбросы при переработке и добыче соответствуют выбросам, которые имеют место в пределах ДКС_р.

Применяемая методология мониторинга предусматривает мониторинг в отношении нижеизложенного (см. Рис. 14):

- Состав и количество добываемого газа в точке А. Это рассматривается как базовый сценарий для проекта в соответствии с методологией AM0009. Поскольку расстояние между УПО и ДКС_р составляет всего 0,5 км, счетчик на входе в ДКС_р будет использован в качестве точки А.
- От других месторождений материалы на ДКС_р не поступают. Вследствие этого, мониторинг и расчет переменной X_i для данного проекта не выполняются.
- Состав и количество продуктов, осушенного газа и СНГ, от ДКС_р в точках В_{ог} и В_{лг}. Объем осушенного газа, поставляемого Газпрому, также будет подтверждаться путем составления коммерческих счетов-фактур.
- Объем электроэнергии из энергосистемы, потребляемой ДКС_р при ведении деятельности в рамках проекта, в точке EL. Кроме того, так как на площадке предусмотрен аварийный генератор, объем топлива, потребляемого данным устройством, если применимо, также должен подлежать мониторингу в точке QD.
- Методика Агентства по охране окружающей среды (EPA) используется для оценки fugitивных выбросов СН₄ на объектах транспортировки газа и на газовой ДКС_р. При этом требуются данные относительно приблизительного содержания метана в потоках и приблизительного времени эксплуатации оборудования, подтвержденного утечкам СН₄ и соответствующим выбросам на указанных установках.

Данный шаблон не может быть изменен. Просьба заполнить его без изменения/дополнения заголовков, логотипов, формата или шрифта.

Комитет по надзору за совместной реализацией

стр.45

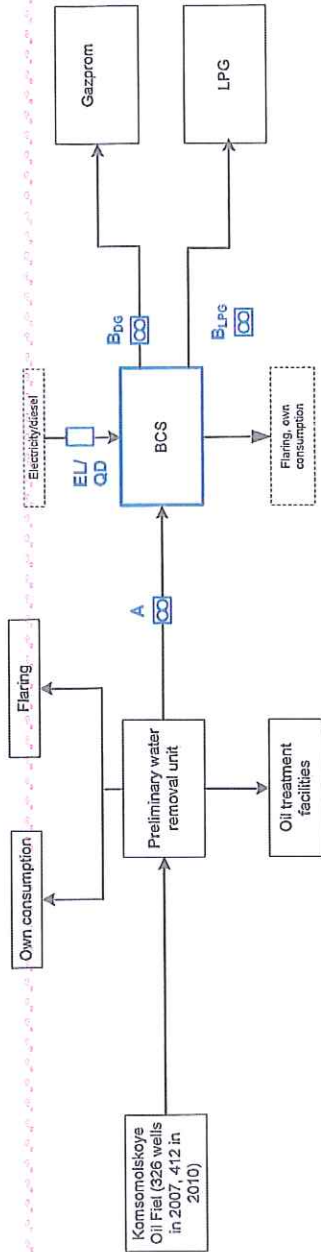


Рис. 14 Физическая компоновка точек мониторинга

D.1.1.1. Вариант 1 – Мониторинг выбросов в рамках сценария проекта и базового сценария:

D.1.1.1. Данные, подлежащие сбору в целях мониторинга выбросов в рамках проекта, и способ архивирования этих данных:									
Идентификационный номер	Переменная данных	Источник данных	Единица данных	Измеряется (м), рассчитывается (с), оценивается (е)	Частота регистрации	Доля данных, подлежащая мониторингу	Как данные архивируются? (электронный/бумажный формат)	Комментарий	
1.	V_A	Расходомер в точке А	Hm^3	М	Постоянно	Все	Электронный/бумажный формат, в течение 2 лет после завершения срока кредитования	$\text{Hm}^3 = 0^\circ\text{C}$ и $101,325 \text{ кПа}$	
2.	W_A	Анализ состава в точке А	%v	М	Ежемесячный отбор проб	Отбор проб	Электронный/бумажный формат, в течение 2 лет после завершения срока кредитования	Газовая хроматография. Для расчета в кгC/Hm^3 или кгC/тонна	
3.	V_{BDG}	Расходомер в	Hm^3	М	Постоянно	Все	Электронный/бумажный		

Данный шаблон не может быть изменен. Просьба заполнить его без изменения/дополнения заголовков, логотипов, формата или шрифта.

**ФОРМА ДОКУМЕНТА ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ
ПРОЕКТА ДЛЯ СОВМЕСТНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ - Редакция 01**



Комитет по надзору за совместной реализацией

стр. 46

	точке V_{BDG}	%v			Ежемесячный отбор проб	Отбор проб	Электронный/бумажный формат, в течение 2 лет после завершения срока кредитования	Газовая хроматография. Для расчета в kgC/Nm^3 или $kgC/тонна$
4.	W_{BDG}	Анализ состава в точке V_{BDG}	m/c					
5.	V_{VLFG}	Расходомер в точке V_{VLFG}	тонны/ m^3	м	Постоянно	Все	Электронный/бумажный формат, в течение 2 лет после завершения срока кредитования	
6.	W_{VLFG}	Анализ состава в точке V_{VLFG}	%v	m/c	Ежемесячный отбор проб	Отбор проб	Электронный/бумажный формат, в течение 2 лет после завершения срока кредитования	Газовая хроматография. Для расчета в kgC/Nm^3 или $kgC/тонна$
7.	$T_{equipment, plant}$	Время эксплуатации установки	Часы	м	Постоянно	100%	Электронный/бумажный формат, в течение 2 лет после завершения срока кредитования	Расчет путем вычитания простоя установки в течение года из 8 760 часов.
8.	$T_{equipment, pipeline}$	Время эксплуатации трубопровода	Часы	м	Постоянно	100%	Электронный/бумажный формат, в течение 2 лет после завершения срока кредитования	Расчет путем вычитания простоя трубопровода в течение года из 8 760 часов.
9.	T_1 и T_2	Время случайного выброса из трубопровода	Секунды/минуты	м	Постоянно	100%	Электронный/бумажный формат, в течение 2 лет после завершения срока кредитования	Расчет путем мониторинга перепада давления в трубопроводе.

Данный шаблон не может быть изменен. Просьба заполнить его без изменения/дополнения заголовков, логотипов, формата или шрифта.

**ФОРМА ДОКУМЕНТА ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ
ПРОЕКТА ДЛЯ СОВМЕСТНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ - Редакция 01**



Комитет по надзору за совместной реализацией

стр.47

10.	P_p	Давление в трубопроводе	Часы	М	Постоянно	100%	Электронный/бумажный формат, в течение 2 лет после завершения срока кредитования	T_1 – время, в которое имел место перепад давления. T_2 – время, на которое закрываются впускные и выпускные клапаны. Давление в трубопроводе, когда впускные и выпускные клапаны перекрывают трубопровод. Производится плановый мониторинг во время нормальной эксплуатации.
11.	T_p	Температура в трубопроводе	°С	М	Постоянно	100%	Электронный/бумажный формат, в течение 2 лет после завершения срока кредитования	Температура в трубопроводе, когда впускные и выпускные клапаны перекрывают трубопровод. Производится плановый мониторинг во время нормальной

Данный шаблон не может быть изменен. Просьба заполнить его без изменения/дополнения заголовков, логотипов, формата или шрифта.

Комитет по надзору за совместной реализацией

стр.48

	<i>ESFu</i>	Количество электроэнергии, потребляемой при ведении деятельности в рамках проекта	МВт-ч	М	Постоянно	100%	Электронный/бумажный формат, в течение 2 лет после завершения срока кредитования	эксплуатации.
12.	<i>ESFu</i>	Количество электроэнергии, потребляемой при ведении деятельности в рамках проекта	МВт-ч	М	Постоянно	100%	Электронный/бумажный формат, в течение 2 лет после завершения срока кредитования	эксплуатации.
13.	<i>fuel_u</i>	Количество другого ископаемого топлива, используемого при ведении деятельности в рамках проекта	Кг	М	Постоянно	100%	Электронный/бумажный формат, в течение 2 лет после завершения срока кредитования	

D.1.1.2. Описание формул, используемых для оценки проектных выбросов (для каждого газа, источника и т. д.; выбросы в единицах эквивалента CO₂):

>>

Необходимы данные относительно материального баланса углерода по проекту, который в основном включает потоки углеродов, входящие в проект и исходящие из проекта. Потоки углеродов, входящие в проект, включают те, которые присутствуют в потоке, исходящем с Комсомольского месторождения в точке А (на Рис. 14). Углерод, исходящий с ДЭС_р, содержится в потоках 2 типов, включая поток осушенного газа В_{ог} и поток СНГ В_{лрг}. Необходимы данные относительно среднего содержания углерода во всех потоках, поступающих и исходящих из проекта. Данная информация используется в уравнениях 1-4 в целях расчета выбросов CO₂ при ведении деятельности в рамках проекта вследствие факельного сжигания или выброса в атмосферу добываемого газа, и имеет следующий вид:

Данный шаблон не может быть изменен. Просьба заполнить его без изменения/дополнения заголовков, логотипов, формата или шрифта.

Комитет по надзору за совместной реализацией

стр.49

$$PE_{CO_2, gas, y} = \frac{m_{carbon, A, y} + m_{carbon, X, y}}{m_{carbon, A, y} + m_{carbon, X, y}} \cdot \left(m_{carbon, A, y} + m_{carbon, X, y} - m_{carbon, B, y} \right) \cdot 44 \cdot 10^{-3}$$

Формула 1

где:

$$M_{carbon, A, y} = V_{A, y} \cdot W_{A, y}$$

Формула 2

$$M_{carbon, B, y} = (V_{BDG, y} \cdot W_{BDG, y}) + (V_{SHG, y} \cdot W_{SHG, y})$$

Формула 3

$$M_{carbon, XI, y} = V_{XI, y} \cdot W_{XI, y}. \text{ В данном проекте } V_{XI} = 0$$

Формула 4

$PE_{CO_2, gas, y}$

Выбросы CO_2 при ведении деятельности в рамках проекта вследствие сжигания, факельного сжигания или выброса в атмосферу добываемого газа в течение периода «у» в тоннах CO_2

$m_{carbon, A, y}$

Количество углерода в добываемом газе в процессе сепарации нефти и газа на Комсомольском месторождении в кг (Точка А на Рис. 14).

$m_{carbon, BDG, y}$

Количество углерода в потоке осушенного газа, выходящего с ДКС_Р, в $Нм^3$ (Точка В_{DG} на Рис. 14)

$m_{carbon, B, LFG, y}$

Количество углерода в потоке СНГ, выходящего с ДКС_Р, в тоннах (Точка В_{LRG} на Рис. 14)

$V_{A, y}$

Объем влажного газа, добываемого из нефти в точке А в течение периода «у» в $Нм^3$

$W_{carbon, A, y}$

Среднее содержание углерода в сыром газе, добываемом из нефти в точке А в течение периода «у» в кгС/ $Нм^3$

$V_{BDG, y}$

Объем осушенного газа, производимого в точке В_{DG} в течение периода «у» в $Нм^3$

$W_{carbon, BDG, y}$

Среднее содержание углерода в осушенном газе в точке В_{DG} в течение периода «у» в кгС/ $Нм^3$

$V_{B, LFG, y}$

Объем СНГ, производимого в точке В_{LRG} в течение периода «у» в $м^3$ или тоннах

$W_{carbon, B, L, y}$

Среднее содержание углерода в СНГ в точке В_{LRG} в течение периода «у» в кгС/ $м^3$ или тоннах.

Выбросы СН₄ при добыче и переработке газа

Фугитивные выбросы от ДКС_Р, имеющие значение в рамках данного проекта, относятся к выбросам в потоках А, В_{DG} и В_{LRG} на Рис. 14. В целях расчета данных выбросов, использованы средние коэффициенты выбросов от оборудования, которые опубликованы Агентством по охране окружающей среды (EPA) и представлены в составе AM009. Подробнее см. ниже в Таблице D1:

Тип	Функция	Коэффициент выбросов
-----	---------	----------------------

Данный шаблон не может быть изменен. Просьба заполнить его без изменения/дополнения заголовков, логотипов, формата или шрифта.

**ФОРМА ДОКУМЕНТА ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ
ПРОЕКТА ДЛЯ СОВМЕСТНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ - Редакция 01**



Комитет по надзору за совместной реализацией

стр.50

оборудования		(кг/час/источник) для Общего органического углерода
Клапаны	Газ	4.50E-03
	Сырая нефть	8.40E-06
	Легкая нефть	2.50E-03
Уплотнения насосов	Газ	2.40E-03
	Сырая нефть	Не применимо
	Легкая нефть	1.30E-02
Другое	Газ	8.80E-03
	Сырая нефть	3.20E-05
	Легкая нефть	7.50E-03
Соединители	Газ	2.00E-04
	Сырая нефть	7.50E-06
	Легкая нефть	2.10E-04
Фланцы	Газ	3.90E-04
	Сырая нефть	3.90E-07
	Легкая нефть	1.10E-04
Разомкнутые линии	Газ	2.00E-03
	Сырая нефть	1.40E-04

Данный шаблон не может быть изменен. Просьба заполнить его без изменения/дополнения заголовков, логотипов, формата или шрифта.

Комитет по надзору за совместной реализацией

стр.51

Легкая нефть	1.40E-03
--------------	----------

Таблица D1. Коэффициенты выбросов американского Агентства по охране окружающей среды (EPA) по типу оборудования для оборудования газовых трубопроводов. Источник: US EPA-453/R-95-017, Таблица 2.4, стр. 2-15.

Фугитивные выбросы при эксплуатации ДКС_Р рассчитываются с использованием данных по потенциалу глобального потепления для метана, с идентификацией количества типов оборудования, представленных в Таблице D.1. в составе трубопроводов, и расчета коэффициента выбросов для данных компонентов. Необходимы данные о времени использования оборудования (т. е. времени возможного выброса метана). Эти данные используются в рамках Формулы 5 для расчета фугитивных выбросов от ДКС_Р.

$$PE_{CH_4, \text{plan}, y} = GWP_{CH_4} \cdot \frac{1}{1000} \cdot \sum_{\text{equipment}} W_{CH_4, \text{stream}} \cdot EF_{\text{equipment}} \cdot T_{\text{equipment}}$$

Формула 5

где:

$PE_{CH_4, \text{plan}, y}$

Выбросы CH₄, относимые к деятельности в рамках проекта на ДКС_Р в течение периода «у» в тоннах эквивалента CO₂

GWP_{CH_4}

Утвержденный потенциал глобального потепления для метана (в настоящее время = 21)

$W_{CH_4, \text{stream}}$

Средняя весовая доля метана в соответствующем потоке в кгСН₄/кг или Нм³

$T_{\text{equipment}}$

Время эксплуатации оборудования в часах. Зависит от плановых простоев ДКС_Р.

$EF_{\text{equipment}}$

Надлежащий коэффициент выбросов, на основе данных Агентства по охране окружающей среды (EPA) в части фугитивных выбросов, согласно методологии.

Выбросы CH₄ при транспортировке газа в трубопроводах при нормальных условиях эксплуатации.

Трубопровод, по которому транспортируется газ Комсомольского месторождения, является специализированным трубопроводом для транспортировки газа при нефтедобыче. При этом все фугитивные выбросы от данного трубопровода могут быть отнесены к проекту. Фугитивные выбросы от газопровода, который транспортирует газ Комсомольского месторождения, относятся к потоку А. В дополнение к этому, сюда относится поток осушенного газа от ДКС_Р на объекты приема компании Газпром, обозначенные как точка В_{ог}. Средние коэффициенты выбросов от оборудования, используемые для консервативных оценок, представляют собой данные, опубликованные Агентством EPA (и представленные в

Данный шаблон не может быть изменен. Просьба заполнить его без изменения/дополнения заголовков, логотипов, формата или шрифта.

Комитет по надзору за совместной реализацией

стр.52

Таблице D1). Методология расчета, описанная выше, применяется с использованием Формулы 6 для расчета фугитивных выбросов от трубопровода, который транспортирует газ Комсомольского месторождения, и имеет следующий вид:

$$PE_{CH_4, pipeline, y} = GWP_{CH_4} \cdot \frac{1}{1000} \cdot \sum_{equipment} W_{CH_4, pipeline} \cdot EF_{equipment} \cdot T_{equipment}$$

Формула 6

где:

$PE_{CH_4, pipeline, y}$

Выбросы CH_4 , относимые к деятельности в рамках проекта при транспортировке газа от нефтяных скважин до ДКС_Р и до объектов приема компании Газпром в течение периода «у» в тоннах эквивалента CO_2

$W_{CH_4, pipeline}$

Средняя весовая доля метана в трубопроводе в $kg\ CH_4/kg$ или $kg\ m^3$

GWP_{CH_4}

Утвержденный потенциал глобального потепления для метана (в настоящее время = 21)

$T_{equipment}$

Время эксплуатации оборудования в часах. Зависит от плановых простоев ДКС_Р.

$EF_{equipment}$

Надлежащий коэффициент выбросов, на основе данных Агентства ЕРА по фугитивным выбросам, согласно методологии.

Выбросы CH_4 от трубопровода, соединяющего Комсомольское месторождение с ДКС_Р при условиях аварийных выбросов

В случае случайного выброса газа из трубопровода, соединяющего Комсомольское месторождение и ДКС_Р, а также ДКС_Р и точку приема компании Газпром (соединительные точки А и В_{вг} на Рис. 14), продолжительность выброса и объем исходящего газа будут подлежать мониторингу. Эти данные наряду с объемом газа, поступающего по трубопроводу, который соединяет указанные точки, и объемом газа, остающегося в трубопроводе после закрытия трубопровода клапанами, и потенциал глобального потепления для метана наряду со средней долей метана в газе, добываемом в точках А и В_{вг} на Рис. 14, используются для расчета выбросов метана при случайном выбросе с применением Формулы 7 в следующем виде:

$$PE_{CH_4, pipeline, accident, y} = GWP_{CH_4} \cdot \frac{1}{1000} \cdot (V_{A_1, A_2, Accident} + V_{remain, accident}) \cdot W_{CH_4, pipeline, accident}$$

Формула 7

$$V_{A, accident} = T_{accident} \cdot F = (t2 - t1) \cdot F$$

Формула 8

Данный шаблон не может быть изменен. Просьба заполнить его без изменения/дополнения заголовков, логотипов, формата или шрифта.



Комитет по надзору за совместной реализацией

стр.53

Формула 9

$$V_{\text{remain, accident}} = d^2 \cdot \pi \cdot L \cdot \frac{P_p \cdot T_s}{P_s \cdot T_p} \cdot \frac{V_{A,d, \text{accident}}}{\sum_i V_{x_i, d, \text{accident}}}$$

$PE_{CH_4, \text{pipeline, accident}, y}$	Выбросы CH_4 вследствие случайного выброса газа в трубопроводе от Комсомольского месторождения до ДКС _Р и от ДКС _Р до трубопровода Газпрома в тоннах эквивалента CO_2
$V_{A1, A2, \text{accident}}$	Объем газа, поступающего по трубопроводу, соединяющему Комсомольское месторождение и ДКС _Р , а также ДКС _Р и систему Газпрома в момент начала случайной утечки газа и до того, как клапаны-отсекатели изолируют трубопровод, в $Нм^3$
$V_{\text{remain, accident}}$	Объем газа, остающийся в трубопроводе после того, как клапаны-отсекатели изолировали трубопровод, в $Нм^3$
$W_{CH_4, \text{pipeline}}$	Средняя весовая доля CH_4 в газе, поступающем на ДКС _Р в точке А или В _{вг} в $кгCH_4/Нм^3$ на Рис. 14
T_{accident}	Временная разница между t_1 и t_2 , определяемая как «время удержания», в секундах
t_1	Время утечки газа вследствие аварии, определяемое путем постоянного мониторинга давления в трубопроводе
t_2	Время на изолирование клапанами-отсекателями секции трубы, где имеет место утечка (на входе и выходе), на основе эксплуатационных данных
F	Интенсивность потока газа, подаваемого на ДКС _Р или в систему Газпрома, на основе показаний счетчика в точке А на Рис. 14
d	Радиус трубопровода в метрах (м)
π	π , коэффициент окружности круга по отношению к его диаметру.
L	Протяженность трубопровода в метрах (м)
Pp	Давление в трубопроводе в момент, когда клапаны изолируют утечку из трубопровода
Ps	Стандартное давление в атм.
Tp	Температура в трубопроводе в момент, когда клапаны-отсекатели изолируют утечку, в градусах Цельсия ($^{\circ}C$)
Ts	Стандартная температура по Цельсию.
$V_{A,d, \text{accident}}$	Объем газа, подаваемого в трубопровод из нефтяной скважины в точке А на Рис. 14 перед аварией, в $Нм^3$
$V_{x_i, d, \text{accident}}$	Объем газа, подаваемого в трубопровод из нефтяной скважины i в точке X на Рис. 14 до наступления аварии в течение периода суток, в $м^3$. Данный параметр равен 0 при условии отсутствия других нефтяных скважин, осуществляющих подачу газа на ДКС _Р

Данный шаблон не может быть изменен. Просьба заполнить его без изменения/дополнения заголовков, логотипов, формата или шрифта.

Комитет по надзору за совместной реализацией

стр.54

Расчеты выбросов при электропотреблении для деятельности в рамках проекта основаны на элементах «Методики расчета проектных выбросов вследствие электропотребления» (Редакция 01/ЕВ 32)⁵⁵.

$$PE_{ЕС,y} = EG_{PI,y} * EF_{grid,y} * (1 + TDL_y)$$

Формула 10

где:

- $PE_{ЕС,y}$ Выбросы в рамках проекта при электропотреблении для деятельности в рамках проекта в течение года «у» (тонны CO₂/год)
- $EG_{PI,y}$ Количество электроэнергии, потребляемой для деятельности в рамках проекта в течение года «у» (МВт-ч)
- $EF_{grid,y}$ Коэффициент выбросов для энергетической системы в течение года «у» (тонны CO₂/МВт-ч)
- TDL_y Средние технические потери при передаче и распределении в энергетической системе в течение года «у» для уровня напряжения, при котором электроэнергия подается от энергосистемы на площадку проекта.

Ввиду трудностей⁵⁶ расчета обновленной версии коэффициента выбросов для Тюменской региональной энергетической сети, с учетом требований соответствующей редакции АСМ0002, использованы коэффициенты невыполнения, указанные в «Методике расчета проектных выбросов вследствие электропотребления» (Редакция 01/ЕВ 32).

D.1.1.3. Соответствующие данные, необходимые для определения базового сценария антропогенных выбросов парниковых газов источниками в пределах границы проекта, и метод сбора и архивирования указанных данных:

⁵⁵ http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidance/EB32_tool_electricity_consumption_ver01.pdf

⁵⁶ Сбор данных, необходимых для обновления расчета EF, является крайне сложным и требует много времени ввиду недавней реструктуризации региональной энергетической компании «Тюменьэнерго» (ее генерирующие мощности перераспределены между новыми генерирующими структурами в результате полной реструктуризации РАО «ЕЭС»).

Данный шаблон не может быть изменен. Просьба заполнить его без изменения/дополнения заголовков, логотипов, формата или шрифта.

Комитет по надзору за совместной реализацией

стр.55

Идентификационный номер	Переменная данных	Источник данных	Единица данных	Измеряется (м), рассчитывается (с), оценивается (е)	Частота регистрации	Доля данных, подлежащая мониторингу	Как данные архивируются? (электронный/бумажный формат)	Комментарий
1.	V_A	Расходомер в точке A	Нм^3	м	Постоянно	Все	Электронный/бумажный формат, в течение 2 лет после завершения срока кредитования	$\text{Нм}^3 = 0^\circ\text{C}$ и 101,325 кПа
2.	W_A	Анализ газа в точке A	%V	м	Ежемесячный отбор проб	Отбор проб	Электронный/бумажный формат, в течение 2 лет после завершения срока кредитования	Газовая хроматография. Используется для расчета кгС/Нм^3 или кгС/тонна

D.1.1.4. Описание формул, используемых для оценки выбросов при базовом сценарии (для каждого газа, источника и т. д.; выбросы в единицах эквивалента CO_2):

>>

Базовые выбросы для данного проекта относятся к объему газа, производимого в результате нефтедобычи и обычно подлежащего факельному сжиганию. Данные рассчитываются путем умножения вместе с параметрами, перечисленными в разделе D.1.1.3 при двух постоянных величинах, т. е. (44/12) и (1/100), с использованием Формулы 11:

$$BL_{g,y} = V_{A,y} \cdot W_{carbon,A,y} \cdot \frac{44}{12} \cdot \frac{1}{1000}$$

Формула 11

Данный шаблон не может быть изменен. Просьба заполнить его без изменения/дополнения заголовков, логотипов, формата или шрифта.

где:

BL_{gas} Суммарные базовые выбросы в течение периода «у» в тоннах эквивалента CO_2
 $V_{A,y}$ Объем газа, добываемого на нефтяном месторождении в точке А на Рис. 14 в течение периода «у» в Hm^3
 $W_{carbon,A,y}$ Среднее содержание углерода в газе, добываемом в точке А на Рис. 14 в течение периода «у» в $кгC/Hm^3$

Формула 12

$$BL_{GGPPy} = V_{GGPP,y} \cdot W_{carbon,GGPP,y} \cdot \frac{44}{12} \cdot \frac{1}{1000}$$

где:

BL_{GGPPy}

Базовые выбросы от газа, который будет поставляться на Губкинский ГПЗ в рамках базового сценария в течение периода «у» в тоннах эквивалента CO_2

$V_{GGPP,y}$

Объем газа, который будет поставляться на Губкинский ГПЗ в рамках базового сценария в течение периода «у» в Hm^3

$W_{carbon,GGPP,y}$

Среднее содержание углерода в газе, добываемом в точке А на Рис. 14 в течение периода «у» в $кгC/Hm^3$

$$BL_{BCSby} = V_{BCSb,y} \cdot W_{carbon,BCSb,y} \cdot \frac{44}{12} \cdot \frac{1}{1000}$$

Формула 1

Где:

BL_{BCSby}

Выбросы базового сценария

Данный шаблон не может быть изменен. Просьба заполнить его без изменения/дополнения заголовков, логотипов, формата или шрифта.



Комитет по надзору за совместной реализацией

стр.57

вследствие газопотребления ДКС_б

- $V_{VCSb,y}$ Объем газ, который был бы подан на ДКС_б в рамках базового сценария в течение периода U , в Hm^3
- $W_{carbon,VCSb,y}$ Среднее содержание углерода в газе, добытом в точке A на Рис. 14 в течение периода U , в kgC/Hm^3

$$BL_y = BL_{GPPU} - BL_{VCSb,y}$$

Формула 2

Где:

- BL_y Нетто базовые выбросы в течение периода U , в тоннах эквивалентов CO_2
- BL_{GPPU} Общие базовые выбросы в течение периода U , в тоннах эквивалентов CO_2
- $BL_{VCSb,y}$ Базовые выбросы вследствие подачи газа на ГППЗ в рамках базового сценария в течение периода U , в тоннах эквивалентов CO_2
- $BL_{VCSb,y}$ Базовые выбросы вследствие газопотребления ДКС_б

D. 1.2. Вариант 2 – Прямой мониторинг сокращений выбросов от проекта (значения должны согласовываться со значениями в разделе E.):

D.1.2.1. Данные, подлежащие сбору в целях мониторинга сокращений выбросов от проекта, и метод архивирования этих

Данный шаблон не может быть изменен. Просьба заполнить его без изменения/дополнения заголовков, логотипов, формата или шрифта.



Комитет по надзору за совместной реализацией

стр.58

ДАННЫХ:	Перменная данных	Источник данных	Единица данных	Измеряется (м), рассчитывается (с), оценивается (е)	Частота регистрации	Доля данных, подлежащая мониторингу	Как данные архивируются? (электронный/бумажный формат)	Комментарий
Идентификационный номер (<i>Просьба использовать номера для упрощения перекрестных ссылок на раздел D.2.)</i>								

Не применимо.

D.1.2.2. Описание формул, используемых для расчета сокращений выбросов от проекта (для каждого газа, источника и т. Д.; выбросы/сокращения выбросов в единицах эквивалента CO₂):

>>

D.1.3. Учет утечки в плане мониторинга:

D.1.3.1. Если применимо, просьба описать данные и информацию, которые будут собраны в целях мониторинга последствий

утечки в рамках проекта:

Идентификационный номер (<i>Просьба использовать номера для упрощения перекрестных ссылок на раздел D.2.)</i>	Перменная данных	Источник данных	Единица данных	Измеряется (м), рассчитывается (с), оценивается (е)	Частота регистрации	Доля данных, подлежащая мониторингу	Как данные архивируются? (электронный/бумажный формат)	Комментарий

Данный шаблон не может быть изменен. Просьба заполнить его без изменения/дополнения заголовков, логотипов, формата или шрифта.



Комитет по надзору за совместной реализацией

стр.59

D.1.3.2. Описание формул, используемых для оценки утечки (для каждого газа, источника и т. д.; выбросы в единицах эквивалента CO₂):

>>

Не применимо.

D.1.4. Описание формул, используемых для расчета сокращений выбросов от проекта (для каждого газа, источника и т. д.; выбросы/сокращения выбросов в единицах эквивалента CO₂):

>>

Сокращения выбросов за единичное время могут быть рассчитаны при помощи Формулы 15, с использованием компонентов формул 1, 5, 6, 10, 14, 15 и 16, приведенных выше.

$$EF_y = BL_y - PE_{CO_2, gas, y} - PE_{CH_4, plants, y} - PE_{CH_4, pipeline, y} - PE_{CH_4, pipeline, accident} - PE_{ES, y} - PE_{CO_2, other fuels, y} - L_y$$

Формула 15

где:

EF_y

Сокращения выбросов при ведении деятельности в рамках проекта, с корректировкой на утечку, в течение периода «у» в тоннах эквивалента CO₂.

BL_y

Базовые выбросы в течение периода «у» в тоннах эквивалента CO₂.

$PE_{CO_2, gas, y}$

Выбросы CO₂ вследствие деятельности в рамках проекта вместе с газом в течение периода «у» в тоннах CO₂.

$PE_{CH_4, plants, y}$

Выбросы CH₄ вследствие деятельности в рамках проекта вместе с газом в трубопроводе в течение периода «у» в тоннах эквивалента CO₂.

$PE_{CH_4, pipeline, y}$

Выбросы CH₄ вследствие деятельности в рамках проекта при транспортировке добываемого газа в трубопроводе в течение периода «у» в тоннах эквивалента CO₂.

$PE_{ES, y}$

Выбросы CH₄ вследствие деятельности в рамках проекта в течение года «у» (тонны CO₂/год)

**ФОРМА ДОКУМЕНТА ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ
ПРОЕКТА ДЛЯ СОВМЕСТНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ - Редакция 01**



Комитет по надзору за совместной реализацией

стр. 60

$PECO_2, other\ fuels_y$ Выбросы в рамках проекта вследствие потребления при ведении деятельности по проекту в течение года «у» (тонны CO_2 /год)

L_y Любые выбросы в виде утечки в течение периода «у» в тоннах эквивалента CO_2 .

Примечание: переменная L_y оценивается равной 0.

D.1.5. Если применимо, в соответствии с процедурами принимающей Стороны, указать информацию относительно сбора и архивирования информации о воздействиях проекта на окружающую среду:

>>

Не применимо.

D.2. Процедуры контроля качества (QC) и обеспечения качества (QA), осуществляемые в отношении данных, являющихся объектом мониторинга:

Данные	Переменная	Уровень неопределенности данных (высокий/средний/низкий)	Разъяснение процедур QA/QC, запланованных в отношении этих данных, или причин, по которым такие процедуры не являются необходимыми.
1.	V_A	Низкий	Данные измеряются постоянно при помощи измерителя расхода и управляются электронными системами. Калибровка и техобслуживание осуществляются согласно национальным стандартам и стандартам производителя. Перекрестная проверка материального баланса является осуществимой
2.	W_A	Средний	Пробы газа отбираются при помощи хроматографии и анализируются в лабораториях компании РН-Пурнефтегаз. Лабораторные процедуры, нормы, аттестации и стандарты соответствуют национальным правилам. Возможно сравнение данных с историческими данными
3.	V_{BDG}	Низкий	Данные измеряются постоянно при помощи измерителя расхода и управляются электронными системами. Калибровка и техобслуживание осуществляются согласно национальным стандартам и стандартам производителя. Перекрестная проверка материального баланса является осуществимой в дополнение к перекрестной проверке при наличии счетов-фактур от Газпрома.

Данный шаблон не может быть изменен. Просьба заполнить его без изменения/дополнения заголовков, логотипов, формата или шрифта.

ФОРМА ДОКУМЕНТА ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ
ПРОЕКТА ДЛЯ СОВМЕСТНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ - Редакция 01



Комитет по надзору за совместной реализацией

стр.61

4.	$W_{ВДГ}$	Средний	Пробы газа отбираются при помощи хроматографии и анализируются в лабораториях компаний РН-Пурнефтегаз. Лабораторные процедуры, нормы, аттестации и стандарты соответствуют национальным правилам. Возможно сравнение данных с историческими данными. Факты несоответствия требованиям Газпрома также могут быть использованы в качестве перекрестной проверки
5.	$V_{ЛРГ}$	Низкий	Данные измеряются постоянно при помощи измерителя расхода и управляются электронными системами. Калибровка и техобслуживание осуществляются согласно национальным стандартам и стандартам производителя. Перекрестная проверка материального баланса является осуществимой в дополнение к перекрестной проверке при наличии счетов-фактур от Газпрома.
6.	$W_{ЛРГ}$	Средний	Пробы потока отбираются при помощи хроматографии и анализируются в лабораториях компаний РН-Пурнефтегаз. Лабораторные процедуры, нормы, аттестации и стандарты соответствуют национальным правилам. Возможно сравнение данных с историческими данными
7.	$T_{\text{equipment, plant}}$	Низкий	Данный параметр должен постоянно подвергаться мониторингу и документированию в рамках стандартных операций. Продолжительность любого простоя будет отражена в документах, что позволит легко выполнять расчет рабочего времени.
8.	$T_{\text{equipment, pipeline}}$	Низкий	Данный параметр должен постоянно подвергаться мониторингу и документированию в рамках стандартных операций. Продолжительность любого простоя будет отражена в документах, что позволит легко выполнять расчет рабочего времени.
9.	t_1 и t_2	Низкий	Данные параметры должны постоянно подвергаться мониторингу и документированию в рамках стандартных операций.
10.	P_p	Низкий	Данный параметр должен постоянно подвергаться мониторингу и документированию в рамках стандартных операций.
11.	T_p	Низкий	Данный параметр должен постоянно подвергаться мониторингу и документированию в рамках стандартных операций.
12.	$ESRU$	Низкий	Данный параметр должен постоянно подвергаться мониторингу и документированию в рамках стандартных операций. Возможна перекрестная проверка на основании счетов-фактур от оператора энергетической системы

Данный шаблон не может быть изменен. Просьба заполнить его без изменения/дополнения заголовков, логотипов, формата или шрифта.

ФОРМА ДОКУМЕНТА ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ
ПРОЕКТА ДЛЯ СОВМЕСТНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ - Редакция 01



Комитет по надзору за совместной реализацией

стр.62

13.	<i>tbody</i>	Низкий	Данный параметр должен постоянно подвергаться мониторингу и документированию в рамках стандартных операций.
-----	--------------	--------	---

Данный шаблон не может быть изменен. Просьба заполнить его без изменения/дополнения заголовков, логотипов, формата или шрифта.

Комитет по надзору за совместной реализацией

стр.63

D.3. Просьба описать структуру эксплуатации и управления, которую оператор проекта намерен применить при реализации плана мониторинга:

>>

Данный раздел описывает этапы мероприятий по мониторингу на регулярной основе сокращений выбросов парниковых газов от Проекта использования попутного газа на Комсомольском месторождении в РФ.

План мониторинга для данного проекта разработан в целях обеспечения того, чтобы с момента начала его выполнения проект являлся хорошо организованным с точки зрения сбора и архивирования полных и надежных данных.

1. Инфраструктура мониторинга и управление данными

В целях определения сокращений выбросов, необходима информация, вырабатываемая в нескольких точках в границах проекта. Данные точки сконцентрированы на площадке Комсомольского месторождения и на ДКС. Согласно физической компоновке проекта и требованиям методологии, точки мониторинга определены на Рис. 15 и в Таблица 8.

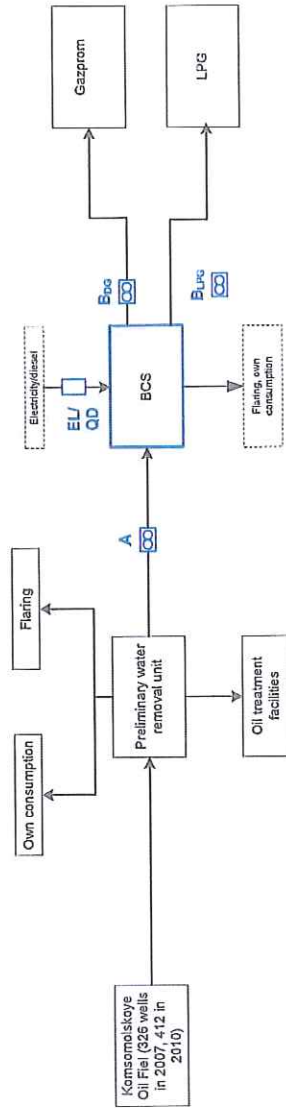


Рис. 15 Физическое расположение точек мониторинга

Точки	Переменная	Обозначение	Оборудование	Единицы
-------	------------	-------------	--------------	---------

Данный шаблон не может быть изменен. Просьба заполнить его без изменения/дополнения заголовков, логотипов, формата или шрифта.



Комитет по надзору за совместной реализацией

стр.64

мониторинга на рисунке	переменной		
A	Поток	V_A	Расходомер (т. е. датчик перепада давлений или дифрагмовый расходомер)
	Состав	W_A	Газовый хроматограф
BDG	Поток	V_{BDG}	Расходомер (т. е. датчик перепада давлений или дифрагмовый расходомер)
	Состав	W_{BDG}	Газовый хроматограф
VLFG	Поток	V_{LFG}	Расходомер
	Состав	W_{LFG}	Газовый хроматограф
EL	Потребление электроэнергии	ES_{PLU}	Счетчик электроэнергии
	Потребление дизельного топлива	$m_{fuel,y}$	Расходомер

Таблица 8 Описание точек мониторинга

а. Комсомольское месторождение

Данный шаблон не может быть изменен. Просьба заполнить его без изменения/дополнения заголовков, логотипов, формата или шрифта.



- Инфраструктура⁵⁷. Расходомеры в точке А будут определять переменную V_A , которая является объемом газа, добываемого на площадке скважин, и используется для определения базового сценария. Указанные датчики будут установлены на напорных трубах⁵⁸ и относиться к жиклерному или ультразвуковому типу с дополнительными датчиками температуры и давления, все из которых будут направлены на интегратор. Поскольку расстояние от УПО до ДКСр составляет всего 500 м, датчики на входе на ДКСр будут использоваться для измерения данного потока.
- Управление данными. Данные, формируемые в датчике, будут передаваться в операторскую ДКСр на постоянной основе через систему сбора данных. Из этой точки информация передается в режиме реального времени на центральный пульт управления компании РН-Пурнефтегаз, где она подлечит хранению в общей базе данных. Цифровые и бумажные архивы ведутся в обеих названных точках. С центрального пульта управления поток данных будет ежемесячно отбираться, систематизироваться и представляться в виде отчетности. Указанные конечные отчетные данные будут использованы для расчета сокращений выбросов. Для обеспечения качества и доступности данных, данные датчиков могут подлежать перекрестной проверке при помощи показаний датчиков на УПО и путем расчета показаний счетчиков в точке сбора на каждом кусте скважин. Сводные потоки обзорных данных и порядок управления данными представлены на Рис. 16.
- Калибровка и техобслуживание⁵⁹ будут осуществляться согласно правилам производителей и национальным правилам с периодичностью не менее одного раза в год или меньше по мере необходимости (по ситуации). Все установленные счетчики соответствуют российским процедурам эксплуатации нефтяной и газовой отрасли.

б. ДКСр

- Инфраструктура. Расходомер в точке В (ог и снг) размещается после ДКСр и используется для определения переменных V_{DG} и V_{LPG} , которые представляют собой объемы осушенного газа и СНГ, производимых на ДКСр и поставляемых на рынок. Указанные датчики будут установлены на напорных трубах, относиться к жиклерному или ультразвуковому типу с дополнительными датчиками температуры и давления, все из которых будут направлены на интегратор, в случае с газом. Для СНГ наиболее вероятный вариант – это расходомер типа кориолиса⁶⁰. Что касается потребления электроэнергии из энергетической системы, оно будет измеряться в точке

⁵⁷ Все установленные счетчики соответствуют российским эксплуатационным процедурам для нефтегазовой отрасли.

⁵⁸ Средние трубки Пито.

⁵⁹ Процедуры и частота калибровки соответствуют методике калибровки, утвержденной Комитетом по стандартизации, метрологии и сертификации РФ (Госстандартом РФ).

⁶⁰ Описанные выше расходомеры не выходят за рамки установленных возможных вариантов (например, соответствуют АМ0009). Тем не менее, поскольку инженерная часть проекта еще дорабатывается, окончательно этих приборов будет принято на этапе верификации.

Данный шаблон не может быть изменен. Просьба заполнить его без изменения/дополнения заголовков, логотипов, формата или шрифта.

Комитет по надзору за совместной реализацией

стр.66

ЕЛ, при помощи счетчика электроэнергии. Объем дизельного топлива, потребляемого резервным генератором, будет измеряться в точке QD за счет измерения уровня в расширительном баке.

- Управление данными. Поток данных для счетчиков В в точности аналогичен потоку для счетчиков А. Информация может подлежать перекрестной проверке при помощи приемного датчика в точке приема Газпрома и коммерческих счетов-фактур по осушенному газу, а также при помощи датчиков в точке приема СНГ. Что касается счетчика электроэнергии, то данные подлежат регистрации в счетчике на постоянной основе и сбору для целей совместной реализации на ежемесячной, совокупной, основе. Аналогичным образом, потребление дизельного топлива будет регистрироваться на аналогичной основе и ежемесячно для расчетов в рамках проекта совместного осуществления.
 - Калибровка и техобслуживание будут осуществляться согласно правилам производителей и национальным правилам с периодичностью не менее одного раза в год или меньше по мере необходимости (по ситуации). Все установленные счетчики соответствуют российским процедурам эксплуатации нефтяной и газовой отрасли.
- с. Состав всех потоков.
- Инфраструктура. Анализ состава всех вышеуказанных потоков будет проводиться путем газовой хроматографии в лабораториях компании РН-Пурнефтегаз. В рамках предварительного проектирования рассматривается анализ состава потоков А и В в режиме онлайн. Однако решение будет принято на заключительных этапах проектирования.
 - Управление данными. Пробы отбираются и анализируются Департаментом природоохранных лабораторий компании РН-Пурнефтегаз. Утвержденные результаты подлежат хранению в лабораторной базе данных и в физическом формате.
 - Все лаборатории сертифицированы в соответствии с российскими стандартами. Стандарт газовой хроматографии представлен сертифицированным поставщиком в соответствии с российскими стандартами. Оборудование подлежит постоянной калибровке с учетом требований производителя и национальных требований.

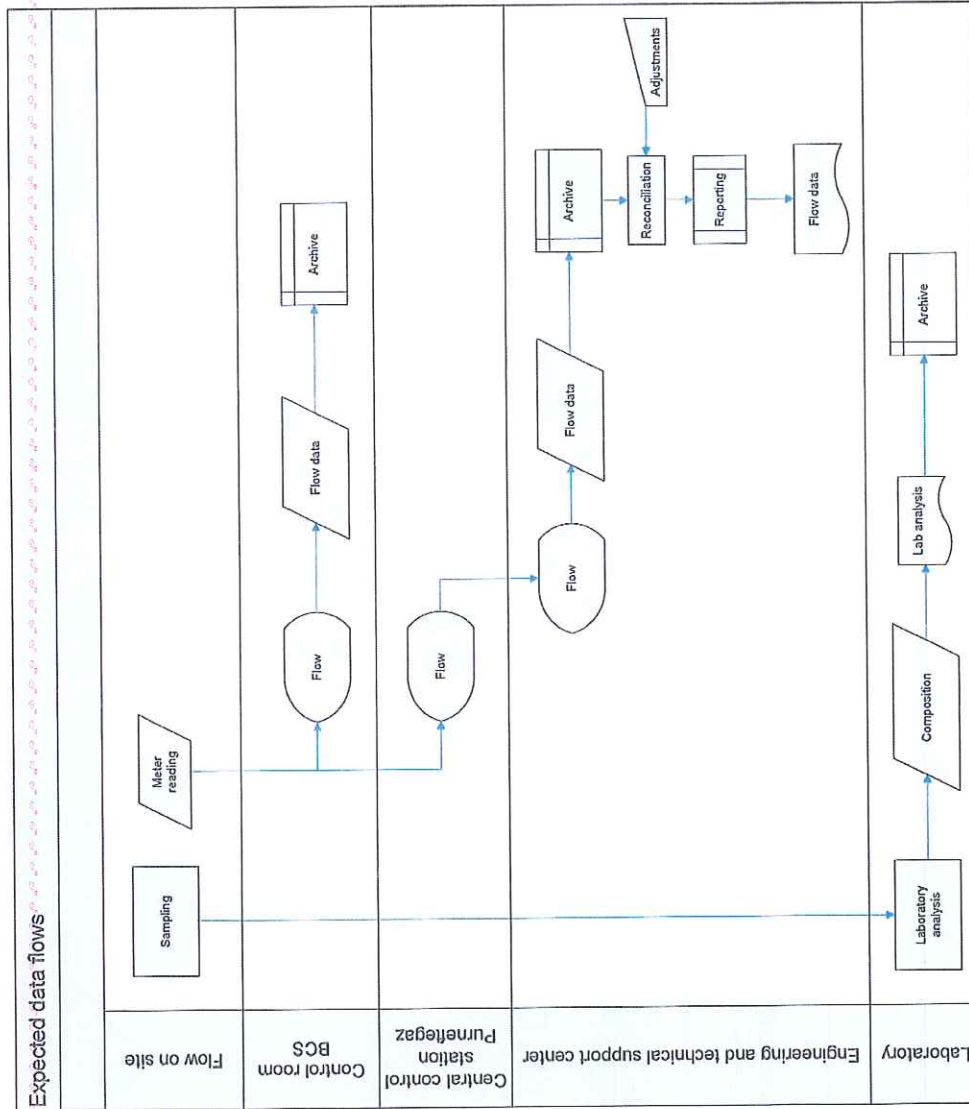


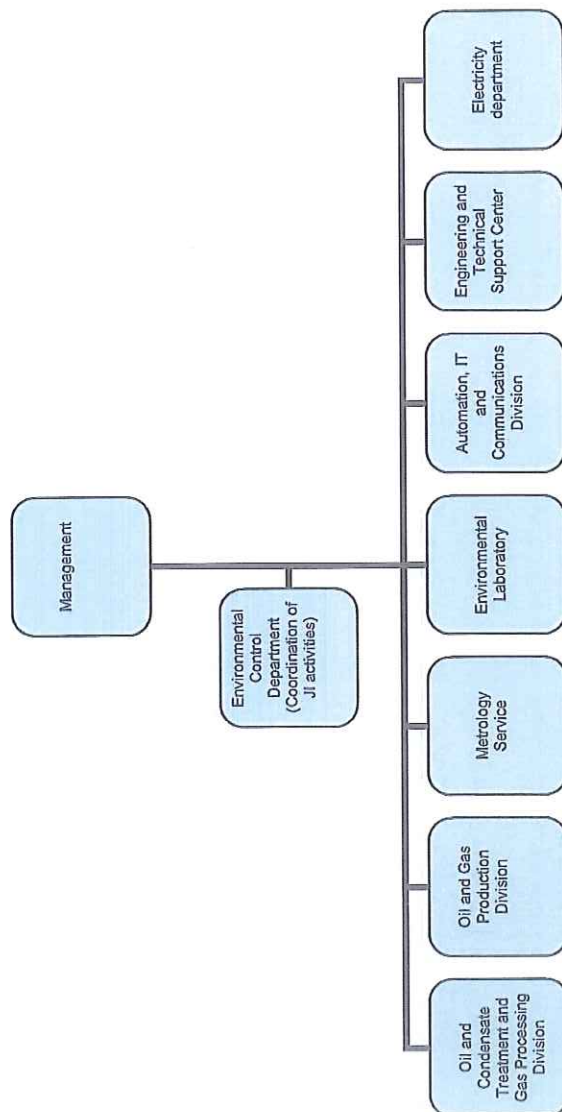
Рис. 16 Схема потоков данных

Данный шаблон не может быть изменен. Просьба заполнить его без изменения/дополнения заголовков, логотипов, формата или шрифта.



2. Организация и процедуры мониторинга

Перед началом периода кредитования, должна быть организована группа мониторинга. Четкие функции и обязанности должны быть возложены на всех сотрудников, привлекаемых к проекту совместного осуществления с назначением координатора по совместному осуществлению. На координатора по совместному осуществлению будет возложена общая ответственность за систему мониторинга в рамках данного проекта. При ведении деятельности по проекту, координатор должен действовать в сотрудничестве с Департаментом экологического контроля. Кроме того, целый ряд других подразделений компании РН-Пурнефтегаз будет принимать участие в мероприятиях по мониторингу. На Рис. 17 представлена предположительная система организации мониторинга. Как указано выше, Департамент экологического контроля будет координировать взаимодействие между всеми данными подразделениями. Весь остальной персонал по мониторингу при совместном осуществлении должен иметь четко определенные функции и обязанности. Координатор по совместному осуществлению должен руководить процессом обучения новых сотрудников и обеспечивать исполнение сотрудниками обязанностей в части мониторинга и целостность системы мониторинга. Дальнейшее описание функций каждого подразделения см. в Приложении 3.



Данный шаблон не может быть изменен. Просьба заполнить его без изменения/дополнения заголовков, логотипов, форматов или шрифта.

Рис. 17 Предполагаемая система организации мониторинга

Официальный набор процедур мониторинга должен быть определен перед началом выполнения проекта. Данные процедуры должны подробно описывать систему организации, управления и этапы, необходимые для создания основных элементов системы мониторинга, включая следующее:

- a) Обучение персонала по проектам совместного осуществления
- b) Сбор и передача данных
- c) Организация ведения учета
- d) Контроль качества данных и обеспечение качества
- e) Техническое обслуживание и калибровка оборудования
- f) Выход оборудования из строя
- g) Расчет сокращений выбросов
- h) Аварийные процедуры
- i) Прочее: процедуры охраны труда, техники безопасности, охраны окружающей среды и т. д.

См. в Приложении 3 описание и объем указанных процедур⁶¹.

D.4. Лицо (лица) / организация (организации), ведущие подготовку плана мониторинга:

>>

Компания EcoSecurities B. V. является организацией, определяющей базовый сценарий. EcoSecurities не является участником проекта. Для базовых расчетов следует использовать, по возможности, наиболее новые данные. Дата завершения разработки базового сценария: 6 ноября 2007 г. Лицо, ответственное за разработку:

⁶¹ Следует отметить, что начало реализации проекта произойдет не ранее 2010 г. Вследствие этого, процедуры мониторинга и другие положения раздела, посвященного мониторингу, могут оказаться несколько измененными с учетом текущих условий в момент начала реализации проекта.

ФОРМА ДОКУМЕНТА ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ
ПРОЕКТА ДЛЯ СОВМЕСТНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ - Редакция 01



Комитет по надзору за совместной реализацией

стр.70

Juan Parreño
EcoSecurities
Kettingstraat 21-A
2511 AM Den Haag
The Netherlands / Нидерланды
Тел.: +31 70 365 4749 / +44 1865 202 635
Email : juan-carlos@ecosecurities.com

Данный шаблон не может быть изменен. Просьба заполнить его без изменения/дополнения заголовков, логотипов, формата или шрифта.

**ФОРМА ДОКУМЕНТА ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ
ПРОЕКТА ДЛЯ СОВМЕСТНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ - Редакция 01**



Комитет по надзору за совместной реализацией
стр.71

РАЗДЕЛ Е. Оценка сокращения выбросов парниковых газов

Е.1. Оценка выбросов в рамках проекта:

>>

Выбросы в рамках проекта рассчитываются с применением уравнений 1, 5, 6, 14 и 10. В приведенной ниже Таблица 109 представлено описание расчета проектных выбросов и величина соответствующих значений в течение 3 первых лет периода кредитования. Примечание: конечный компонент L_y принят равным нулю и, таким образом, не представлен в Таблице 9 (см. более подробную информацию в Приложениях 2 и 4).

Параметр	Формула	Ед. изм.	Символ	2010	2011	2012	ВСЕГО
Кол-во углерода в добытом газе в точке А в течение года «у»	2	т	$W_{gasA,y}$	1 220 707,6	1 284 052,1	1 351 446,6	
Кол-во углерода в добытом газе из других нефтяных скважин во всех точках Х	4	т	$W_{gasX,y}$	0	0	0	0
Для Комиссионского месторождения		не применимо		1,0	1,0	1,0	
Общее кол-во углерода в продуктах (осуш. газ) на выходе из ГПЗ в точке Вса	3	т	$W_{carbonBDS,y}$	1 099 684,1	1 162 225,9	1 226 959,0	
Среднее содержание углерода в осушенном газе		кг СН4/кг газа	$W_{carbonBDS,y}$	0,566	0,566	0,566	
Общее кол-во углерода в продуктах (СНГ) на выходе из ГПЗ в точке Вга	3	т	$W_{carbonBDS,y}$	17 835,2	18 773,7	19 745,2	
Среднее содержание углерода в добытом СНГ		кг С/т СНГ	$W_{carbonBDS,y}$	0,792	0,792	0,792	
Выбросы CO2 в рамках проекта, связанные с сжиганием в виде топлива, сжиганием в факелах или выбросами добытого газа в атмосферу в течение года «у»	1	$tCO_2\text{экв/год}$	$F_{CO_2\text{экс}}$	378 358,4	381 159,7	384 059,0	1 143 577,1
Кол-во электроэнергии, потребленной в результате осуществления проекта в течение года «у»		МВт	$E_{CHP,y}$	21 000,0	21 000,0	21 000,0	
Коэффициент выбросов для энергосистемы в течение года «у»		$tCO_2\text{экв/год-МВт}$	EF_{grid}	1,3	1,3	1,3	
Средние технические потери при передаче и распределении в энергосистеме в течение года «у» для уровня напряжения, при котором осуществляется получение электроэнергии из энергосистемы на площадке проекта		%	TDL_y	20	20	20	
Выбросы в рамках проекта в результате потребления электроэнергии в ходе осуществления проекта в течение года «у»	10	$tCO_2\text{экв/год}$	$F_{E_{CHP}}$	32 760,0	32 760,0	32 760,0	98 280,0
Кол-во определенного вида топлива, потребленного в результате осуществления проекта в течение периода «у»		кг	$W_{fuel,y}$	-	-	-	-
Нынешняя теплотворность соответствующего типа топлива		кДж/кг	WCV_{fuel}	0,0430-	0,0430-	0,0430-	
Коэффициент выбросов CO2 соответствующего вида топлива		кгCO2/кДж	$EF_{CO_2\text{fuel}}$	74,07-	74,07-	74,07-	
Выбросы в рамках проекта в результате потребления различных видов топлива, за исключением добытого газа, в ходе осуществления проекта в течение года «у»	14	$tCO_2\text{экв/год}$	$F_{E_{FCU}}$	-	-	-	-
Утвержденный потенциал глобального потепления для метана		кг СН4/кг газа	GWP_{CH_4}	21,0	21,0	21,0	
Продолжительность эксплуатации оборудования в период проведения мониторинга		часы	$T_{equipment}$	8 760,0	8 760,0	8 760,0	
Средняя весовая доля метана в общем потоке		кг-СН4/кг	W_{CH_4}	0,74	0,74	0,74	
Коэффициент выбросов для оборудования		кг/ч	$EF_{equipment}$	8,7	8,7	8,7	
Выбросы СН4 в процессе добычи и переработки газа на ДКС	5	$tCO_2\text{экв/год}$	$F_{CH_4\text{DCS}}$	1 183,2	1 183,2	1 183,2	3 549,6
Утвержденный потенциал глобального потепления для метана		кг СН4/кг газа	GWP_{CH_4}	21,0	21,0	21,0	
Утвержденный потенциал глобального потепления для метана		кг СН4/кг газа	GWP_{CH_4}	0,73	0,74	0,74	
Продолжительность эксплуатации оборудования в период проведения мониторинга		часы	$T_{equipment}$	8 760,0	8 760,0	8 760,0	
Коэффициент выбросов для оборудования		кг/ч	$EF_{equipment}$	0,66	0,66	0,66	
Выбросы СН4 в процессе транспортировки газа с УПО на ДКС и с ДКС в систему Газпрома	8	$tCO_2\text{экв/год}$	$F_{CH_4\text{pipeline}}$	90,0	90,0	90,0	270,1

Таблица 9 Расчет проектных выбросов

Год	F_{CO_2} (тCO ₂ /год)	$F_{electricity}$ (тCO ₂ /год)	$F_{CH_4,plants}$ (тCO ₂ /год)	$F_{CH_4,pipeline}$ (тCO ₂ /год)	Всего (тCO ₂ /год)
2010	378 358,4	32 760,0	1 183,2	90,0	412 391,7
2011	381 159,7	32 760,0	1 183,2	90,0	415 192,9
2012	384 059,0	32 760,0	1 183,2	90,0	418 092,2
Итого	1 143 577,1	98 280,0	3 549,6	270,1	1 245 676,8
Средний объем выбросов в течение первоначального 3-летнего периода кредитования					415 225,6

Таблица 10 Отдельные данные, соответствующие компонентам, используемым для расчета общих сокращений выбросов, как показано в уравнении 11 в разделе D.

Данный шаблон не может быть изменен. Просьба заполнить его без изменения/дополнения заголовков, логотипов, формата или шрифта.

**ФОРМА ДОКУМЕНТА ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ
ПРОЕКТА ДЛЯ СОВМЕСТНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ - Редакция 01**



Комитет по надзору за совместной реализацией
стр.72

Как следует из Таблица 10 (см. выше), средние проектные выбросы в год составляют **415 225,6** тонны эквивалента CO₂.

Е.2. Расчетная утечка:

>>

Утечка в рамках данного проекта принята равной нулю.

Е.3. Сумма Е.1 и Е.2:

>>

Поскольку утечка в рамках данного проекта принята равной нулю, данные для этого раздела аналогичны данным в разделе Е1 (см. выше). При этом средние выбросы при ведении деятельности в рамках проекта в год составляют **415 225,6** тонны эквивалента CO₂. См. более подробную информацию в Приложениях 2 и 4.

Е.4. Расчетные выбросы в рамках базового сценария:

>>

Параметр	Формула	Ед. изм.	Символ	2010	2011	2012	Всего
Объем газа, добытого в точке А в течение года «уз»		Нм3	гау	2 061 609 533,5	2 170 109 533,5	2 282 409 533,5	
Среднее содержание углерода в добытом газе		кг С/Нм3 газа	W _{содерж}	0,592	0,59	0,59	0,59
Валовые выбросы CO ₂ в рамках базового сценария в течение года «уз»	11	тCO ₂ экв/год	W _{ву}	4 475 928,5	4 711 491,2	4 955 304,0	14 142 723,6
Объем газа, поставленного на Губкинский ГПЗ в рамках базового сценария		Нм3	V _{сспр}	950 000 000,0	950 000 000,0	950 000 000,0	
Среднее содержание углерода в газе		кг С/Нм3 газа	W _{содержGSPF}	0,592	0,59	0,59	0,59
Сокращенно выбросы в рамках базового сценария, которое вычитается из общего объема (на Губкинский ГПЗ)	12	тCO ₂ экв/год	W _{сспр}	2 062 530,3	2 062 530,3	2 062 530,3	6 187 590,8
Объем добытого газа, использованного в ДСК		Нм3	гау	9 000 000,0	9 000 000,0	9 000 000,0	
Среднее содержание углерода в добытом газе		кг С/Нм3 газа	W _{содерж}	0,592	0,59	0,59	0,59
Выбросы CO ₂ в рамках базового сценария на ДСК	13	тCO ₂ экв/год	W _{ву}	19 539,8	19 539,8	19 539,8	58 619,3
Чистые выбросы CO ₂ в рамках базового сценария в течение года «уз»	14	тCO ₂ экв/год	W _{ву}	2 393 858,6	2 629 421,2	2 873 233,9	7 896 513,6

Данный шаблон не может быть изменен. Просьба заполнить его без изменения/дополнения заголовков, логотипов, формата или шрифта.

**ФОРМА ДОКУМЕНТА ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ
ПРОЕКТА ДЛЯ СОВМЕСТНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ - Редакция 01**



Комитет по надзору за совместной реализацией
стр. 73

Таблица 11 Подробные расчеты базовых выбросов

Таблица 12 представляет базовые выбросы в течение 3 первых лет периода кредитования.

Год	^{№12} (т экв. CO ₂ /год)	^{№GPPU} (т экв. CO ₂ /год)	BL _y (т экв. CO ₂ /год)
2010	4 475 928,5	2 062 530,3	2 393 858,5
2011	4 711 491,2	2 062 530,3	2 629 421,2
2012	4 955 304,0	2 062 530,3	2 873 233,9
В среднем за 3 первых года периода кредитования	4 714 241,3	2 062 530,3	2 632 171,2
Итого (т экв. CO₂)	14 142 723,8	6 187 590,9	7 896 513,6

Таблица 12 Базовые выбросы в течение 3 первых лет периода кредитования

Как следует из Таблица 12, общие базовые выбросы в течение 3 первых лет периода кредитования составляют **7 896 513,6** тонны эквивалента CO₂. Выбросы, соответствующие объему ПНГ, который будет поставляться на Губкинский ГПЗ, составляют **6 187 590,9** тонны эквивалента CO₂. См. подробнее в Приложении 2.

Е.5. Разница между Е.4 и Е.3, представляющая сокращения выбросов при ведении деятельности в рамках проекта:

>>

На основании данных, представленных в разделах Е4 и Е3, общие сокращения выбросов в рамках проекта в течение 3 первых лет периода кредитования составляют **6 650 836,8** тонны эквивалента CO₂, что в среднем составляет **2 216 945,6** тонны эквивалента CO₂ в год.

Следует отметить, что объем сокращений выбросов, образуемых объемом газа, который в рамках базового сценария должен поступать на Губкинский ГПЗ, составляет **6 187 590,9** тонны эквивалента CO₂ и подлежит вычитанию из суммарного объема сокращений выбросов, составляющего **14 142 723,8** тонны эквивалента CO₂.

Е.6. Таблица значений, полученных с применением вышеуказанных формул:

>>

Год	Расчетные выбросы в результате осуществления проекта (т экв. CO ₂)	Расчетная утечка (т экв. CO ₂)	Расчетные выбросы в рамках базового сценария (т экв. CO ₂)	Расчетное сокращение выбросов (т экв. CO ₂)
2010	412 391,7	-	2 393 858,5	1 981 466,8
2011	415 192,9	-	2 629 421,2	2 214 228,3
2012	418 092,2	-	2 873 233,9	2 455 141,8
Итого (т экв. CO₂)	1 245 676,8	-	7 896 513,6	6 650 836,8

Таблица 13 Компоненты, использованные для расчета конечных сокращений выбросов

**ФОРМА ДОКУМЕНТА ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ
ПРОЕКТА ДЛЯ СОВМЕСТНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ - Редакция 01**

UNFCCC

Комитет по надзору за совместной реализацией
стр. 74

РАЗДЕЛ F. Воздействия на окружающую среду

F.1. Документация по анализу экологических последствий проекта, включая трансграничные воздействия, в соответствии с процедурами, определяемыми принимающей Стороной:

>>

Оценка воздействия на окружающую среду выполнена согласно применимым российским нормам, включая, среди прочего:

- ФЗ «О контроле состояния окружающей среды», №7-ФЗ от 10 янв. 2002 г.;
- ФЗ «Об экологической экспертизе» от 23 нояб. 1995 г.
- Положение об оценке экологических последствий планируемой экономической и прочей деятельности в Российской Федерации (Приказ № 372 Госкомитета по контролю за состоянием окружающей среды РФ, утвержден 16 мая 2000 г.);
- Практические указания к СП 11-101-95 о разработке раздела ОВОС в составе ТЭО строительства объектов, зданий и сооружений коммерческого характера (ФГУП «Центринвестпроект», 1997) и др.

Подготовка Отчета по ОВОС завершена. Отчет будет представлен на утверждение Главгосэкспертизой РФ.

Воздействие на атмосферный воздух будет включать выбросы ряда загрязняющих веществ на этапах строительства (использование специального оборудования, сварочные и покрасочные работы, земляные работы) и эксплуатации (выбросы загрязнителей атмосферного воздуха из организованных и неорганизованных источников) планируемых объектов (всего около 20 различных типов загрязняющих веществ общей массой порядка 70 тонн поступят в атмосферу на этапе строительства). Строительно-монтажные работы также будут сопровождаться определенными маломасштабными воздействиями на водоемы и гидрологический режим местности, механическим нарушением почв используемых территорий, изменениями рельефа и состояния существующих лесов (общий объем отходов, образующихся на этапе строительства, составит около 480 тонн). Общая площадь земель, на которую строительные работы окажут непосредственное воздействие, составит порядка 48 га, включая примерно 37 га лесных экосистем. Ввиду отсутствия постоянных поселений на территории, прилегающей к запланированным объектам, и с учетом того, что данные территории никогда не использовались для выпаса скота и иных нужд традиционных отраслей хозяйства, воздействие на состояние социальной среды не предполагается, в том числе воздействие на условия жизни коренного населения. Учтены все необходимые мероприятия по смягчению последствий. К основным мероприятиям такого рода относятся:

- Изолирование производственных процессов и факельных систем,
- Тестирование оборудования трубопроводов и технологического оборудования на предмет долговечности и изоляции,
- Периодические контрольные замеры ПДВ на ДКС Комсомольского месторождения в целом и в наиболее потенциально опасных точках,
- Реализация плана экологического мониторинга и управления состоянием окружающей среды в рамках сертификации ISO 140001 для «РН-Пурнефтегаз», включая создание Департамента экологического контроля. Результаты мониторинга будут доводиться до сведения Департамента Федеральной службы по контролю за использованием природных ресурсов по ЯНАО и Департамента Федеральной

**ФОРМА ДОКУМЕНТА ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ
ПРОЕКТА ДЛЯ СОВМЕСТНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ - Редакция 01**



Комитет по надзору за совместной реализацией
стр. 75

службы технологического и экологического надзора по ЯНАО. Подробное описание мероприятий по экологическому мониторингу см. в Отчете по ОВОС.

Вместе с тем проект будет сопровождаться значительными положительными экологическими воздействиями, связанными не только с сокращением выбросов парниковых газов. Наряду с эффектом смягчения выбросов парниковых газов вследствие сокращения объема факельного сжигания, к ожидаемым преимуществам проекта относится уменьшение объема других загрязнителей окружающей среды, включая азотные и серные соединения. Также будет обеспечено значительное уменьшение уровня теплового (горение факела происходит при средней температуре 1 700° С), визуального (свет) и шумового загрязнения местной окружающей среды.

Г.2. Если экологические последствия оцениваются как значительные участниками проекта или принимающей Стороной, просьба привести заключения и все ссылки на вспомогательную документацию по оценке экологических воздействий, проведенной в соответствии с процедурами, установленными принимающей Стороной:

>>

Экологические последствия не рассматриваются разработчиком проекта как значительные. Фактически, проект будет сопровождаться положительными экологическими последствиями вследствие сохранения энергоресурсов, значительного снижения уровня атмосферного загрязнения, включая не только выбросы парниковых газов, но также SO₂ и NO_x; а также позитивными эстетическими изменениями вследствие снижения уровня акустического и визуального загрязнения за счет уменьшения объема факельного сжигания. Ожидается, что результаты экспертизы будут получены от соответствующих органов в декабре 2008 г.

РАЗДЕЛ Г. Комментарии заинтересованных сторон

Г.1. Информация о комментариях заинтересованных сторон в отношении проекта, по обстоятельствам:

>>

Консультации с заинтересованными сторонами, в рамках общественных консультаций, организуемых компанией РН-Пурнефтегаз, состоялись 15 декабря 2007 г. в соответствии с процедурами ОВОС.

РАЗДЕЛ Н. Анализ рисков, связанных с проектом

Риски, связанные с проектом (в соответствии с требованиями экспертного заключения DNV)

Риски	Методы снижения
Финансовые риски	
Проект требует значительных инвестиций, сумма которых в несколько раз выше, чем для базового сценария	The carbon finance покрывает основную часть первоначальных инвестиций, и будет способствовать тому, чтобы IRR проекта достиг базового IRR Компании Роснефть. Роснефть, оцениваемая как финансово стабильная

**ФОРМА ДОКУМЕНТА ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ
ПРОЕКТА ДЛЯ СОВМЕСТНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ - Редакция 01**



Комитет по надзору за совместной реализацией
стр. 76

	<p>компания с инвестиционной точки зрения, берет на себя оставшуюся часть суммы инвестиций.</p>
	<p>К настоящему времени компания уже вложила немалые финансовые и временные ресурсы в создание и подготовку технического проекта по созданию инфраструктуры по сбору, подготовке и компримированию попутного нефтяного газа на Комсомольском месторождении; и в случае неутверждения проекта усилия пропадут даром.</p>
<p>Технологические риски</p>	
<p>В проекте используются новые для РН-Пурнефтегаз технологии, что связано с определенным технологическим риском.</p>	<p>В Проекте используются наиболее эффективные и современные технологии их имеющихся на рынке. Кроме того, у компании Роснефть уже есть опыт применения подобных технологий в других дочерних обществах.</p> <p>Технология, которую изберут в результате проведения тендера, будет хорошо известна поставщику технологии, который предложит необходимую помощь и обучение персоналу компании РН-Пурнефтегаз, чтобы обеспечить эффективное и надежное осуществление проекта и дальнейшее техническое обслуживание и ремонт.</p>
<p>Рыночные риски</p>	
<p>Риск ограничения спроса на газ, который может привести к установлению лимитов приема газа со стороны Газпрома и предотвратить общее снижение факельного сжигания газа по проекту</p>	<p>В соответствии с Энергетической стратегией Российской Федерации до 2020 года, внутренний спрос на газ будет постоянно повышаться. Учитывая, что Газпром сталкивается с растущими ценами на производство, для него выгодно потреблять газ, поставленный компанией РН-Пурнефтегаз, поскольку это удовлетворит растущий спрос по более низким ценам.</p> <p>Газпром поставил всю необходимую техническую спецификацию в РН-Пурнефтегаз для присоединения к его системе трубопроводов, и технологический план проекта является гарантией полного одобрения качества и соответствия требованиям, выдвигаемых Газпромом.</p> <p>Кроме того, методология, используемая для подсчета сокращения выбросов, основывается на фактическом мониторинге и будет препятствовать возможности повышения базового объема выбросов.</p>

ФОРМА ДОКУМЕНТА ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ
ПРОЕКТА ДЛЯ СОВМЕСТНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ - Редакция 01

ИНТЕРС

Комитет по надзору за совместной реализацией
стр. 77

Приложение 1

ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЧАСТНИКАХ ПРОЕКТА

Организация:	ОАО «НК-Роснефть»
Улица/почтовый ящик:	Софийская набережная
Номер дома:	26/1
Город:	Москва
Штат/регион:	
Почтовый индекс:	117997
Страна:	Россия
Тел.:	7 (495) 777-44-22
Факс:	7 (495) 777-44-44
Эл. почта:	postman@rosneft.ru
URL:	www.rosneft.ru
Представитель:	Г-н Р. Латыш
Должность:	Заместитель Директора
Обращение:	Г-н
Фамилия:	Латыш
Отчество:	
Имя:	Ростислав
Департамент:	Департамент управления активами, экономики и бизнес-планирования
Тел. (прямой):	7 (495) 225-97-52
Факс (прямой):	7 (495) 777-47-03
Моб. тел.:	
Личная эл. почта:	

Данный шаблон не может быть изменен. Просьба заполнить его без изменения/дополнения заголовков, логотипов, формата или шрифта.

**ФОРМА ДОКУМЕНТА ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ
ПРОЕКТА ДЛЯ СОВМЕСТНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ - Редакция 01**

UNFCCC

Комитет по надзору за совместной реализацией
стр. 78

Приложение 2

ИНФОРМАЦИЯ О БАЗОВОМ СЦЕНАРИИ

Показатель	Ед. изм.	1 кв. 08	2 кв. 08	3 кв. 08	4 кв. 08	Всего 2008	1 кв. 09	2 кв. 09	3 кв. 09	4 кв. 09	Всего 2009
Газодобыча	млн. м ³	427,94	430,84	438,73	445,6	1743,1	451,73	460,89	474,28	485,61	1872,5
Поставка газа на Губкинский ГПЗ	млн м ³	240,24	222,04	215,28	199,64	877,2	171	168,35	156,4	138	633,75
Сжигание ПНГ в факелах	млн м ³	187,7	208,8	223,45	245,96	865,91	280,73	292,54	3,788	347,6	924,658
Давление в линии в точки забора нефти и газа	МПа	0,643	0,643	0,643	0,643		0,643	0,643	0,643	0,643	
Давление на входе на УПО	МПа	0,403	0,399	0,395	0,384		0,361	0,355	0,342	0,322	
Давление на входе на УПО	МПа	0,33	0,3	0,285	0,264		0,241	0,235	0,222	0,202	
Давление на входе на ГПЗ	МПа	0,15	0,12	0,11	0,092		0,092	0,092	0,092	0,092	

Таблица 14 Прогнозируемые уровни давления на объектах транспортировки Комсомольского нефтяного месторождения в 2008 и 2009 гг. (определено с использованием Pipesim ®)

Подробные данные	Ед. изм.	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Общая добыча нефти	Тыс. т.	2 128,0	2 490,1	2 675,0	3 015,0	3 170,0	3 330,0	3 330,0	3 330,0	3 350,0	3 370,0
Газовый фактор	м ³ /т	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0
Общий объем добытого ПНГ	млн м ³	1 489,6	1 743,1	1 872,5	2 110,5	2 219,0	2 331,0	2 331,0	2 331,0	2 345,0	2 359,0
Использование ПНГ для собственных нужд в районе скважин	млн м ³	4,7	4,6	4,6	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2
Использование ПНГ на ДКС _г					9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Фактический объем газа, сжигаемого в факелах в рамках проектного сценария	млн м ³	499,3	507,2	518,3	12,0	12,0	11,7	11,1	10,6	10,2	10,2
Потери	млн м ³	13,6	13,6	13,6	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7
Объем ПНГ после извлечения и обезвоживания	млн м ³	972,9	1 217,7	1 336,0	2 081,6	2 170,1	2 282,4	2 283,0	2 283,5	2 297,9	2 311,9
Объем ПНГ, который может быть поставлен на Губкинский ГПЗ (базовый сценарий)	млн м ³	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0
Объем ПНГ, который был бы сожжен в факелах в рамках базового сценария	млн м ³	499,3	507,2	518,3	1 111,6	1 220,1	1 332,4	1 333,0	1 333,5	1 347,9	1 361,9
Объем ПНГ, который был бы сожжен в факелах и поставлен на Губкинский ГПЗ в рамках базового сценария (в рамках проекта он направляется на ДКС и в систему Газпрома)	млн м ³	1 449,3	1 457,2	1 468,3	2 081,6	2 170,1	2 282,4	2 283,0	2 283,5	2 297,9	2 311,9
Объем ПНГ, потребленный на ДКС _г	млн м ³				161,2	151,2	151,2	151,2	151,2	151,2	151,2
Осушенный газ на выходе ДКС _г	млн м ³				1 875,1	1 981,8	2 092,1	2 092,7	2 093,2	2 107,4	2 121,1
СНГ на выходе ДКС _г	т				22 522,5	23 707,8	24 934,6	24 941,2	24 946,7	25 104,0	25 256,9

Таблица 15 Прогноз добычи ПНГ на Комсомольском нефтяном месторождении

Поставка газа на Губкинский ГПЗ (среднее историческое значение)	млн м ³
2007	950,0
2006	858,3
2005	893,4
Базовая поставка на Губкинский ГПЗ	950,0

Таблица 16 Исторические значения поставки ПНГ на Губкинский ГПЗ и базовая оценка (максимальное значение за 3 последних года).

Данный шаблон не может быть изменен. Просьба заполнить его без изменения/дополнения заголовков, логотипов, формата или шрифта.

**ФОРМА ДОКУМЕНТА ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ
ПРОЕКТА ДЛЯ СОВМЕСТНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ - Редакция 01**



Комитет по надзору за совместной реализацией

стр. 79

Источник: данные о прошлых объемах поставок ПНГ на Губкинский ГПЗ

Данный шаблон не может быть изменен. Просьба заполнить его без изменения/дополнения заголовков, логотипов, формата или шрифта.

Комитет по надзору за совместной реализацией

Код газа	СГ
	Сырой газ
N2	0,9%
CO2	0,4%
C 1	91,8%
C 2	3,1%
C 3	1,7%
IC 4	0,5%
NC 4	0,6%
IC 5	0,2%
NC 5	0,2%
C 6	0,1%
O2	0,2%
H2O	0,4%
Метанол	0,0%

Таблица 157. Состав ПНГ (% объема)

Источник: расчеты на основании проектно-технической документации

Материал	КОД	Вес % С	d кг/м ³ (0С,1 атм.)	кг С/м ³ (0С, 1 атм.)
А	СГ	0,74	0,80	0,592

Таблица 18 Содержание и плотность ПНГ для базового сценария

Источник: расчетные данные

Приложение 3

ПЛАН МОНИТОРИНГА

Процедура	Описание	Объем
Обучение персонала по проектам совместного осуществления	Данная процедура представляет этапы обеспечения адекватного обучения персонала сбору и архивированию полных и точных данных, необходимых для мониторинга проектов совместного осуществления.	Данная процедура должна соблюдаться всем персоналом на площадке перед выполнением любых функций мониторинга в отношении проекта совместного осуществления.
Организация учета данных по проектам совместного осуществления	Данная процедура подробно представляет организацию учета данных по площадке. При этом обеспечивается полный и точный учет в пределах системы контроля качества. Данные и записи подлежат хранению и архивированию согласно этой процедуре.	Все данные и записи должны поддерживаться согласно этой процедуре. Все сотрудники отвечают за обращение с любыми данными или записями согласно данной процедуре.
Сбор данных	Данная процедура определяет этапы сбора данных от основных счетчиков и датчиков перекрестной поверки. Она также включает анализ проб и состава различных потоков	Процедуры в соответствии с национальными стандартами и внутренними процедурами
Контроль качества и обеспечение качества данных по проектам совместного осуществления	Данные и записи подлежат проверке перед закладкой на хранение и архивированием. Данные по проекту будут проверяться для выявления возможных ошибок или пропусков. Проверки данных включают проверки значений различных потоков по квитанциям/счетам-фактурам от Газпрома. Все записи проверяются на предмет полноты.	Все сотрудники отвечают за обеспечение сбора и архивирования полных и точных данных и записей.
Техобслуживание оборудования	Данная процедура представляет этапы обеспечения регулярного и профилактического техобслуживания основных счетчиков	Данная процедура должна соблюдаться всеми сотрудниками, привлекаемыми к проверкам и техобслуживанию счетчиков на площадке.
Калибровка оборудования	Данная процедура определяет процесс организации и управления калибровкой. Процедура относится к датчикам на площадке и оборудованию для анализа состава	Калибровка счетчиков и оборудования должна проводиться в соответствии с национальными стандартами
Выход оборудования из строя	Данная процедура определяет процесс сбора данных в случае возникновения проблем с датчиками перекрестной	Данная процедура должна быть основана на утвержденных нормах

Комитет по надзору за совместной реализацией

	проверки	
Аварийные процедуры	Процедуры, относящиеся к мерам, предпринимаемым в целях определения объема газа, сбрасываемого в атмосферу при авариях, согласно избранной методологии	Включают определение времени, давления, температуры и объемов выброса
Расчет сокращений выбросов	Процедуры, относящиеся к мерам, необходимым для расчета сокращений выбросов в соответствии с определенной проектно-технической документацией и утвержденной методологией	Включают данные об источниках, процедурах и этапах расчетов.

Таблица 19 Процедуры системы мониторинга проектов совместного осуществления

**ФОРМА ДОКУМЕНТА ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ
ПРОЕКТА ДЛЯ СОВМЕСТНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ**



ИЯ 01

Комитет по надзору за совместной реализацией

Задача	Оператор	Подразделение переработки нефти и конденсата и переработки газа / подразделение нефте- и газодобычи	Служба метрологии	Лаборатория	Подразделение автоматизации и связи	Центр проектирования и технической поддержки	Департамент экологического контроля	Руководство
Сбор данных измерений	E	R	I				I/C	
Передача данных					E		I/C	
Оформление и представление потока данных						E	I/R/C	
Отбор проб потоков	I			I/R			I/C	
Анализ состава				E			I/C	
Калибровка / техобслуживание	I	R	E				I/C	
Ежемесячные и годовые отчеты						E	E/R/C	I
Архивирование данных и отчетов							E/R/C	I
Расчет сокращений выбросов	I	I	I	I	I	I	E/R/C	I

Таблица 20 Эксплуатационные процедуры и обязанности по мониторингу и обеспечению качества сокращений выбросов при ведении деятельности в рамках проекта

(E = отвечает за выполнение сбора данных, R = отвечает за надзор и обеспечение качества, I = должен быть проинформирован, C= координирует).

Данный шаблон не может быть изменен. Просьба заполнить его без изменения/дополнения заголовков, логотипов, формата или шрифта.

Приложение 4
ВЫБРОСЫ В РАМКАХ ПРОЕКТА

Код газа	ОГ	СНГ
Продукт	Осушенный газ	СНГ
N2	0,9%	0,0%
CO2	0,4%	0,1%
C 1	92,4%	2,0%
C 2	3,2%	2,1%
C 3	1,7%	8,9%
IC 4	0,5%	9,4%
NC 4	0,6%	17,8%
IC 5	0,2%	17,0%
NC 5	0,1%	14,5%
C 6	0,0%	19,3%
O2	0,2%	0,0%
H2O	0,0%	0,1%
Метанол	0,0%	8,7%

Таблица 21 Состав газа (% объема)

Источник: расчеты на основании проектно-технической документации

Материал	КОД	Вес % С	d кг/м ³ (0С, 1 атм.)	кг С/м ³ (0С, 1 атм.)
V _{DC}	ОГ	0,74	0,79	0,586
V _{LCG}	СНГ	0,79	590,75	467,80

Таблица 22 Содержание и плотность газа для базового сценария

Источник: расчетные данные

Где	УПО	ДКСР	Трубопровод от измерительной станции Спутник, на каждом кусте скважин, до УПО	Трубопровод от УПО до ДКСР (а)	Трубопровод от ДКСР до системы Газпрома (b)	Транспорт пров. ка, всего (a+b)	кг/час/источник	Пр	
Клапаны	Подлежит уточнению		Подлежит уточнению	2,00	65,00	67,00	0,0045	Агентство ЕРА-2.4, стр. 2-15	
Уплотнения						-	0,0024	Агентство ЕРА-2.4, стр. 2-15	
Соединители	Подлежит уточнению	26,00	Подлежит уточнению			-	0,0002	Агентство е ЕРА Таблица 2.4, стр	
Фланцы			Подлежит уточнению	4,00	20,00		24,00	0,0004	А 9: 2-
Разомкнутые							-	0,0020	А 9:

Данный шаблон не может быть изменен. Просьба заполнить его без изменения/дополнения заголовков, логотипов, формата или шрифта.

**ФОРМА ДОКУМЕНТА ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ
ПРОЕКТА ДЛЯ СОВМЕСТНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ - Редакция 01**



Комитет по надзору за совместной реализацией

Другое	Подлежит уточнению	950,00	Подлежит уточнению	2,00	18,00	20,00	0,0088	2- Δ 9- 2-
--------	-----------------------	--------	-----------------------	------	-------	-------	--------	---------------------

Таблица 23 Инвентарная опись оборудования на объектах переработки и транспортировки газа

Источник: Инвентарная опись
