

УТВЕРЖДАЮ



Генеральный директор ОАО ННП»

Шелев
С.В. Караваев

" *апрель* 2012 г.

Онешко И.В.
по доверенности
№ 01-Д/270 от 26.12.2011

1.

СПЕЦИАЛЬНАЯ ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

проекта Совместного Осуществления

«Сбор попутного нефтяного газа на Хохряковском месторождении»

**I. ФОРМАТ ПРОЕКТНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ
ДЛЯ СОВМЕСТНОГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ**
Версия – 01 от 15 июня 2006

СОДЕРЖАНИЕ

- А. Общее описание проекта
- Б. Базовая линия
- В. Продолжительность проекта / кредитный период
- Г. План мониторинга
- Д. Оценка сокращений выбросов парниковых газов
- Е. Влияние на окружающую среду
- Ж. Комментарии заинтересованных лиц

Приложения

Приложение 1: Контактная информация об участниках проекта

Приложение 2: Информация о базовой линии

Приложение 3: План мониторинга

Раздел А. Общее описание проекта

А.1. Название проекта:

>>

Сбор попутного нефтяного газа на Хохряковском месторождении.

Секторная область:

10. Летучие выбросы от топлив (твердых, жидких, газообразных).

Версия: 03

Дата: 31.03.2012

А.2. Описание проекта:

>>

Хохряковская группа месторождений находится в Нижневартовском районе в Ханты-Мансийском автономном округе. Перечень месторождений входящих в Хохряковскую группу: Хохряковское; Пермьяковское; Кошильское; Колик-Ёганское месторождения¹.

В настоящее время месторождения разрабатываются и эксплуатируются ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие» далее (ННП), компанией входящей в структуру ТНК-ВР, расположенной в г. Москве.

Ситуация до проекта

В процессе подготовки нефти на центральном пункте сбора нефти (ЦПС) Хохряковского месторождения из сырой нефти, транспортированной с указанных месторождений Хохряковской группы, выделяется попутный нефтяной газ (ПНГ), который до реализации проекта сжигался на факельных установках ЦПС Хохряковского месторождения, так как оценки Компанией инвестиций, необходимых для реализации проекта, свидетельствовали об отсутствии экономической эффективности, что являлось демотивирующим фактором начала работ по проекту.

Цель проекта

Проект направлен на полезную утилизацию ПНГ, который в ином случае был бы сожжён на факелах ЦПС Хохряковского месторождения и, следовательно, на сокращение выбросов парниковых газов. Компания ННП ожидает, что продажи единиц сокращенных выбросов (ЕСВ) в рамках механизма Совместного Осуществления Киотского Протокола улучшат экономическую эффективность проекта.

Описание проекта

Располагая значительным ресурсом ПНГ, компания ННП предпринимает действия по увеличению уровня его полезной утилизации. С этой целью проектом предусматривается строительство компрессорной станции (КС). КС территориально расположена на Хохряковском месторождении, но ее проектная мощность рассчитана на транспортировку газа всей Хохряковской группы месторождений. В ходе реализации проекта был произведен демонтаж законсервированной газлифтной компрессорной станции КС-3 с Самотлорского месторождения и монтаж на Хохряковском

¹ Краткое описание данных месторождений, включая дату освоения и ввода в эксплуатацию, ориентир и расстояние от Нижневартовска:

Хохряковское м/р – месторождение открыто в 1972г. и введено в разработку в 1985г. Все продуктивные пласты объединены в один объект разработки. В административном отношении м/р находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 165км к северо-востоку от г. Нижневартовска.

Пермьяковское м/р - месторождение открыто в 1972г. и введено в разработку в 1985г. Все продуктивные пласты объединены в один объект разработки. В административном отношении м/р находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 205км к северо-востоку от г. Нижневартовска.

Кошильское м/р - месторождение открыто в 1987г. и введено в разработку в 1992г. Все продуктивные пласты объединены в один объект разработки. В административном отношении м/р находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 210км к северо-востоку от г. Нижневартовска.

Колик-Ёганское месторождение открыто в 1971г. и введено в разработку в 1997г. Все продуктивные пласты объединены в один объект разработки. В административном отношении м/р находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 180км к северо-востоку от г. Нижневартовска.

месторождении, а также строительство 3 км газопровода диаметром 325мм до магистрального газопровода АК «СИБУР».

Этот новый газопровод и КС обеспечивают транспортировку ПНГ под повышенным давлением до газоперерабатывающих заводов (ГПЗ): Белоозерного и Нижневартовского, которые находятся за пределами границ проекта. На ГПЗ проектный объем ПНГ подвергается переработке с получением сухого газа и на широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ). Далее, на выходе из ГПЗ, сухой газ подается под высоким давлением в магистральный газопровод ОАО «Газпром» «Парабель-Кузбасс» для поставки потребителям. ШФЛУ направляется для дальнейших переделов на Тобольский НХК СИБУР

Таким образом, улавливание, компримирование и подача ПНГ в газопровод позволит уменьшить выбросы парниковых газов, включая CO₂ (диоксид углерода) и CH₄ (метан).

Газопровод, построенный в рамках проекта, транспортирующий ПНГ до межпромышленной сети газопроводов «Сибур», оснащён кранами и узлами переключения газовых потоков. Электроэнергия для управления трубопроводными задвижками не расходуется.

Компрессора на КС активируются электроприводами, которые используют в качестве топлива электроэнергию, поступающую из внешней энергосети. Компрессора обеспечивают необходимое давление для транспортировки ПНГ по газопроводам до ГПЗ.

История проекта:

01 Февраля 2004 г. – Рассмотрение экономической эффективности различных вариантов утилизации ПНГ, в том числе местная выработка электроэнергии, закачка в пласт и строительство компрессорной станции. NPV всех проектов были отрицательны.

16 Февраля 2004г. – Компания «ННП» приняла решение использовать механизм СО в рамках Киотского протокола для реализации проекта утилизации ПНГ с Хохряковского месторождения, по сбору и транспортировке попутного нефтяного газа на ГПЗ.

Июнь 2005г. – Начало строительных работ.

23.10.2006 – Утверждение ПСД.

31.10.2007 – Проект стартовал.

Сценарий базовой линии

В рамках базового сценария утилизируемый по проекту ПНГ, выделенный на ЦПС Хохряковского месторождения сжигался бы на факелах, что приводило бы к значительным выбросам парниковых газов, включая CO₂ и CH₄ (как результат неполного факельного сжигания). Продолжение факельного сжигания при данном сценарии связано с ограничениями для увеличения полезного использования ПНГ, что подтверждается следующими фактами:

- На момент принятия решения о реализации проекта политика в данном секторе и законодательство не обеспечивали реальных механизмов по эффективному использованию ПНГ;
- Значительные капитальные затраты на возведение инфраструктуры по эффективному использованию ПНГ и низкие цены на ПНГ и следовательно,
- Отсутствие инвестиционной привлекательности данного типа проектов.

Сокращения выбросов

В итоге данная проектная деятельность приведёт к предотвращению факельного сжигания ПНГ в объёме более 1 млрд. м³ в период 2008-2012 гг. В результате произойдёт значительное сокращение выбросов парниковых газов, которое составит 3 105 001 тонн CO₂ эквивалента за указанный период.

А.3. Участники проекта:

>>

Вовлечённая Сторона	Юридическое лицо участник проекта (нужное указать)	Пожалуйста укажите, желает ли вовлечённая Сторона рассматриваться
----------------------------	---	--

		как участник (Да/Нет)
Сторона А - Российская Федерация (Принимающая Сторона)	ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»	Нет
Сторона В – нет	-	-

ОАО «ННП»:

ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие» (ННП) разрабатывает 10 месторождений, включая:

Пермяковское, Хохряковское, Кошильское, Колик-Еганское, Ершовое, Сороминское, Туль-Еганское, Сабунское, Северо-Тарховское и Эниторское. Кроме того, предприятие является оператором по разведке и разработке трех лицензионных участков ОАО «ТНК-ВР Технологии» — Мало-Сикторского, Восточно-Коликъеганского и Ермаковской группы месторождений (Орехово-Ермаковского, Чехлонейского, Западно-Ермаковского, Хохловского), лицензии на которые находятся у Тюменнефтегаза. В настоящее время в составе ННП три укрупненных нефтепромысла, база производственного обслуживания и Центр научно-инженерных и производственных работ.

Компания является преемником Нижневартовскнефть, управляющий блок нефтедобывающих предприятий, которая была основана в 1964 году, одновременно с открытием Самотлорского месторождения, крупнейшего месторождения в СССР.

А.4. Техническое описание проекта:

А.4.1. Расположение проекта:

>>

А.4.1.1. Принимающая Сторона:

Российская Федерация

А.4.1.2. Регион/Штат/Провинция и тд:

Проект реализуется в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского Автономного Округа (ХМАО) Тюменской области, которая является субъектом Российской Федерации.

Административный центр — город Ханты-Мансийск. Крупнейшие города — Сургут, Нижневартовск, Нефтеюганск. Граничит с Ямало-Ненецким автономным округом, Красноярским краем, Томской областью, югом Тюменской области, Свердловской областью и Республикой Коми.

Население ХМАО составляет 1 538 тыс. человек.

Рис. А 4.1.2. Расположение Ханты-Мансийского Автономного Округа



А.4.1.3. Город/Посёлок/Поселение и тд.:

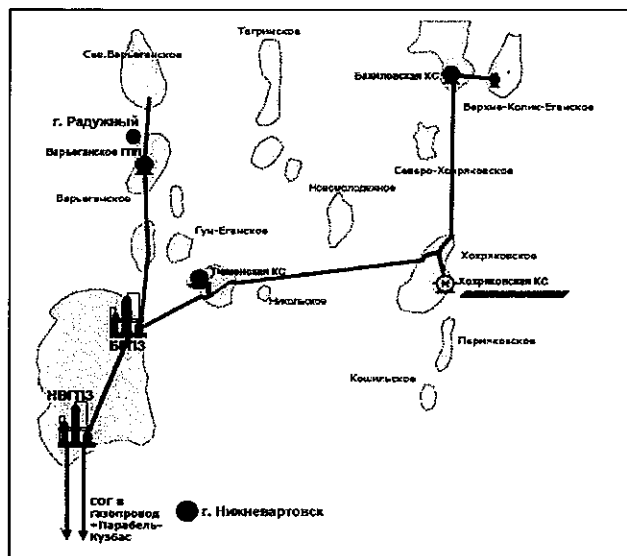
>>

Хохряковское м/р – месторождение открыто в 1972г. и введено в разработку в 1985г. Все продуктивные пласты объединены в один объект разработки. В административном отношении м/р

находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 165км к северо-востоку от г. Нижневартовска. $60^{\circ}57'00''$ С.Д. $76^{\circ}33'00''$ З.Ш..

А.4.1.4. . Подробности места нахождения, включая информацию, позволяющую однозначно идентифицировать проект (не более 1 страницы):>>

Рис. А.4.1.4. Принципиальная схема проектной деятельности



Проектный ПНГ с выхода ЦПС под давлением сепарации подаётся на предварительное компримирование на ДКС и далее на основную Хохряковскую КС. На выходе из КС ПНГ под повышенным давлением направляется в новый промысловый газопровод (общей протяжённостью 3 км) для транспорта до межпромысловой газосборной сети «Сибур».

А.4.2. Применяемые технологии, меры, операции или действия, предусмотренные проектом:

Описание процесса

В процессе подготовки нефти на центральном пункте сбора нефти (ЦПС) Хохряковского месторождения из сырой нефти, транспортированной с указанных месторождений Хохряковской группы, выделяется высоконапорный попутный нефтяной газ (ПНГ) с давлением 3,2 ата.

Этот газ с 1 степени сепарации направляется сразу на основную КС, в то время как газ со второй степени с давлением 0.5 ата на дожимную компрессорную станцию (ДКС) для повышения давления, чтоб в дальнейшем быть поданным на основную КС (Хохряковская). После основной КС, общий поток ПНГ с давлением 30 ата направляется в построенный 3км газопровод.

КС территориально расположена на Хохряковском месторождении, но ее проектная мощность рассчитана на транспортировку газа всей Хохряковской группы месторождений. В ходе реализации проекта был произведен демонтаж законсервированной газлифтной компрессорной станции КС-3 с Самогловского месторождения и монтаж на Хохряковском месторождении, а также строительство 3 км газопровода диаметром 325мм до магистрального газопровода АК «СИБУР».

Этот новый газопровод и КС обеспечивают транспортировку ПНГ под повышенным давлением до газоперерабатывающих заводов (ГПЗ): Белоозерного и Нижневартовского, которые находятся за пределами границ проекта. На ГПЗ проектный объем ПНГ подвергается переработке с получением сухого газа и на широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ). Далее, на выходе из ГПЗ, сухой газ подаётся под высоким давлением в магистральный газопровод ОАО «Газпром» «Парабель-Кузбасс» для поставки потребителям. ШФЛУ направляется для дальнейших переделов на Тобольский НХК СИБУР.

Таким образом, улавливание, компримирование и подача ПНГ в газопровод позволит уменьшить выбросы парниковых газов, включая CO_2 (диоксид углерода) и CH_4 (метан).

Газопровод, построенный в рамках проекта, транспортирующий ПНГ до межпромысловой сети газопроводов «Сибур», оснащён кранами и узлами переключения газовых потоков. Электроэнергия для управления трубопроводными задвижками не расходуется.

Компрессора на КС активируются электроприводами, которые используют в качестве топлива электроэнергию, поступающую из внешней энергосети. Компрессора обеспечивают необходимое давление для транспортировки ПНГ по газопроводам до ГПЗ.

Технический персонал прошёл обучение по эксплуатации компрессорной установки и газопроводных установок в процессе пуско-наладочных работ.

График проекта:

01 Февраля 2004 г. – Рассмотрение экономической эффективности различных вариантов утилизации ПНГ, в том числе местная выработка электроэнергии, закачка в пласт и строительство компрессорной станции. NPV всех проектов были отрицательны.

16 Февраля 2004г. – Компания «ННП» приняла решение использовать механизм СО в рамках Киотского протокола для реализации проекта утилизации ПНГ с Хохряковского месторождения, по сбору и транспортировке попутного нефтяного газа на ГПЗ.

Июнь 2005г. – Начало строительных работ.

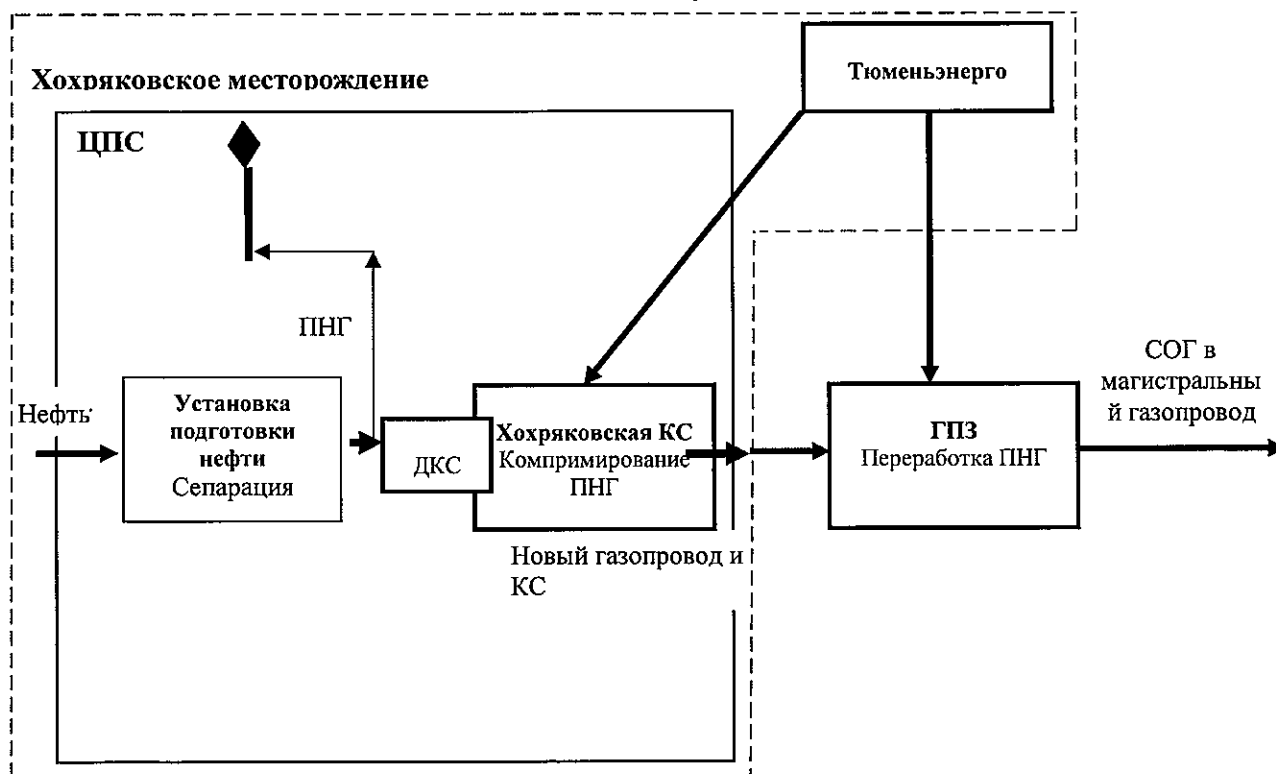
23.10.2006 – Утверждение ПСД.

31.10.2007 – Проект стартовал.

Таблица А.4.2. Технические показатели проектной деятельности

№	Показатель	Значение
2.	Исходное давление высоконапорного ПНГ на выходе из ЦПС Хохряковского месторождения, фактическое значение	3,2 атм
3.	Давление на выходе Хохряковской КС, фактическое значение	30 атм
4.	Протяжённость нового газопровода	3 км
5.	Диаметр трубопровода:	325 мм
5.	Мощность ДКС	3* 400кВт (один запасной)
5.	Мощность КС:	2* 10000 кВт (один запасной)

Рис. А.4.2. Схема утилизации ПНГ



ЦПС – центральный пункт сбора нефти
 ПНГ – попутный нефтяной газ
 ДКС – дожимная компрессорная станция
 КС – компрессорная станция
 ГПЗ – газоперерабатывающий завод
 СОГ – сухой отбензиненный газ

А.4.3. Краткое объяснение того, каким образом антропогенные выбросы парниковых газов будут сокращаться в рамках предложенного проекта совместного осуществления, а также того, почему сокращения выбросов были бы невозможны без проекта, учитывая особенности национальной и/или отраслевой политики и другие обстоятельства:

В рамках проектной деятельности значительное количество выделенного ПНГ на ЦПС Хохряковского месторождения, который раньше сжигался на факеле, будет эффективно использовано посредством компримирования и закачки в газопровод для последующей транспортировки на ГПЗ для подготовки с получением сухого отбензиненного газа, который в свою очередь будет подан в магистральный газопровод ОАО «Газпром». Это предотвратит выбросы углекислого газа CO_2 и метана CH_4 , которые были бы при базовом сценарии в случае сжигания ПНГ на факеле. Общее сокращение выбросов ПГ за период 2008-2012 составляет 3 105 001. Для транспортировки ПНГ были построены Компрессорная станция мощностью 20 МВт и новый газопровод протяженностью 3 км диаметром 325 мм до магистрального газопровода АК «СИБУР». Мощность компрессорной станции позволяет транспортировать для утилизации в среднем 220 млн. m^3 ПНГ в год. Всего планируется утилизировать 1098 млн. m^3 ПНГ за период 2008-2012. При отсутствии проектной деятельности было бы не возможно достичь указанных сокращений, отраслевая политика и экономическая ситуация в нефтяной и газовой промышленности не обеспечивает реальные механизмы для эффективной утилизации ПНГ:

В России законы и постановления, предназначенные регулировать использование ПНГ, недостаточно стимулировали стремление нефтяных компаний минимизировать факельное сжигание. В результате при экономической нецелесообразности переработки ПНГ мог быть сожжен на факеле без целевого использования. Однако, при этом следовало компенсировать расход природных ресурсов платежами в бюджеты разных уровней и обеспечить неперевышение ПДК вредных веществ в приземном слое воздуха. Даже требование 95% полезной утилизации ПНГ, внесённое в некоторые лицензионные соглашения, не могло предотвратить его сжигание. Это свидетельствует о недостаточном принуждении к выполнению данного требования, что не может мотивировать нефтяную компанию полезно использовать ПНГ. С другой стороны, нефтяные компании крайне неохотно выполняют строительство инфраструктуры по сбору и транспорту ПНГ, так как вследствие огромных финансовых затрат, низких цен на ПНГ, неопределённости и непрозрачности с допуском к газотранспортной системе, подобные проекты представляют значительный инвестиционный риск.

Данная аргументация, представленная более подробно в разделе В, свидетельствует о том, что сокращение факельного сжигания, а следовательно и выбросов парниковых газов возможно только в рамках предложенной проектной деятельности.

А.4.3.1. Оцениваемое количество сокращений выбросов в течение кредитного периода:

>>

	Годы
Продолжительность кредитного периода:	5
Год	Оценка годовых сокращений выбросов, в тоннах CO_2 эквивалента
2008	700 122
2009	612 252
2010	570 874
2011	535 760
2012	685 993

Суммарные сокращения выбросов за весь кредитный период (тонн CO ₂ -эквивалента)	3 105 001
Среднегодовые сокращения выбросов, (тонн CO ₂ -эквивалента)	621 000

A.5. Сведения об утверждении проекта участвующими Сторонами:

>>

15 сентября 2011 г. принято Постановление Правительства Российской Федерации № 780 «О мерах по реализации статьи 6 Киотского протокола к РКИК ООН об изменении климата»². Этот документ утверждает Положение о реализации статьи 6 Киотского протокола в РФ. Этот документ описывает процедуру одобрения проектов СО.

В соответствии с пунктом 4 Положения утверждение проектов будет осуществлять Минэкономразвития РФ на основании рассмотрения поданных проектных заявок. Рассмотрение заявок проводит оператор углеродных единиц (Сбербанк России) в соответствии с пунктом 10 Постановления Правительства РФ № 780.

В соответствии с п.7 Положения в состав заявки включается «положительное экспертное заключение на проектную документацию, подготовленное в соответствии с международными требованиями независимым органом, выбранным заявителем».

Таким образом, в соответствии с законодательством РФ в области реализации проектов СО, утверждение Проекта возможно после получения положительного заключения от аккредитованного независимого органа.

² Постановление Правительства РФ №740 от 15.09.2011 -

Раздел Б. Базовая линия

Б.1. Описание и обоснование выбранной базовой линии

>>

Описание и обоснование выбранной базовой линии будет произведено на основе положений «Руководящих указаний для пользователей форм ПД ПСО» (версия 04) и в соответствии с приложением В к Решению №9/СМР.1 и «Руководством по критериям построения базовой линии и мониторинга» (версия 03) с использованием следующего пошагового подхода:

Шаг. 1. Указание и описание выбранного подхода касательно установки базовой линии

Шаг. 2. Применение выбранного подхода.

Ниже данные шаги представлены более подробно.

Шаг. 1. Указание и описание выбранного подхода касательно установки базовой линии

Базовая линия определяется на основе рассмотрения различных альтернативных вариантов развития ситуации, включая предлагаемую проектную деятельность. В качестве критериев выбора базового сценария будут определены ключевые факторы. Все альтернативы будут рассматриваться на предмет влияния на них данных факторов. Альтернативный сценарий, на который ключевые факторы оказывают наименьшее негативное влияние, будет выбран как базовая линия.

Таким образом, предусматриваются следующие этапы определения базовой линии:

- а) Описание альтернативных вариантов*
- б) Описание ключевых факторов.*
- в) Выбор наиболее вероятного альтернативного сценария.*

Шаг. 2. Применение выбранного подхода

В качестве альтернативных рассматриваются следующие сценарии:

Альтернативный сценарий 1. Продолжение общепринятой практики утилизации ПНГ, т.е. сжигание ПНГ на факеле ЦПС Хохряковского месторождения

Альтернативный сценарий 2. Сам проект (без регистрации как проектной деятельности СО), что выражается в полезной утилизации ПНГ, т.е. строительство КС и нового газопровода для компримирования и дальнейшей подачи газа в магистральный газопровод.

Ни одна из заявленных альтернатив не входит в противоречие с действующим в настоящее время законодательством и может рассматриваться в дальнейшем анализе.

Анализ не рассматривает варианты, относящиеся к утилизации на месте, такие как производство электроэнергии, переработка ПНГ на Хохряковском месторождении и закачка ПНГ в пласт для поддержания пластового давления. Реализация этих параметров невозможна по следующим причинам:

1. Использование ПНГ для выработки электроэнергии на местных газотурбинных и газопоршневых станциях. Линии электропередач принадлежат Тюменьэнерго, региональному монополисту в сфере передачи и распределения электроэнергии. Это обстоятельство делает невозможным компании ННП поставлять излишки электроэнергии сторонним потребителям для погашения инвестиций. Поэтому этот вариант экономически не выгоден.

2. Переработка ПНГ на Хохряковском месторождении. Проект экономики отрицателен из-за огромных капитальных затрат на объекты переработки газа и проблемы с логистикой, ближайшая железнодорожная станция находится в 200 км.

3. Закачка ПНГ в пласт для поддержания пластового давления. Состояние фонда скважин и геология месторождений (плохая проницаемость пластов) не позволяет производить закачку газа в пласт.

Кроме того, все эти параметры, а так же строительство на Хохряковском месторождении КС были рассмотрены в Финансовом Меморандуме от 01 Февраля 2004 года. NPV всех вариантов отрицательное. Наименьшее отрицательное значение у варианта строительство КС.

Поэтому эти варианты исключаются из дальнейшего анализа.

а) Описание альтернативных сценариев.

Альтернативный сценарий 1. Продолжение общепринятой практики утилизации ПНГ, т.е. сжигание ПНГ на факеле ЦПС Хохряковского месторождения.

ННП осуществляет добычу нефти на Хохряковской группе месторождений. При сепарировании на ЦПС Хохряковского месторождения, нефти поставляемой с Хохряковской группы месторождений выделяется ПНГ, который полностью бы сжигался на факельной установке ЦПС. Объем ПНГ, который бы сжигался в рамках данного сценария, представлен в следующей таблице:

Таблица Б.1.1. ПНГ для факельного сжигания на ЦПС Хохряковского месторождения в 2008-2012

Показатель	Ед. изм	2008	2009	2010	2011	2012
Сжигание ПНГ на ЦПС	тыс. м ³	243659	219041	198284	190789	246686

В соответствии с законодательством в области охраны окружающей среды предприятие должно рассчитывать объемы выбросов загрязняющих веществ, включая метан, оксид углерода, оксиды азота и т.д., а также ежеквартально осуществлять платежи за загрязнение окружающей среды по нормативам, установленным в Постановлении Правительства РФ № 344 от 12.06.2003³ с изменениями указанными в Постановлением № 410 от 01.07.2005⁴. Последний пересмотр был сделан на 08.01.2009 совместно с принятием Резолюции №7, которая предусматривает более строгое наказание за сжигание ПНГ ниже целевого показателя утилизации в 95%. В соответствии с постановлением, повышающий коэффициент (4,5) будет применяться к взимаемой плате за выбросы метана от сжигания ПНГ за объем, равный разности между общим количеством ПНГ и целевого показателя (с учетом уровня утилизации в 95%). Остаток в 5% должен оплачиваться с нормальной платой.

Таблица Б.1.2. Платежи за выбросы загрязняющих веществ при факельном сжигании ПНГ на ЦПС Хохряковского месторождения⁵

Показатель	Ед. изм.	2008	2009	2010
Платежи за выбросы	тыс. рублей	2 982,10	2 651,67	2 374,01

При развитии альтернативного сценария 1 в атмосферу начиная с 2012 года ежегодно будет попадать около 2.7 млн м³ метана. Плата за сверхлимитное сжигание ПНГ на факельных установках составит около 2 млн.руб/год или 19 млн.руб за период 2012-2020 гг.

³ Постановление от 12 июня 2003 г. N 344 «О нормативах платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными и передвижными источниками, сбросы загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты, размещение отходов производства и потребления»

⁴ Постановление от 1 июля 2005 г. N 410 «О внесении изменений в приложение n 1 к Постановлению Правительства РФ от 12 июня 2003 г. N 344»

⁵ Информация была представлена отделом охраны окружающей среды ННП

Ниже приведен расчет экологических платежей, которые будут сделаны компанией ННП за сжигание ПНГ с 2012 г. согласно Резолюции №7.

Таблица Б 1.3 Расчет платежей за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании ПНГ на факельной установке ЦПС Хохряковского месторождения.

	Объем СН ₄ , выброшенного в атмосферу в результате недожога	Коэффициент в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 8 января 2009 № 7	Размер платы за выбросы СН ₄ сверх лимита в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 12 июня 2003 г. N 344 ⁶	Доля СН ₄ , для которой размер платежей рассчитывается с использованием коэффициентов из гр.3 и гр.4	Размер платежей
1	2	3	4	5	6
год	тыс. м ³		рублей/тонна	%	млн. руб/год
2012	3561	4,5	250	95	2,80
2013	3256				2,56
2014	2799				2,20
2015	2706				2,13
2016	2616				2,06
2017	2580				2,03
2018	2489				1,96
2019	2280				1,80
2020	2128				1,68
	24414				

Альтернативный сценарий 2. Сам проект (без регистрации как проектной деятельности СО), что выражается в полезной утилизации ПНГ, т.е. строительство КС и нового газопровода для компримирования и дальнейшей подачи газа в магистральный газопровод.

Выполнение данного Сценария предупреждает выбросы СО₂ и СН₄, которые были бы в рамках Сценария 1 в случае сжигания ПНГ на факеле. Построенный газопровод и КС обеспечивает сбор и транспортировку ПНГ с Хохряковского месторождения под повышенным давлением на ГПЗ для переработки, который находится за пределами границ проекта.

На ГПЗ (Нижневартовском, Белоозерном) ПНГ подвергается переработке с получением сухого газа и ШФЛУ. Далее сухой газ подаётся под высоким давлением в магистральный газопровод Парабель-Кузбасс. ШЛФУ подвергается дальнейшей глубокой переработке и последующей подачей потребителю в виде целевых компонентов.

Сухой газ замещает потребление органических топлив, таких как природный газ, мазут, бензин и тд. Поэтому, данный проект является ресурсосберегающей деятельностью, которая не приведёт к добыче и потреблению дополнительного ископаемого топлива (консервативно-природного газа, как наименее углеродоемкого топлива).

Баланс полезно используемого ПНГ с Хохряковской КС представлен на следующей таблице:

Таблица Б 1.4 Баланс ПНГ с Хохряковской КС

Показатель	2008	2009	2010	2011	2012

⁶ <http://government.consultant.ru/doc.asp?ID=17975&PSC=1&PT=1&Page=1>

ПНГ на Хохряковскую КС (поставка на ГПЗ), тыс. м3	243659	219041	198284	190789	246686
Выход сухого газа на ГПЗ, %	86	86	86	86	86
Выход сухого газа из ГПЗ для дальнейшей подачи в магистральный газопровод, тыс. м3	209547	188375	170524	164079	212150

Для реализации данного альтернативного сценарий требовалось инвестировать 901 млн. рублей.

b) Описание ключевых факторов

Базовая линия будет построена, принимая во внимание соответствующую национальную политику в секторе и такие обстоятельства, как инициативы по реформированию, законодательство, экономическую ситуацию в секторе, в котором реализуется проект. Будут рассмотрены следующие ключевые факторы, влияющие на базовую линию:

- Политика по реформированию сектора и законодательство;
- Экономическая ситуация в нефтегазовом секторе в отношении утилизации ПНГ;
- Наличие капитала (включая инвестиционный барьер);
- Цены на ПНГ.

c) Анализ влияния ключевых факторов на указанные альтернативы

Далее приводится подробное рассмотрение каждого альтернативного сценария с учётом ключевых факторов.

Политика по реформированию сектора и законодательство

Государственная политика в области утилизации ПНГ не располагает сбалансированными механизмами, позволяющими проводить мониторинг, выполнять, и усиливать действия по выполнению требования эффективного использования ПНГ. Основные положения регулирования вопросов по утилизации ПНГ содержатся в следующих нормативно-правовых документах:

- Федеральный Закон «О недрах» № 2395 от 21.02.1992.
- Постановление Верховного Совета Российской Федерации № 3314.1 от 15.06.1992 “О порядке введение в действие Положения о порядке лицензирования пользования недрами”.
- Закон Ханты-Мансийского Автономного Округа (ХМАО) № 15.03 от 18.04.1996 “О недропользовании”.
- Постановление Правительства Российской Федерации № 344 от 12.06.2003 “О нормативах платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными и передвижными источниками, сбросы загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты, размещение отходов производства и потребления”.
- Постановление Правительства Российской Федерации №410 от 01.06.2005 “О внесении изменений в приложение N 1 к постановлению Правительства Российской Федерации от 12 июня 2003 года № 344”.
- Постановление Правительства Российской Федерации № 7 от 08.01.2009 “О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках”.

Все эти правовые документы до настоящего времени не обеспечивали реализацию механизма, приводящего к резкому снижению факельного сжигания ПНГ. Меры по регулированию утилизации ПНГ, предлагаемые рядом правовых документов, сводятся к определению экологических платежей за

пользование природными ресурсами и санитарную норму качества атмосферного воздуха, выраженную предельно допустимой концентрацией (ПДК) вредного вещества в окружающем воздухе. На самом деле, подлинный смысл этих документов таков, что при экономической нецелесообразности переработки ПНГ может быть сожжен на факеле. При этом следует компенсировать выбросы в атмосферу вредных веществ платежами в бюджеты разных уровней и обеспечить не превышение ПДК вредных веществ в приземном слое воздуха.

Следует также отметить, что в некоторых регионах (особенно в ХМАО) органы региональной власти, контролирующие вопросы управления недрами, включают в лицензионные соглашения, заключаемые с нефтяными компаниями условие о 95% утилизации ПНГ. Тем не менее, эта мера не смогла предотвратить факельное сжигание ни в ХМАО, ни в ЯНАО. Это может быть объяснено тем, что данное условие не обладает достаточной юридической силой, т.е. результатом невыполнения данного условия не может быть прекращение права пользования нефтяным месторождением; в противном случае уровень факельного сжигания был бы на уровне 5%. Следовательно, необходимы дополнительные стимулы для мотивации начала реализации проекта по утилизации ПНГ.

Таким образом, ни секторальные реформы, ни законодательство были не достаточны для мотивации ННП утилизировать ПНГ на Хохряковского месторождении. Уровень экологических платежей, которые Компания вынуждена платить за сжигание ПНГ, несравнимо ниже в отношении к инвестициям в утилизацию ПНГ. Даже повышение уровня платежей, которые Компания будет платить с 2012 по 2020 год в связи с Постановлением Правительства № 7 от 08.01.2009, значительно ниже суммы инвестиций в данный проект. Соответственно, данный ключевой фактор способствует продолжению факельного сжигания ПНГ в рамках *Сценария 1*. Напротив, влияние этого фактора не обеспечивает реализацию *Сценария 2*.

Экономическая ситуация в нефтегазовом секторе в отношении утилизации ПНГ

Целевое использование ПНГ практически всегда было для нефтяных компаний в России нежелательным фактором, сопутствующим нефтедобыче, т.к. существует много неопределённостей и проблем на пути превращения данной трудновыполнимой задачи в ресурсосберегающую деятельность.

Во-первых, многие нефтяные компании сталкиваются с преждевременным падением долгосрочных прогнозов добычи из-за несовершенства достоверного геологического прогнозирования и инструментального учета извлекаемых запасов. Это создаёт неопределённость в отношении количества нефти и ПНГ, которые будут извлечены и использованы в ближайшей перспективе.

Во-вторых, объекты, обеспечивающие высокий уровень целевого использования (утилизации) ПНГ, обычно не интегрированы в производственные схемы нефтяных месторождений. Как правило, не существует развитой инфраструктуры подготовки, а порой и транспорта ПНГ на территориях добычи углеводородов. Относительно благополучно ПНГ утилизируется на площадках, где инфраструктура была возведена в 70-х - 80-х годах прошлого века в условиях плановой экономики и финансировании из средств государственного бюджета. Проекты по утилизации ПНГ могут включать строительство новой инфраструктуры по сбору, подготовке и транспорту ПНГ и требовать высоких инвестиционных затрат, которые, как правило, не могут обеспечить адекватный экономический эффект для инвесторов - нефтяных компаний. Это происходит вследствие низких цен на ПНГ для нефтяных месторождений, находящихся на удалении от газоперерабатывающих заводов и потребительских рынков.

В-третьих, нефтяные компании также сталкиваются со структурными барьерами, такими как ограниченный доступ к существующей газоперерабатывающей и газотранспортной инфраструктуре. Российский рынок транспортировки и переработки газа в высокой степени монополизирован ОАО «Газпром» и ОАО «Сибур». Исторически при организации доступа к магистральной газопроводной системе природный газ пользовался приоритетом над ПНГ. Это происходило вследствие того, что газовый рынок сформирован под влиянием природного газа, так как при прочих равных условиях природный газ требует меньших (по сравнению с ПНГ) затрат на его добычу, транспортировку и подключение к газопроводу. Кроме того, низкая конкурентоспособность ПНГ объясняется качеством его подготовки, так как СОГ не всегда соответствует стандартам приемки газа в магистральные

газопроводы. Эта ситуация является препятствием по организации равного доступа к магистральной трубе и газоперерабатывающим заводам для нефтяных компаний, пришедших на рынок с ПНГ. Ни Газпром, ни Сибур не подотчётны перед государством за безосновательный отказ в приёмке ПНГ для транспортировки и переработки или за невыполнение обязательств по учету попутного нефтяного газа при добыче, подготовке, переработке и транспортировке. Данное обстоятельство также не способствует выполнению условия по утилизации ПНГ в соответствии с лицензионными соглашениями.

Неблагоприятные условия утилизации ПНГ, указанные выше, также применимы к Сценарию 2. Компания ННП должна построить новый 3 км газопровод и КС, инвестируя значительные капитальные средства. Слишком низкая цена ПНГ, по которой Компания вынуждена продавать ПНГ, не достаточна для достижения рентабельности по данному проекту, а значение NPV является отрицательным (см раздел В2). Компания ожидает, что продажи ЕСВ смогут помочь улучшить экономику проекта.

Поэтому, этот фактор неблагоприятным образом воздействует на реализацию *Сценария 2*, т.е. на проект по утилизации ПНГ с Хохряковской группы месторождений, делая, таким образом, *Сценарий 1* наиболее вероятной альтернативой для базовой линии.

Наличие капитала (включая инвестиционный барьер)

Для *Сценария 1* инвестиционный капитал не требуется. Тем не менее, факельное сжигание ПНГ делает необходимым выплату экологических платежей в среднем 2600 тыс. рублей в год. Источник финансирования таких выплат включён в себестоимость производства нефти в рамках повседневной деятельности Компании.

Несмотря на то, что Компания привлекла крупные финансовые ресурсы в количестве 901 млн. рублей для строительства нового газопровода и КС, проект представляет значительный финансовый риск, вследствие его низкой экономической эффективности (см подробности в разделе В2). В типичной инвестиционной практике финансирование доступно для рентабельной коммерческой деятельности, а не для проектов с отрицательным NPV. Поэтому существует очевидный инвестиционный барьер для *Сценария 2*.

Цены на ПНГ

Низкий уровень цен ПНГ на входе газоперерабатывающих заводов недостаточен, чтобы способствовать развитию новых транспортных объектов ПНГ. Цена ПНГ, применённая в инвестиционном анализе для данного проекта, составляет порядка 500 рублей/тыс. м³ в первые годы, и практически 1500 рублей/тыс. м³ в последующие, что уже равно цене природного газа, и что не все равно обеспечивает возврат инвестиций (см раздел В2).

Так как рентабельность проекта зависит от цены на ПНГ, *Сценарий 2* является крайне уязвимым от влияния этого фактора.

d) Выбор наиболее вероятного альтернативного сценария.

Для того, чтобы подытожить рассуждения, представленные выше, влияние факторов на каждый сценарий выражено посредством анализа в следующей таблице.

Таблица Б.1.5. Факторный анализ

№	Фактор	Сценарий 1	Сценарий 2
1.	Политика по реформированию сектора и законодательство	Способствует выполнению	Не обеспечивает выполнение

2.	Экономическая ситуация в нефтегазовом секторе в отношении утилизации ПНГ	Делает этот сценарий наиболее вероятным кандидатом для базовой линии	Неблагоприятно влияет на его реализацию
3.	Наличие капитала (включая инвестиционный барьер)	Нет влияния	Представляет инвестиционный барьер для этого сценария
4.	Цены на ПНГ	Нет влияния	Делает проект нерентабельным из-за низкой цены на ПНГ

Основываясь на проведенном анализе совершенно очевидно, что ключевые факторы способствуют выполнению Сценария 1 и негативно воздействуют на Сценарий 1. Поэтому Сценарий 1 «Продолжение общепринятой практики утилизации ПНГ, т.е. сжигание ПНГ на факелах ЦПС Хохряковского месторождения» является сценарием базовой линии.

Ключевая информация и данные для построения базовой линии:

Фиксированные значения определённые один раз на стадии детерминации и доступные на протяжении 2008-2012 гг.

Данные/Параметр	ρ_{CH_4}
Единица измерения	кг/м ³
Описание	Плотность метана (CH ₄) при стандартных условиях.
Время детерминации/мониторинга	Фиксируемый параметр
Использованный источник данных (или который будет использован)	Тепловой расчёт котла (нормативный метод), НПО ЦКТИ, СПб, 1998
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	0,668
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Плотность метана необходима для расчёта коэффициента эмиссии при сжигании ПНГ на факеле
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	Справочные данные
Комментарии	-

Данные/Параметр	ρ_{CO_2}
Единица измерения	кг/м ³
Описание	Плотность диоксида углерода (CO ₂) при стандартных.
Время детерминации/мониторинга	Фиксируемый параметр
Использованный источник данных (или который будет использован)	Тепловой расчёт котла (нормативный метод), НПО ЦКТИ, СПб, 1998
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	1,842
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Плотность диоксида углерода необходима для расчёта коэффициента эмиссии при сжигании ПНГ на факеле
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	Справочные данные
Комментарии	-

Данные/Параметр	Потенциал глобального потепления метана (GWP CH ₄)
Единица измерения	тCO ₂ /тCH ₄
Описание	Потенциал Глобального Потепления метана требуется для расчёта коэффициента выбросов CH ₄ при сжигании ПНГ на факеле
Время детерминации/мониторинга	Определяется один раз на стадии разработки проектной документации
Использованный источник данных (или который будет использован)	Решение 2/CP.3 http://unfccc.int/resource/docs/cop3/07a01.pdf#page=31 Изменение климата 1995, Наука изменения климата: Заключение для политиков и техническое заключение Отчёта Рабочей Группы I, стр. 22. http://unfccc.int/ghg_data/items/3825.php
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	21
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Потенциал глобального потепления необходим для расчёта коэффициента эмиссии при сжигании ПНГ на факеле
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	-
Комментарии	-

Данные/Параметр	Nc																								
Единица измерения	единиц																								
Описание	Количество молей углерода в моле компонента ПНГ																								
Время детерминации/мониторинга	Определяется один раз на стадии разработки проектной документации																								
Использованный источник данных (или который будет использован)	Химическая формула http://unfccc.int/ghg_data/items/3825.php																								
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	<table border="1"> <tr><td>Диоксид углерода, CO₂</td><td>1</td></tr> <tr><td>Метан, CH₄</td><td>1</td></tr> <tr><td>Этан, C₂H₆</td><td>2</td></tr> <tr><td>Пропан, C₃H₈</td><td>3</td></tr> <tr><td>и-бутан, C₄H₁₀</td><td>4</td></tr> <tr><td>н-бутан, C₄H₁₀</td><td>4</td></tr> <tr><td>и-пентан, C₅H₁₂</td><td>5</td></tr> <tr><td>с-пентан, C₅H₁₂</td><td>5</td></tr> <tr><td>н-пентан, C₅H₁₂</td><td>5</td></tr> <tr><td>гексан, C₆H₁₄</td><td>6</td></tr> <tr><td>heptane, C₇H₁₆</td><td>7</td></tr> <tr><td>октан, C₈H₁₈</td><td>8</td></tr> </table>	Диоксид углерода, CO ₂	1	Метан, CH ₄	1	Этан, C ₂ H ₆	2	Пропан, C ₃ H ₈	3	и-бутан, C ₄ H ₁₀	4	н-бутан, C ₄ H ₁₀	4	и-пентан, C ₅ H ₁₂	5	с-пентан, C ₅ H ₁₂	5	н-пентан, C ₅ H ₁₂	5	гексан, C ₆ H ₁₄	6	heptane, C ₇ H ₁₆	7	октан, C ₈ H ₁₈	8
Диоксид углерода, CO ₂	1																								
Метан, CH ₄	1																								
Этан, C ₂ H ₆	2																								
Пропан, C ₃ H ₈	3																								
и-бутан, C ₄ H ₁₀	4																								
н-бутан, C ₄ H ₁₀	4																								
и-пентан, C ₅ H ₁₂	5																								
с-пентан, C ₅ H ₁₂	5																								
н-пентан, C ₅ H ₁₂	5																								
гексан, C ₆ H ₁₄	6																								
heptane, C ₇ H ₁₆	7																								
октан, C ₈ H ₁₈	8																								
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Этот параметр необходим для расчёта коэффициента эмиссии CO ₂ при факельном сжигании ПНГ																								

Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	Справочные данные
Комментарии	-

Данные/Параметр	ε
Единица измерения	доля
Описание	Доля несгоревшего ПНГ на факеле при сажевом типе горения
Время детерминации/мониторинга	Ежегодно
Использованный источник данных (или который будет использован)	«Методика определения выбросов загрязняющих веществ при сжигании нефтяного попутного газа на факелах», НИИ по защите атмосферного воздуха, Санкт-Петербург, 1998
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	0,035 (3,5%)
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Данный параметр необходим для определения коэффициентов выбросов при сжигании ПНГ на факеле, если $U_{flow} < 0.2 U_{sound}$, тогда горение является сажевым. В этом случае коэффициент недожога равняется 0,035.
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	На основе исходных данных
Другие комментарии	-

Параметры, мониторинг которых проводится напрямую

Данные/Параметр	Объём ПНГ с КС Хохряковская на ГПЗ					
Единица измерения	Тыс.м ³ (при стандартных условиях)					
Описание	Основной источник выбросов базовой линии. ПНГ произведённый в рамках базовой линии, был бы сожжён на факеле.					
Время детерминации/мониторинга	Ежемесячно					
Использованный источник данных (или который будет использован)	Расходомер газа GM868					
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	2008	2009	2010	2011	2012	
	243659	219041	198284	190789	246686	
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Данные за 2008-2011 являются фактическими, за 2012 -- прогнозные данные.					
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	Основные измерительные приборы верифицируются и калибруются «Тюменским центром стандартизации, метрологии и сертификации»					
Другие комментарии	-					

Данные/Параметр	W_{CO_2} , W_{CH_4} , W_{VOC}
------------------------	-------------------------------------

Единица измерения	%				
Описание	Необходим для расчета выбросов при факельном сжигании ПНГ на ЦПС				
Время детерминации/мониторинга	Ежемесячно				
Использованный источник данных (или который будет использован)	Поточный Газовый хроматограф				
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	2008		2009	2010	2011-2012
	CO2	1,551%	1,362%	1,348%	1,344%
	CH4	63,448%	65,293%	59,001%	60,509%
	C2H6	7,058%	%	%	%
	C3H8	17,603%	8,602%	13,618	13,705
	C4H10	3,004%	15,404	%	%
	C4H10	4,855%	%	17,256	16,051
	C5H12	0,000%	2,662%	%	%
	C5H12	0,374%	4,389%	2,731%	2,524%
	C5H12	0,254%	0,000%	4,215%	4,070%
	C6H14	0,000%	0,369%	0,000%	0,000%
	C7H16	0,000%	0,274%	0,214%	0,232%
	C8H18	0,000%	0,097%	0,146%	0,166%
	C9H20	0,000%	0,000%	0,001%	0,001%
	C10H22	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
	C11H24	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
	H2S	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
	N2	1,885%	1,622%	0,000%	0,000%
O2	1,551%	0,000%	1,466%	1,387%	
			0,000%	0,000%	
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Значения параметра за 2008-2011 гг. основаны на фактических данных. Значения на 2012 основаны на среднегодовых значениях в период 2008-2011 годов.				
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	Прибор верифицируется и калибруется «Тюменским центром стандартизации, метрологии и сертификации»				
Другие комментарии	Использование усредненного состава ПНГ за год не ведет к искажению результатов.				

Выбросы исходных условий при сжигании ПНГ на факеле (с учётом неполного сжигания) на ЦПС Хохряковского месторождения

$$BE = V_{APG_PJ} * (EF_{CO2,APG} + EF_{CH4,F}) \quad (1)$$

BE -- выбросы исходных условий, тСО₂.

V_{APG_PJ} – ПНГ, утилизируемый в рамках проекта, т.е. транспортируемый на ГПЗ с КС, тыс. м³

EF_{CO2,APG} – среднегодовой коэффициент выбросов СО₂ при сжигании ПНГ на ЦПС Хохряковского месторождения, рассчитанный с использованием ежемесячных данных по составу ПНГ (метан), тСО₂/тыс. м³;

$EF_{CH_4, F}$ – среднегодовой коэффициент выбросов CH_4 при сжигании ПНГ на ЦПС Хохряковского месторождения, рассчитанный с использованием ежемесячных данных по составу ПНГ (метан), $tCO_2_{экв}/тыс. м^3$;

$$EF_{CO_2, ARG} = (W_{CO_2} + (N_{C_{CH_4}} * W_{CH_4} + \sum_j N_{C_{VOC_j}} * W_{VOC_j})) * \rho_{CO_2} * OXID \quad (2)$$

W_{CO_2} , W_{CH_4} , W_{VOC} – среднегодовые объёмные доли углерода, метана и летучих органических соединений (ЛОС) в ПНГ на ЦПС Хохряковского месторождения, определяемые по ежемесячным значениям химического состава ПНГ (по метану) на ЦПС, (источник информации – протокол газового анализа с поточного газоанализатора на выходе с КС).

$N_{C_{CH_4}}$, $\sum_j N_{C_{VOC_j}}$ – количество молей углерода в моле метана и ЛОС соответственно ($\sum_j N_{C_{VOC_j}}$ где j – дельный компонент ЛОС.)

ρ_{CO_2} – плотность CO_2 при $20^\circ C$ равный 1.842 кг/м^3 .

$OXID$ – эффективность сжигания ПНГ на факеле равен 0.965 , если критерий сажевого горения выполняется, рассчитывается как $1 - \varepsilon$

- Доля несгоревшего ПНГ на факеле при сажевом типе горения

В связи с неполным сжиганием, часть ПНГ выбрасывается в атмосферу не окисляясь, методика НИИ «Атмосфера» определяет эффективность такого недожога равную 3.5% , что вызывает выбросы метана в атмосферу. Коэффициент эмиссии метана в пересчёте в CO_2 эквивалент определяется следующим образом:

$$EF_{CH_4, F, av} = W_{CH_4, av} * \rho_{CH_4} * (1 - OXID) * GWP_{CH_4} \quad (3)$$

W_{CH_4} – среднегодовая объёмная доля метана в ПНГ на ЦПС, рассчитанная на основе ежемесячных данных по содержанию метана в ПНГ (источник информации – протокол газового анализа).

ρ_{CH_4} – плотность метана CH_4 при стандартных условиях равен 0.668 кг/м^3

$OXID$ – эффективность факельного сжигания ПНГ равна $0,965$

GWP_{CH_4} – показатель глобального потепления метана, равен $21 \text{ т}CO_2/\text{т}CH_4$

Б.2. Описание того, как сокращаются антропогенные выбросы парниковых газов от источников, ниже уровня тех выбросов, которые имели бы место в отсутствие проекта СО:

>>

Анализ, представленный в подразделе В.1. ясно демонстрирует, что предлагаемый проект не является базовой линией.

Для обоснования дополнительной выбран специфический подход, применяемый для проектов СО. С этой целью выбрано положение а) определённое в параграфе 2 приложения I к «Руководству по критериям построения базовой линии и мониторинга» (версия 02.1), т.е. представление прослеживаемой и прозрачной информации, показывающей, что базовая линия идентифицирована на основе консервативных допущений и что проектная деятельность не является частью идентифицированного базового сценария и что проект приведет к сокращению антропогенных эмиссий от источников парниковых газов.

В данном разделе с использованием следующего пошагового подхода продемонстрировано, что проект обеспечивает сокращения в выбросах от источников, которые являются *дополнительными* к выбросам, которые могли бы произойти в ином случае:

Шаг 1. На первом шаге производится указание и описание применяемого подхода для обоснования дополнительной.

Шаг 2. На втором шаге происходит использование выбранного подхода.

Шаг 3. На третьем шаге обеспечивается предоставление подтверждения дополнительнойности.

В заключение предоставляются объяснения касательно того, как достигаются сокращения выбросов парниковых газов.

Ниже данный подход приведено подробное изложение данного подхода.

Шаг 1. Указание и описание применяемого подхода для обоснования дополнительнойности.

Специфический подход ПСО основан на предоставлении объяснений, что проектная деятельность не могла бы произойти в любом случае вследствие наличия *финансового барьера* и, что данная деятельность не является *общей практикой*.

Наличие финансового барьера приведено ниже с использованием инвестиционного анализа.

Шаг 2. Использование выбранного подхода

Финансовый барьер

Доказательство наличия финансового барьера проводится через инвестиционный анализ, который включает оценку экономической эффективности проекта. Если результаты анализа показывают, что проект не привлекателен в финансовом смысле без учёта его регистрации как проекта СО, тогда это является ясным доказательством дополнительнойности проекта.

Результатом инвестиционного анализа является количественное определение такого показателя экономической эффективности как чистая приведённая стоимость (NPV). Оценка инвестиционной привлекательности проекта была произведена специалистами ННП (ТНК-ВР «Разведка и добыча»/ ЦДО ВНГ/ ПЕ ВНГ) совместно со специалистами центрального офиса ОАО «ТНК-ВР Менеджмент».

Для проведения оценки были учтены капитальные вложения в размере 33 581 тыс. долларов, направленные на строительство КС и газопровода от КС до газосборной сети АК Сибур. Проект начинается в 2004 году и заканчивается в 2017; с учетом фактических данных затрат и доходов в 2004 - 2011гг. и планируемых с 2012 по 2017 гг. Часть срока жизни оборудования (КС) прошла за рамками проекта (КС демонтирована с другого месторождения, где существовала некоторое время). Ставка дисконта принята в компании 12% и действовала на дату начала проекта. Цена ПНГ на дату реализации закреплена соответствующими решениями планово-инвестиционных комитетов.

Результаты оценок представлены ниже.

Таблица Б2. Результаты оценки эффективности проекта

NPV:	-16 838 тыс долл
Срок окупаемости:	проект не окупается

Вывод:

1. При цене ПНГ, регламентированной в компании ТНК-ВР и действовавшей на дату начала проекта, проект является абсолютно непривлекательным с точки зрения инвестора.

Анализ чувствительности

Анализ чувствительности выполнен с использованием экономической модели разработанной специалистами ННП для презентации этого проекта в компании ТНК-ВР. NPV проекта чувствительна к отклонениям таких факторов, как инвестиционные затраты, объем ПНГ, эксплуатационные затраты.

Результаты анализа представлены в таблице ниже.

Таблица Б 2.1. Результаты анализа чувствительности

Анализ чувствительности выполнен по показателю NPV и демонстрирует эффект влияния каждого из следующих факторов на стоимость проекта:

1. Объем газа
(+10%) NPV = -15441,09 тыс. долл.,
(-10 %) NPV = -18235,55 тыс. долл.,
2. Уровень CAPEX
(+10%) NPV = -19171,66 тыс. долл.,
(-10%) NPV = -14506 тыс. долл.,
3. Уровень OPEX
(+10%) NPV = -18556,38 тыс. долл.,
(-10%) NPV = -15120,25 тыс. долл.,

Таким образом, даже отклонения (от -10% до +10%) из вышеперечисленных факторов не может улучшить проектный NPV. Это показывает, что проект остается экономически неэффективным, даже если экономические факторы значительно улучшить.

Анализ общей практики

Этот этап дополняет оценки, представленные выше, анализом распространённости деятельности по утилизации ПНГ, в частности, через строительство газотранспортной инфраструктуры в нефтегазовом секторе, что представляет *критерий дополнителности* для проектной деятельности.

Описание общей ситуации в промышленности

За трёхлетний период 2006-2009 годов уровень сожжённого ПНГ увеличился с 14,1 млрд. м³ in 2006⁷ до 19,96 млрд м³ in 2009⁸. Одновременно добыча ПНГ упала с 57,9 млрд. м³ в 2006 году до 31 млрд. м³ in 2009. Таким образом, доля сжигания ПНГ была в 2006 году 24,4% и к 2010 она выросла до 64,3%.

Для того чтобы объяснить причины сжигания такого значительного количества газа необходимо рассмотреть различные аспекты, связанные с утилизацией ПНГ:

С законодательной точки зрения имеется пакет постановлений, законов и других документов (см перечень этих документов в подразделе В1), которые должны регулировать вопросы утилизации ПНГ. Но отсутствие реальных механизмов, позволяющих проводить мониторинг и сбалансировано стимулировать реализацию проектов по утилизации ПНГ, не обеспечивает прогрессивного решения проблемы. Ярким примером такого регулирования является требование 95% утилизации ПНГ, включённое в некоторые лицензионные соглашения. Особенно эта практика распространена в Ханты-Мансийском Автономном Округе. Тем не менее, эта мера не смогла предотвратить увеличение сжигания ПНГ в 2009 -2010 году, так как нефтяные компании, в большинстве своём, не смогли выполнить деятельность, связанную с утилизацией ПНГ по причинам экономического и структурного характера. В настоящее время невыполнение упомянутого требования не приводит к отказу в праве разработки нефтяного месторождения. Поэтому данное требование не достаточно мотивирует нефтяную компанию утилизировать не менее 95% ПНГ.

⁷ <http://ru.reuters.com/article/idRUJANT32989120080213>

⁸ <http://www.lenta.ru/news/2010/03/22/gas/>

Следует отметить, что утилизация ПНГ (особенно посредством подачи в магистральные газотрубопроводные системы) требует значительных материальных затрат для внедрения компрессорной, транспортной и перерабатывающей инфраструктуры.

Поэтому, в большинстве случаев подобные проекты не являются экономически эффективными для компаний, имеющих нефтяные месторождения, расположенные в удалении от газотранспортных систем. Причинами, негативно влияющими на эффективность утилизации ПНГ, являются:

- значительно меньшие дебиты нефтяных скважин по ПНГ по сравнению с дебитами газовых скважин;
- гораздо меньшее давление ПНГ на устье скважин; как следствие необходимость компримирования для подачи на значительное расстояние
- наличие в ПНГ значительных количеств жидких углеводородов;
- необходимость сооружения более разветвленной системы газосборных промысловых трубопроводов вследствие значительной удаленности большинства месторождений от газотранспортных систем;
- низкая продажная цена на ПНГ для покрытия инвестиционных затрат, связанных с проектами эффективного использования нефтяного газа.

Эффективной утилизации ПНГ препятствует и структурный аспект. Существующая магистральная газотранспортная система (ГТС) вследствие полной загруженности имеет ограничения по доставке до потребителей продуктов переработки с месторождений, где сосредоточены основные ресурсы и технологические объемы ПНГ. Основную роль формирования потоков природного газа в РФ играет сеноманский газ месторождений Ямало-Ненецкого округа. Доступ к газотранспортной системе предоставляется только при наличии в этой системе свободных мощностей⁹. При этом подтвердить наличие или отсутствие свободных мощностей крайне затруднительно, что делает проблему доступа не достаточно прозрачной и порой трудновыполнимой. Другой проблемой, проистекающей из этого, является отсутствие долгосрочных контрактов на транспортировку газа, заключенных с частными компаниями, что делает ситуацию с утилизацией ПНГ непредсказуемой.

Вывод:

Рассмотренные выше аспекты показывают, что утилизация ПНГ (в особенности через закачку в ГТС) пока еще не стала общей практикой в Российской Федерации. Статистические данные демонстрируют увеличение факельного сжигания ПНГ в 2006-2010 гг. Несмотря на наличие соответствующих законодательных документов, должным образом не проводится мониторинг, отсутствуют меры, принуждающие утилизировать ПНГ. С другой стороны, нефтяные компании крайне неохотно осуществляют строительство инфраструктуры по сбору и транспортировке ПНГ, так как из-за огромных финансовых расходов, низких цен на ПНГ, неопределенности и непрозрачности в вопросах доступа к ГТС подобные проекты представляют значительный инвестиционный риск.

В России подобные проекты реализуются только как ПСО.

Эти соображения полностью применимы для предлагаемого проекта, который является экономически неэффективным вследствие высоких капитальных затрат на введение транспортной инфраструктуры и низких цен на ПНГ.

Поэтому

⁹ В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации «Об обеспечении доступа независимых организаций к газотранспортной системе открытого акционерного общества «Газпром» в редакции № 334 от 03.05.2001.

- Предлагаемая проектная деятельность не является результатом проводимой государственной политики в отношении стимулирования нефтяных компаний к полезной утилизации ПНГ.
- Деятельность в рамках представляемого проекта не является распространенной нефтегазовом секторе промышленности России.

Таким образом, проектная деятельность не является общей практикой, что означает, что она *дополнительна*.

Предоставление подтверждения дополнительной

Информация для подтверждения представленной выше аргументации содержится в следующих документах:

- Лицензионное соглашение № ХМН01133 по развитию Хохряковского месторождения.
- Протокол решений компании ТНК-ВР о реализации данного проекта как ПСО

Объяснения касательно того, как достигаются сокращения выбросов парниковых газов

Выбросы парниковых газов базовой линии

В рамках базового сценария ПНГ, выделенный на ЦПС Хохряковского месторождения (и который используется в проекте) был бы сожжён на факеле. При этом происходили бы выбросы парниковых газов, включая CO_2 и CH_4 . Факельные установки не в состоянии обеспечить полное сгорание ПНГ и неокисленные углеводороды, включая метан, содержащиеся в ПНГ частично выпускаются в атмосферу. Для оценки неполного сгорания ПНГ на факеле (недожога), принимается значение доли недожога равное 3,5% рекомендуемое НИИ «Атмосфера». Выбросы диоксида углерода CO_2 и CH_4 метана, выраженные в CO_2 эквиваленте, определяются как произведение объема ПНГ, используемого в проекте и соответствующего коэффициента выброса парникового газа.

Выбросы парниковых газов по проекту

В рамках проектной деятельности основная часть ПНГ будет полезно использоваться посредством компримирования и транспортировки ПНГ на ГПЗ для дальнейшей поставки в газотранспортную систему. Выбросы, которые произойдут во внешней энергосистеме, при выработке электроэнергии для обеспечения работы КС и ДКС в расчёт принимаются, так как они составляют более 1% от проектных эмиссий. В рамках проектной деятельности произойдут физические утечки метана при компримировании ПНГ на КС Хохряковская, которые также являются значительными. Также произойдут физические утечки метана при транспортировке ПНГ по новому газопроводу от КС до газопроводной системы Сибур.

Утечки

Утечки, вследствие реализации проекта

Тем не менее, за пределами границ проекта будут происходить выбросы (утечки), которые произойдут во внешней энергосистеме, при выработке электроэнергии для обеспечения работы ГПЗ над проектным объемом ПНГ (процессинговые операции). Также произойдут выбросы (физические потери метана) при процессинговых операциях на самом ГПЗ.

Утечки, относящиеся к исходным условиям

В отсутствие проекта конечные потребители использовали бы природный газ в количестве равном энергетическому эквиваленту ПНГ, поставляемого в магистральный газопровод в рамках проекта.

Соответственно, происходили бы утечки метана при добыче природного газа и при подготовке и компримировании на УКПГ. При этом природный газ использовался бы как топливо в газовых турбинах.

Сокращения выбросов парниковых газов

Сокращения выбросов определяются посредством вычитания проектных выбросов и утечек из выбросов исходных условий.

Значения планируемых сокращений выбросов представлены в разделе Д.

Б.3. Описание того, как определение границ проекта применимо к данному проекту:

>>

В границы Проекта включаются источники выбросов ПГ относящиеся к Проектной деятельности. В оценке выбросов учитываются те парниковые газы, которые имеют значительный вклад (более 1%) в общий объем выбросов ПГ. В следующей таблице приводится анализ источников выбросов и типов ПГ на предмет включения их в границы проекта. В следующей таблице приводится анализ источников выбросов и типов ПГ на предмет включения их в границы проекта.

Таблица Б 3.1. Источники выбросов парниковых газов

Сценарий	Источник	Тип ПГ	Включать/Не включать	Комментарий
Исходные условия	Факельное сжигание ПНГ	CO ₂	Включать	Основной источник выбросов
		N ₂ O	Не включать	Незначительно малы
		CH ₄	Включать	Неполное сжигание (3,5% от объема сжигаемого ПНГ)
Проект	Использование электроэнергии из сети для технологических нужд КС и ДКС	CO ₂	Включать	Основной источник выбросов
		N ₂ O	Не включать	Незначительно малы
		CH ₄	Не включать	Незначительно малы
	Выбросы метана при компримировании и ПНГ на КС	CO ₂	Не включать	Незначительно малы
		CH ₄	Включать	Основной источник выбросов
		N ₂ O	Не включать	Незначительно малы
	Выбросы метана при транспортировке ПНГ от КС до ГПЗСибура	CO ₂	Не включать	Незначительно малы
		N ₂ O	Не включать	Незначительно малы

		CH ₄	Включать	Основной источник выбросов
--	--	-----------------	----------	----------------------------

Сценарий	Источник	Тип ПГ	Включать	Комментарий
Утечки вследствие проектной деятельности	Использование электроэнергии из сети для технологических нужд ГПЗ	CO ₂	Включать	Основной источник выбросов
	Физические утечки метана (CH ₄) при процессинге ПНГ на ГПЗ	CH ₄	Включать	Основной источник выбросов
	Физические утечки метана (CH ₄) во время транспортировки ПНГ до ГПЗ	CH ₄	Не включать	Незначительно малы
Утечки, отнесённые к исходным условиям	Потери природного газа при его добыче (из скважин)	CO ₂	Не включать	Незначительно малы
		N ₂ O	Не включать	Незначительно малы
		CH ₄	Включать	Основной источник выбросов
	Сжигание топливного газа в газовых турбинах УКПГ при процессинге природного газа	CO ₂	Включать	Основной источник выбросов
		N ₂ O	Не включать	Незначительно малы
		CH ₄	Не включать	Незначительно малы

Оценка утечек

В соответствии с «Руководством по критериям построения базовой линии и мониторинга (Версия 02)» утечки определяются как «чистое изменение антропогенных выбросов парниковых газов от источников и/или поглощений от стоков, которые происходят за границей проекта и могут быть измерены и напрямую отнесены к проекту». В случае, если оцениваются потенциальные утечки участники проекта должны предпринять оценку потенциальной утечки предлагаемого проекта CO и

объяснить какие источники утечек должны быть рассчитаны, а какими можно пренебречь¹⁰. Проект предусматривает использование ПНГ на ГПЗ как результат процессинга ПНГ, поступающего в рамках проектной деятельности. Основные потенциальные выбросы, которые относятся к утечкам в контексте проекта – это выбросы, происходящие в результате:

1. Производства энергии (электроэнергии) во внешней энергосети для процессинга ПНГ поступившего в рамках проектной деятельности на ГПЗ. Количественная оценка показывает, что эти выбросы являются значительными, и поэтому должны быть приняты во внимание для расчёта сокращений.
2. Физические потери метана (CH₄) во время процессинга и подготовки ПНГ на ГПЗ. Количественная оценка показывает, что эти потери являются значительными и поэтому должны быть приняты во внимание для расчёта сокращений.

Основные источники выбросов, потенциально относящиеся к утечкам в контексте исходных условий это выбросы, происходящие:

- во время производства природного газа на газовых месторождениях;
- при использовании природного газа в качестве топлива в газовых турбинах на УКПГ.

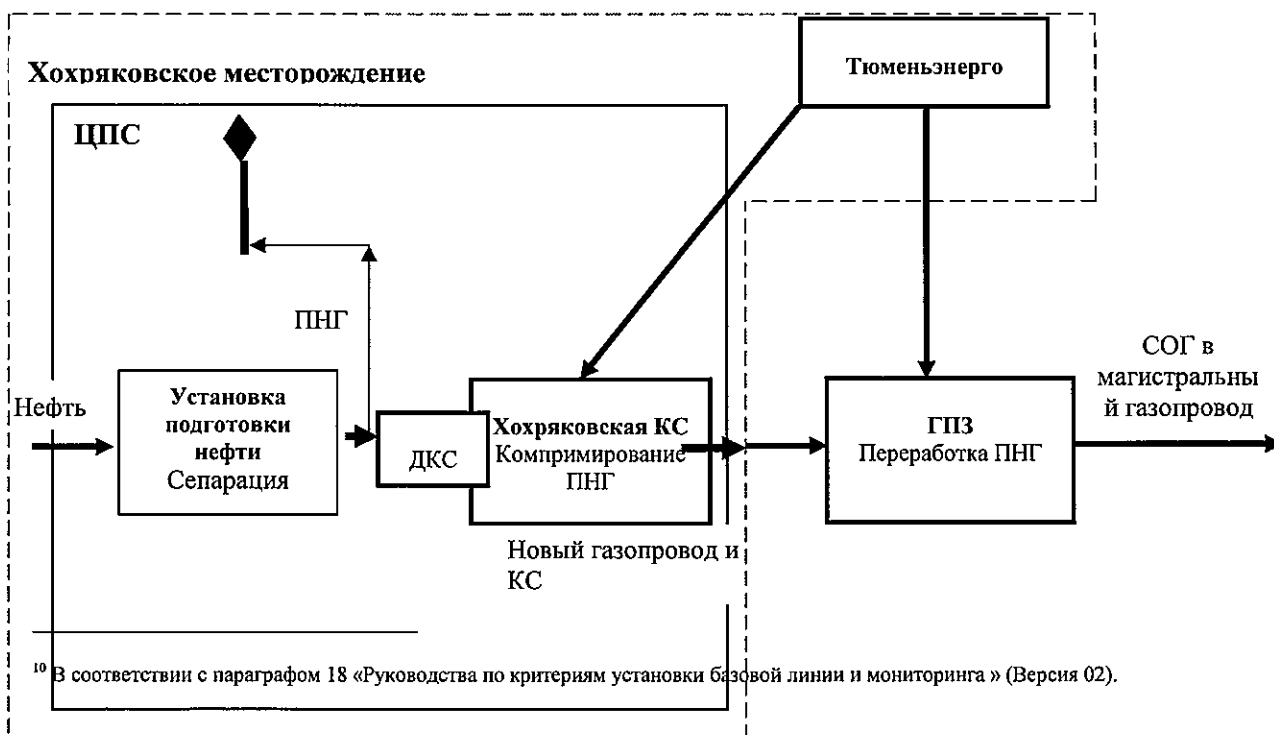
Ниже представлены объяснения касательно принятия или неприятия во внимание данных источников выбросов для расчёта сокращений:

3. Проект предусматривает снижение расхода природного газа конечными потребителями, вследствие того, что коммерческий ПНГ заместит эквивалентное количество природного газа поставляемого конечным пользователям, поэтому произойдёт снижение выбросов при добыче и процессинге природного газа. Количественная оценка показывает, что эти выбросы являются значительными (более 2000 тСО₂ в год), и поэтому должны быть приняты во внимание при расчёте сокращений выбросов. При транспортировке природного газа по исходным условиям и ПНГ по проекту утечки в обоих сценариях являются эквивалентными и не ведут к дополнительным выбросам, поэтому этими утечками можно пренебречь.

Утечки рассчитываются в соответствии с формулами представленными в разделе Г.1.3.1

Схематически границы проекта охватывают ЦПС Хохряковского месторождения, включая новый газопровод и КС.

Рис. Б.3.1. Границы проекта



В.4. Прочая информация о базовой линии, включая дату ее установки и названия физических/юридических лиц, установивших ее:

>>

Дата определения базовой линии: 20.10.2010

Разработчик базовой линии:

ЗАО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода» (НОППУ, Москва).

Контактные лица:

Беседовский Тимофей Николаевич,

Ведущий специалист Департамента развития проектов

Тел. +7 499 788 78 35 доб. 108

E-mail: BesedovskiyTN@ncsf.ru

Трофимов Николай Андреевич,

Специалист Департамента развития проектов

Тел +7 499 788 78 35 ext. 111

E-mail: TrofimovN@ncsf.ru

ЗАО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода» не является участником данного проекта.

Раздел В. Сроки проекта /кредитный период

В.1. Дата начала проекта:

>>

Дата начала проекта 01.06.2005. Дата соответствует началу строительно-монтажных работ по возведению КС и газопровода.

В.2. Срок жизни проекта:

>>

Ожидаемый срок жизни проекта составляет 14 лет или 168 месяцев: с 01.11.2007 до 01.11.2017

В.3. Продолжительность кредитного периода:

>>

Кредитный период в соответствии с бюджетным периодом Киотского протокола составляет 5 лет или 60 месяцев: с 01 января 2008 по 31 декабря 2012

Раздел Г. План мониторинга

Г.1. Описание выбранного плана мониторинга:

>>

План мониторинга, описанных в разделе D в соответствии с пунктом 30 Руководства по критериям установления исходных условий и мониторинга. Разработчик проекта относится CO конкретного подхода к плану мониторинга () в соответствии с пунктом 9 (а) Руководство по критериям установления базовой линии и мониторинга (версия 03), и других соответствующих принципов CO. CO-подход включает в себя рассмотрение следующих шагов:

Шаг. 1. Указание и описание выбранного подхода касательно установки мониторинга.

Шаг. 2. Применение выбранного подхода.

Ниже представлено более подробное описание избранного подхода.

Шаг. 1. Указание и описание выбранного подхода касательно установки мониторинга

Источники выбросов парниковых газов

Выбросы исходных условий

По исходным условиям часть полезно утилизируемого по проекту ПНГ с ЦПС Хохряковского месторождения сжигалась на факельных установках, что приводило бы к значительным выбросам таких парниковых газов как CO₂ и CH₄. Атмосферные выбросы метана происходят вследствие неполного факельного сгорания, т.е. недожога. Методика НИИ «Атмосфера» определяет коэффициент недожога в 3,5%:

Тест на выполнение критерия сажевого горения:

Этот тест определяет эффективность сгорания от сжигания ПНГ. Используемые формулы:

1. Условие бессажевого горения:

$$\text{if } U_{flow} > 0,2 U_{sound}$$

тогда сажа не выделяется, сжигание считается полным.

$$\text{if } U_{flow} < 0,2 U_{sound}$$

Сажевое горение, демонстрирует неполное сжигание ПНГ. В этом случае, при сжигании принимается коэффициент недожога равный 0,0035 для дальнейших расчетов :

2. Скорость истечения ПНГ, м/сек (U_{flow}):

$$U_{flow} = 4 * W \sqrt{(\pi * d^2)}$$

(1)

V_{APG_PJ} – Объем потока ПНГ, м³/с;

d – диаметр факела, равный 0,5 м;

3. Скорость прохождения звука через ПНГ, м/сек (U_{sound}):

$$U_{sound} = 91.5 * (K * (T_{APG} + 273) / \mu_{APG})^{0.5} \quad (2)$$

K_{APG} – Адиабата ПНГ

$$K_{APG} = \sum 0.01 * V_i * k_i \quad (3)$$

W_i – объемная концентрация i-компонента в ПНГ, % объема;

k_i – значение адиабаты для i-компонента в ПНГ;

T_{APG} – Температура ПНГ, °С;

μ_{APG} – молекулярная масса ПНГ, кг/моль.

Выбросы по проекту

При расчёте сокращений учитываются физические потери метана через стенки построенного трубопровода, потому что они являются значительными, так как и потери метана при компримировании ПНГ на самой КС. Также происходят выбросы во внешней энергосистеме, при выработке электроэнергии на нужды КС и ДКС при компримировании.

Утечки

Эмиссии за пределами проектных границ вследствие реализации проекта

Выбросы от потребления электроэнергии из внешней энергосистемы на ГПЗ при процессинге над проектным объемом ПНГ. Также выбросы происходят от физических потерь метана на ГПЗ при процессинге над проектным ПНГ.

Эмиссии за пределами проектных границ, относящиеся к исходным условиям

Значения потерь природного газа, рекомендуемые к использованию представлены в экологических отчёта ОАО «Газпром» в 2008-2012 гг.¹¹.

¹¹ <http://gazprom.ru/interactive-reports/report2010/ru/>

Для определения эмиссий во время подготовки природного газа используются консервативное значение расхода топливного газа на УКПГ с учётом КПД современной газовой турбины 34%. Вследствие истощения фонда газовых скважин, падает давление в скважинах и его недостаточно, чтобы подать природный газ в трубопровод, и поэтому необходимо его компримировать¹².

Для учёта разницы в давлении для закачки ПНГ и природного газа в трубопровод – для сжатия природного газа до 75 атм, требуется совершить меньше работы, чем для сжатия ПНГ после первой ступени сепарации, используется корреляционный коэффициент.

Ключевые коэффициенты выбросов

Коэффициенты выбросы CO₂ и CH₄ для определения выбросов при сжигании ПНГ являются переменными параметрами зависимыми от химического состава ПНГ. Для определения фактора эмиссии CO₂ и CH₄ при факельном сжигании ПНГ используются положения, содержащиеся в Руководстве МГЭК 2006 год (Лучшие выбросы из систем нефти и природного газа).

Для определения выбросов при потреблении электроэнергии из электросети для обеспечения работы газопровода и ГПЗ, используется что фактор эмиссии для системы Урала:

2008-0.631 тСО₂/МВт

2009-0.631 тСО₂/ МВт

2010-0.638 тСО₂/ МВт

2011-0.668 тСО₂/ МВт

2012-0.712 тСО₂/ МВт

Точки мониторинга и переменные параметры для мониторинга

Точка мониторинга М1 - Объём ПНГ, отправляемый с Хохряковской КС на ГПЗ

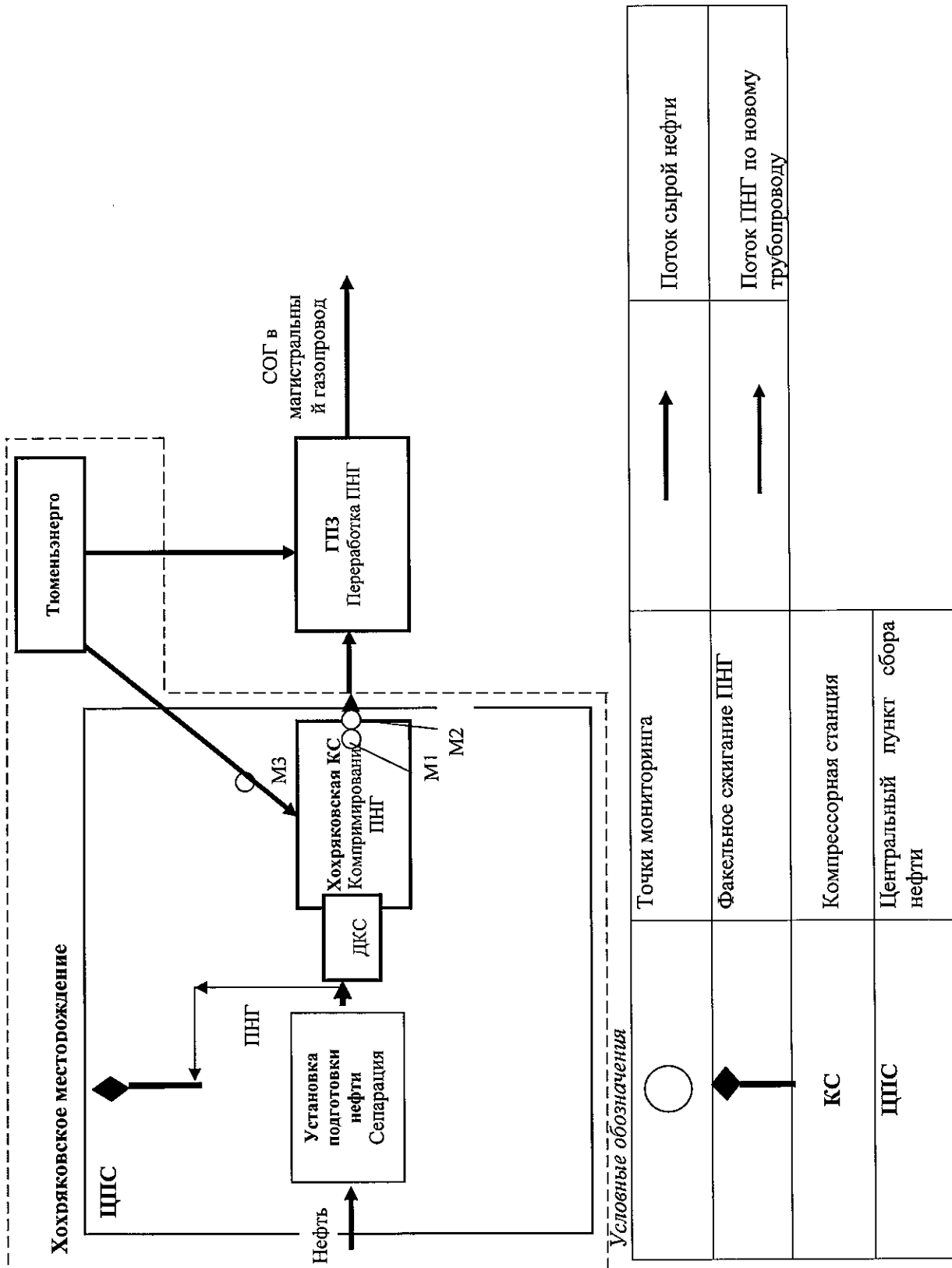
Точка мониторинга М2 – Химический состав ПНГ, отправляемого с Хохряковской КС на ГПЗ

Точка мониторинга М3 – Потребление электроэнергии на Хохряковской КС при компримировании ПНГ

Точки мониторинга для определения этих переменных представлены на следующем рисунке.

¹² <http://www.indpg.ru/nefseservis/2008/04/20007.html>

Рис Г.1.1. Точки мониторинга



Шаг 2. Применение выбранного подхода.
См. следующий подраздел.

Г.1.1. Опция 1 – Мониторинг эмиссий в проектном сценарии и базовом сценарии:

Г.1.1.1. Данные, которые должны собираться для наблюдений за выбросами от проекта, и как эти данные будут архивироваться:									
ИД номер (Пожалуйста, используйте номера с целью облегчения использования перекрестных ссылок с D.2.)	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), подсчитанный (п), оцененный (о)	Частота проведения регистрационных записей	Proportion of data to be monitored	Способ хранения (электронный/на бумажном носителе)	Комментарий	
M2	Химический состав ПНГ, отправляемого Хохряковской КС на ГПЗ	Поточный Газовый хроматограф	% vol.	и	ежемесячно	100%	в электронном виде	Анализ проводится непосредственно на месте.	
M1	Объем ПНГ, отправляемый с Хохряковской КС на ГПЗ	Линия №1 Поточный газоанализатор GM868 Линия №2 Поточный газоанализатор GM868 (Резерв)	тыс м3	и	ежемесячно	100%	в электронном виде и бумажном виде	Если Линия №1 встает на ремонт, тогда ПНГ поступает с Хохряковской КС на ГПЗ через резервную линию, Линию №2.	
M3	Потребление электроэнергии и на Хохряковской КС при	Счетчик электроэнергии и СЭГ-4ТМ03	кВтч	и	ежемесячно	100%	в электронном виде		

	компримированн ПИГ							
Не измеряются во время кредитного периода, значение детерминируется только один раз и используется в течение всего кредитного периода.								
GWP _{CH4}	Потенциал глобального потепления метана	Decision 2/CP.3 http://unfccc.int/resource/docs/cop3/07a01.pdf#page=31 Climate Change 1995, The Science of Climate Change: Summary for Policymakers and Technical Summary of the Working Group I Report, page 22. http://unfccc.int/ghg_data/items/3825.php	mCO ₂ /mCH ₄	0	Один раз	100%	Электронный	21 mCO ₂ /mCH ₄
EF _{grid}	Коэффициент выбросов при производстве электроэнергии в ОЭС Урала		mCO ₂ /MВтч	0	Один раз	100%	Бумажный/электронный	2008-0,631; 2009-0,631; 2010-0,638; 2011-0,668; 2012-0,712.
E _{tr}	Коэффициент МЭИК для газотранспортных операций	Emission value is presented in 2006 IPCC Guidelines For National Greenhouse	ГгСН4/млн.м3	0	Один раз	100%	Электронный	0,0011 ГгСН4/млн.м 3

		<i>Gas Inventories, volume 2, chapter 4, table 4.2.5.</i>							
E_p	Коэффициент МГЭИК для процессинговых операций	<i>Emission value is presented in 2006 IPCC Guidelines For National Greenhouse Gas Inventories, volume 2, chapter 4, table 4.2.5.</i>	ГгСН4/млн.м3	0	Один раз	100%	Электронный	0,0011 ГгСН4/млн.м 3	

Г.1.1.2. Описание формул, используемых для оценки проектных выбросов (для каждого газа, источника итд; в единицах CO2 эквивалента):

>>

Выбросы парниковых газов по проекту от потребления электроэнергии на КС Хохряковская, а также от физических потерь метана при компримировании и транспортировке ПНГ.

$$PE = (E_{tr} * V_{ARG, PJ} * 1000 * W_{CH4, av} * GWP_{CH4}) + (E_p * FC_{ARG, PJ} * 1000 * W_{CH4, av} * GWP_{CH4}) + ((E_{c} * EF_{grid}) \quad (4)$$

PE – проектные эмиссии при потреблении электроэнергии на КС Хохряковская, а также от физических потерь метана при компримировании и транспортировке ПНГ, тCO2

$V_{ARG, PJ}$ – объём ПНГ, утилизируемый по проекту, т.е. транспортируемый с КС на ГПЗ, тыс. м³

E_{tr} – коэффициент МГЭИК для газотранспортных операций (значение эмиссии при транспорте природного газа принимаемое по умолчанию и представленное в Руководстве МГЭИК по проведению национальных инвентаризаций парниковых газов, том 2, глава 4, таблица 4.2.5.)

E_p – коэффициент МГЭИК для процессинговых операций (значение эмиссии при транспорте природного газа принимаемое по умолчанию и представленное в Руководстве МГЭИК по проведению национальных инвентаризаций парниковых газов, том 2, глава 4, таблица 4.2.5.)

$W_{CH4, av}$ – среднегодовое значение объёмной доли метана в ПНГ на ЦПС Хохряковского месторождения (на основании протоколов газового анализа).

GWP_{CH4} – показатель глобального потепления для метана 21 тCO₂/тСН₄

E_{c} – годовое потребление электроэнергии на КС Хохряковская, кВтч

EF_{grid} – коэффициент выбросов при потреблении электроэнергии из сети Урала, тCO₂/МВтч

Г.1.1.3. Данные необходимые для определения исходных выбросов антропогенных выбросов парниковых газов по источникам в рамках границ проекта, и каким образом эти данные будут собираться и храниться:								
ИД номер (Пожалуйста, используйте номера с целью облегчения использования перекрестных ссылок с D.2)	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), подсчитанный (п), оцененный (о)	Частота проведения регистрационных записей	Proportion of data to be monitored	Способ хранения (электронный/ на бумажном носителе)	Комментарий
M2	Химический состав ПНГ, отправляемого с Хохряковской КС на ГПЗ	Поточный Газовый хроматограф	% vol.	и	ежемесячно	100%	в электронном виде	Анализ проводится непосредственно на месте.
M1	Объём ПНГ, отправляемый с Хохряковской КС на ГПЗ	Поточный газоизмеритель GM868	тысм ³	и	ежемесячно	100%	в электронном виде и бумажном виде	

OXID	Эффективность сжигания ПНГ	«Методику расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при сжигании попутного нефтяного газа на факельных установках», Научно-исследовательский институт охраны атмосферного воздуха, Санкт-Петербург, 1998.	%	0	Ежегодно	100%	Электронный	принимается равным 96,5%
Не измеряются во время кредитного периода, значение детерминируется только один раз и используется в течение всего кредитного периода.								
РСН	Плотность метана (СН4) при стандартных условиях	Тепловой расчет котлов (Нормативный метод), НПО ЦКТИ, Санкт-Петербург, 1998	кг/м ³	0	Один раз	100%	Электронная	0.668 кг/м ³

$N_{снн}, \sum jN_{стосj}$	Количество молей углерода в моле метана и ЛОС соответственно	IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006 – Volume 2: Energy, Chapter 4: Fugitive Emissions, p. 4.45	Моль	0	Один раз	100%	Электронная	$n_{C,CH_4} = 1;$ $n_{C,C_2H_6} = 2;$ $n_{C,C_3H_8} = 3;$ $n_{C,C_4H_{10}} = 4;$ $n_{C,C_5H_{12}} = 5;$ $n_{C,C_6H_4} = 6;$ $n_{C,CO_2} = 1;$ $n_{C,N_2} = 0;$ $n_{C,O_2} = 0;$ $n_{C,He} = 0.$
ρ_{CO_2}	Плотность CO ₂ при стандартных условиях	Тепловой расчет котлов (Нормативный метод), НПО ЦКТИ, Санкт-Петербург, 1998	кг/м ³	0	Один раз	100%	Электронный	эквивалентно 1.842 кг/м ³

GWP_{CH_4}	Потенциал глобального потепления метана	Decision 2/CP.3 http://unfccc.int/resource/docs/cop3/07a01.pdf#page=31 Climate Change 1995, The Science of Climate Change: Summary for Policymakers and Technical Summary of the Working Group I Report, page 22. http://unfccc.int/ghg_data/items/3825.php	mCO_2/mCH_4	0	Один раз	100%	Электронный	$21 mCO_2/mCH_4$
--------------	---	---	---------------	---	----------	------	-------------	------------------

Г.1.1.4. Описание формул, использованных для оценки выбросов базовой линии (для каждого газа, источника итд.; выбросы в единицах CO_2 эквивалента):

Выбросы парниковых газов базовой линии от сжигания ПНГ на ЦПС Хохряковского месторождения

$$BE = V_{ARG_PJ} * (EF_{CO_2,ARG} + EF_{CH_4,F}) \quad (5)$$

BE – выбросы исходных условий, tCO_2 .

V_{ARG_PJ} – ПНГ, утилизируемый в рамках проекта, т.е. транспортируемый с Хохряковской КС до ГПЗ, тыс. m^3

тыс. m^3

$EF_{CO_2,ARG}$ – среднегодовой коэффициент выбросов CO_2 при сжигании ПНГ на ЦПС, $tCO_2/тыс. m^3$;

$EF_{CH_4,F}$ – среднегодовой коэффициент выбросов CH_4 при сжигании ПНГ на ЦПС, $tCO_2/тыс. m^3$;

$$EF_{CO_2,ARG} = (W_{CO_2} + (NC_{CH_4} * W_{CH_4} + \sum_j NC_{VOCj} * W_{VOCj})) * \rho_{CO_2} * OXID \quad (6)$$

W_{CO_2} , W_{CH_4} , W_{VOC} – среднегодовые объёмные доли углерода, метана и летучих органических соединений (ЛОС) в ПНГ с ЦПС Хохряковская (источник информации – протокол газового анализа).

NC_{CH_4} , $\sum_j NC_{VOCj}$ – количество молей углерода в моле метана и ЛОС соответственно ($\sum_j NC_{VOCj}$ где j –дельный компонент ЛОС.)

ρ_{CO_2} – плотность CO_2 при 20°C равный 1.842 кг/м³.

FE –эффективность сжигания ПНГ на факеле равен 0.965

В связи с неполным сжиганием, часть ПНГ выбрасывается в атмосферу не окисляясь. Методика НИИ «Атмосфера» определяет эффективность такого недожога равную 3.5%, что вызывает выбросы метана в атмосферу. Коэффициент эмиссии метана в пересчёте в CO_2 эквивалент определяется следующим образом:

$$EF_{CH_4,F} = W_{CH_4,av} * \rho_{CH_4} * (1-OXID) * GWP_{CH_4} \quad (7)$$

W_{CH_4} – среднегодовая объёмная доля метана в ПНГ с ЦПС Хохряковская (источник информации – протокол газового анализа).

ρ_{CH_4} – плотность метана CH_4 при стандартных условиях равен 0.668 кг/м³

OXID – эффективность факельного сжигания ПНГ равна 0,965

GWP_{CH4} – показатель глобального потепления метана равен 21 т CO_2 /т CH_4

Г. 1.2. Опция 2 – Прямой мониторинг сокращений выбросов от проекта (значения должны быть согласованы со значениями в секции Д.):

Эта опция не используется

Г.1.2.1. Данные, которые необходимо собрать для наблюдения за сокращениями выбросов от проекта и каким образом эти данные будут храниться:

ИД номер (Пожалуйста, используйте номера с целью облегчения использования перекрестных ссылок с D.2)	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), подсчитанный (п), оцененный (о)	Частота проведения регистрационных записей	Proportion of data to be monitored	Способ хранения (электронный/ на бумажном носителе)	Комментарий

Г.1.2.2. Описание формул, использованных для оценки сокращений выбросов (для каждого газа, источника итд.; выбросы в единицах CO₂ эквивалента):

>>

Г.1.3. Обращение с учетками в плане мониторинга:

Г.1.3.1. Там, где применимо, пожалуйста, опишите данные и род информации, которые будут собираться для осуществления мониторинга эффекта утечек по проекту:

ИД номер (Пожалуйста, используйте номера с целью облегчения использования перекрестных ссылок с D.2)	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), подсчитанный (п), оцененный (о)	Частота проведения регистрационных записей	Proportion of data to be monitored	Способ хранения (электронный/ на бумажном носителе)	Комментарий
M4	Удельный расход электроэнергии	Данные технических отчетов ГПЗ	кВтч тыс.м ³	n	ежегодно	100%	на бумажном носителе	

	и для процессинга ПНГ на ГПЗ	(Нижневартовского /Белоозерного)									
M5	Коэффициент потерь газа при процессинговых операциях на ГПЗ	Данные техни-ческих отчётов ГПЗ (Нижневартовского /Белоозерного)	%	n	ежегодно	100%	на бумажном носителе				
Не измеряются во время кредитного периода, значение детерминируется только один раз и используется в течение всего кредитного периода.											
$V_{GPP\ ARG}$	Выход сухого газа на ГПЗ при процессинге ПНГ	Данные техни-ческих отчётов ГПЗ (Нижневартовского /Белоозерного)	%	n	ежегодно	100%	Бумажный				
EF_{grid}	Коэффициент выбросов ПГ при производстве электроэнергии и в ОЭС Урала		$tCO_2/MВтч$	0	Один раз	100%	Бумажный/электронный	2008-0,631; 2009-0,631; 2010-0,638; 2011-0,668; 2012-0,712.			
SEC_{gpp}	Максимальное удельное потребление электроэнергии и на ГПЗ для переработки ПНГ	Этот параметр ежегодно запрашивается у Юграгазпереработка	$кВтч/тыс.м^3$	0	Один раз	100%	Бумажный	265.6 $кВтч/тыс.м^3$ – максимальный параметр			
E_{gross}	Максимальный процент потерь при переработке ПНГ на ГПЗ	Этот параметр ежегодно запрашивается у	%	0	Один раз	100%	Бумажный	1.18 % – максимальный параметр			

	Юргазнепереработка												
$ρ_{CH_4}$	Плотность метана (СН4) при стандартных условиях	Тепловой расчет котлов (Нормативный метод), НПО ЦКТИ, Санкт-Петербург, 1998	кг/м ³	0	Один раз	100%	Электронная	0.668 кг/м ³					
$ρ_{CO_2}$	Плотность CO2 при стандартных условиях	Тепловой расчет котлов (Нормативный метод), НПО ЦКТИ, Санкт-Петербург, 1998	кг/м ³	0	Один раз	100%	Электронный	эквивалентно 1.842 кг/м ³					
$EF_{NG prod}$	Коэффициент потерь природного газа при его добыче, представленный в годовом экологическом отчете ОАО Газпром	Ежегодный отчет ОАО Газпром	%	0	Один раз	100%	Электронный	$EF_{NG prod 2008} - 0.00070$ $EF_{NG prod 2009} - 0.00052$ $EF_{NG prod 2010} - 0.00029$ $EF_{NG prod 2011} - 0.00029$ $EF_{NG prod 2012} - 0.00029$					
SEC_p	Удельный расход электроэнергии и на УКПГ Сибура при компримировании/процессинге при стандартной	Определяется из ППД Ярайнер	кВт/тыс.м ³	0	Один раз	100%	Электронный/бумажный	475 кВт/тыс.м ³					

NCV_{Ng}	Эффективность							
	Теплотворное нетто значение природного газа	ГОСТ 5542-87	ккал/м ³	0	Один раз	100%	Электронная	7600 ккал/м ³

Г.1.3.2. Описание формул, используемых для оценки утечек (для каждого газа, источника и т.п.; в единицах CO₂ эквивалента):

>>

Эффект утечек определяется как чистое изменение антропогенных выбросов за пределами границ проекта:

$$LE = LE_{VL} - L \quad (8)$$

LE_{VL} - утечки относящиеся к исходным условиям;

L - утечки вследствие реализации проектной деятельности.

Все проектные утечки рассчитываются по следующей формуле:

$$L = L_{gpp\ ec} + L_p \quad (9)$$

Утечки, связанные с расходом электроэнергии на ГПЗ при процессинговых операциях над проектным объемом ПНГ при переработке проектного объема ПНГ:

$$L_{gpp\ ec} = SEC_{gpp} * V_{ARG_PJ} * EF_{grid} \quad (10)$$

V_{ARG_PJ} – объем ПНГ, утилизируемый по проекту, т.е. транспортируемый с КС на ГПЗ, тыс. м³

SEC_{gpp} – удельный коэффициент потребления электроэнергии при процессинге ПНГ на ГПЗ, кВтч/тыс.м³ Данный параметр предоставляется ежегодно по запросу к ЮУгазпроцессинг.

EF_{grid} – коэффициент выбросов при потреблении электроэнергии из сети, тCO₂/МВтч

Утечки, связанные с физическими потерями метана в процессе переработки проектного объема ПНГ на ГПЗ:

$$L_{proc} = E_{proc} * V_{ARG_PJ} * 1000 * W_{CH4,av} * \rho_{CH4} * GWP_{CH4} \quad (11)$$

V_{ARG_PJ} - количество полезно утилизируемого ПНГ с Хохряковской КС на ГПЗ, тыс м³
 E_{proc} -- средний коэффициент потерь при переработке сырья на ГПЗ, %; Определяется один раз – 1,18%
 $W_{CH4,av}$ – средняя объемная доля метана в ПНГ с Хохряковской КС, протокол исследования газа.
 ρ_{CH4} – плотность метана СН₄ при стандартных условиях, принимается равной 0,668 кг/м³
 GWP_{CH4} – показатель глобального потепления для метана, принимается равным 21 т.СО₂/т.СН₄

Общие выбросы за пределами проектных границ, которые бы произошли в отсутствие проектной деятельности при исходных условиях:

$$LE_{BL} = LE_{NG,rec} + LE_{NG GT} \quad (12)$$

$LE_{NG,rec}$ – выбросы при добыче природного газа на газовых месторождениях;

$LE_{NG GT}$ – выбросы при сжигании природного газа в газовых турбинах на установках комплексной подготовки газа газовых месторождений (УКПП).

Выбросы при добыче природного газа

$$LE_{NG,rec} = V_{ARG_PJ} * V_{GPP_ARG} * EF_{NG prod} * GWP_{CH4} \quad (13)$$

V_{ARG_PJ} – объём ПНГ направляемый на ГПЗ с Хохряковской КС в рамках проекта, тыс. м³;

V_{GPP_ARG} – коэффициент выхода сухого газа из ГПЗ, %

$EF_{NG prod}$ – коэффициент потерь природного газа при его добыче, представленный в годовом экологическом отчете ОАО Газпром, %

Утечки при сжигании природного газа в газовых турбинах на УКПП

$$LE_{NG GT} = (SFC_{GT} * FC_{ARG_PJ} * VGPP_ARG * EF_{CO2,GT}) / I_{com} \quad (14)$$

SFC_{GT} удельный расход природного газа в современных газовых турбинах для компримирования и процессинга природного газа на УКПП, м³/тыс м³;

$$SFC_{GT} = ((SEC_p * C) / \epsilon_{modern GT}) / NCV_{NG} \quad (15)$$

SEC_p средний удельный расход электроэнергии на УКПП Сибура при компримировании/процессинге при стандартной эффективности, кВтч/тыс. м³

C коэффициент перевода из кВтч в калории, 1кВтч=0,86*10⁶ кал

$\epsilon_{modern GT}$ эффективность современной газовой турбины, принятая равной 34% (это значение близко к эквивалентному тепловому КПД электрической системы Урала с ежегодным коэффициентом эмиссии за 2008-2012 тСО₂/МВтч)

NCV_{NG} - низшая теплотворная способность природного газа (в соответствии с ГОСТ 5542-87), ккал/м³

$EF_{CO_2,GT}$ – коэффициент выбросов CO_2 при сжигании природного газа в газовых турбинах на УКПГ, т CO_2 /тыс. м³

$$EF_{CO_2,GT} = (W_{CO_2,NG} + (N_{CH_4} * W_{CH_4,NG} + \sum N_{VOC} * W_{VOC,NG})) * P_{CO_2} * FE_{GT} \quad (16)$$

$W_{CO_2,NG}$, $W_{CH_4,NG}$, $W_{VOC,NG}$ – объёмная доля углерода, метана и ЛОС для природного газа при процессинге на УКПГ¹³;

N_{CH_4} , $\sum N_{VOC}$ – количество молей углерода в моле метана и ЛОС соответственно ($\sum N_{VOC}$; где j – дельный компонент ЛОС.)

P_{CO_2} – плотность CO_2 при 20°C равно 1.842 кг/м³.

FE_{GT} – эффективность сжигания газа в газовых турбинах приравнивается к 1.

I_{com} – коэффициент корреляции при первом давлении создаваемом при работе газовой турбины (среднее давление природного газа в устье скважины 50 ата – среднее давление ПНГ на первой ступени сепарации 4.5 ата)

$$I_{com} = (((P_2 \text{ arg} / P_1 \text{ arg})^{(1.31-1)/(1.31))} - 1) / (P_2 \text{ ng} / P_1 \text{ ng})^{(1.31-1)/(1.31)} - 1) \quad (17)$$

1,31 – адиабата метана (CH₄)

$P_2 \text{ ng}$ – давление на входе в газопровод, 75 ата (стандартное значение давление при транспортировке газа в ОАО Газпром)

$P_1 \text{ ng}$ – среднее давление природного газа в газовых скважинах месторождений большого Уренгоя (50 ата в 2008)¹⁴

$P_1 \text{ arg}$ – Давление газа на входе в КС, эквивалентно 3,2 ата.

$P_2 \text{ arg}$ – Давление газа на выходе с КС, эквивалентно 30 ата.

Г.1.4. Описание формул, используемых для оценки сокращений выбросов для проекта (для каждого газа, источника и т.п.; в единицах CO_2 эквивалента):

>>

$$ER = BE - PE - LE \quad (18)$$

ER – сокращения выбросов CO_2 , вследствие реализации Проекта, т CO_2

BE – выбросы CO_2 по исходным условиям, т CO_2

PE – выбросы CO_2 в рамках проектной деятельности, т CO_2

LE – утечки, т CO_2

Г.1.5. Информация о сборе и учете данных о воздействии проекта на окружающую среду в соответствии с процедурами по требованию принимающей стороны (там, где применимо):

>>

Информация о влиянии Проекта на окружающую среду будет предоставляться в соответствии с законодательством РФ¹⁵.

¹³ Типичный состав природного газа: 91,9% CH₄, 0,58% CO₂, 0,68% N₂ and 6,84% ЛОС. Источник информации: ИСС 2006 Том 2, Глава 4, стр. 4.58, таблица 4.2.4.

¹⁴ <http://www.indprg.ru/nefteservis/2008/04/20007.html>. Table 1-Текущее устьевое давление, ата

В соответствии с законодательством в области охраны окружающей среды, предприятие должно контролировать выбросы загрязняющих веществ, сбросы сточных вод, организовать и обеспечивать управление отходами производства и потребления, предоставлять установленную отчетность в уполномоченные государственные органы (Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору). В ННП работа по охране окружающей среды организована департаментом охраны труда, промышленной безопасности, охраны окружающей среды, гражданской обороны и чрезвычайных ситуаций, в частности отделом охраны окружающей среды ННП, отдел в установленные сроки готовит и предоставляет уполномоченным государственным органам официальные статистические отчеты и формы, в том числе:

- 2-ТП (воздух) - данные по охране воздушной среды, в том числе информации о количестве уловленных и нейтрализованных загрязняющих веществ, подробная информация о выбросах конкретных загрязняющих веществ, количество источников выбросов, меры по сокращению выбросов в атмосферу и выбросы от отдельных групп источников загрязнения;
- 2-ТП (водные ресурсы) - данные по использованию воды, в том числе информации о потреблении воды из природных источников, сбросах сточных вод и содержания загрязняющих веществ в воде, емкость воды и т.д. очистных сооружений;
- 2-ТП (отходы) - данные об образовании, использовании, обезвреживании, транспортировке и размещении отходов производства и потребления, включая годовой баланс отходов отдельно по их типам и классам опасности.

На стадии проектирования были рассмотрены источники и виды воздействия, произведена оценка современного состояния загрязнения, выполнен предварительный прогноз состояния и намечены мероприятия по охране окружающей среды. При этом оценка воздействия на природную среду и оценка нанесенного ущерба с учетом предусматриваемых проектом природоохранных мероприятий дана на следующие компоненты окружающей среды:

- земли;
- атмосферный воздух;
- инженерно-геологические условия;
- геоморфологические условия;
- ландшафтные комплексы;
- почвы;
- животный мир

По результатам экологического обоснования и предварительной оценки воздействия на окружающую природную среду намечаемой хозяйственной деятельности, размещение планируемого объекта «Строительство компрессорной станции «Хохряковская» для транспорта попутного нефтяного газа с подводящими трубопроводами» не повлечет за собой необратимых процессов. Предварительное воздействие на окружающую среду оценивается как локальное, краткосрочное и допустимое.

Г.2. Процедуры контроля качества и гарантии качества, принятые для мониторинга данных:

¹⁵ Федеральный закон "Об охране атмосферного воздуха" (4 мая 1999 г. N 96-ФЗ).

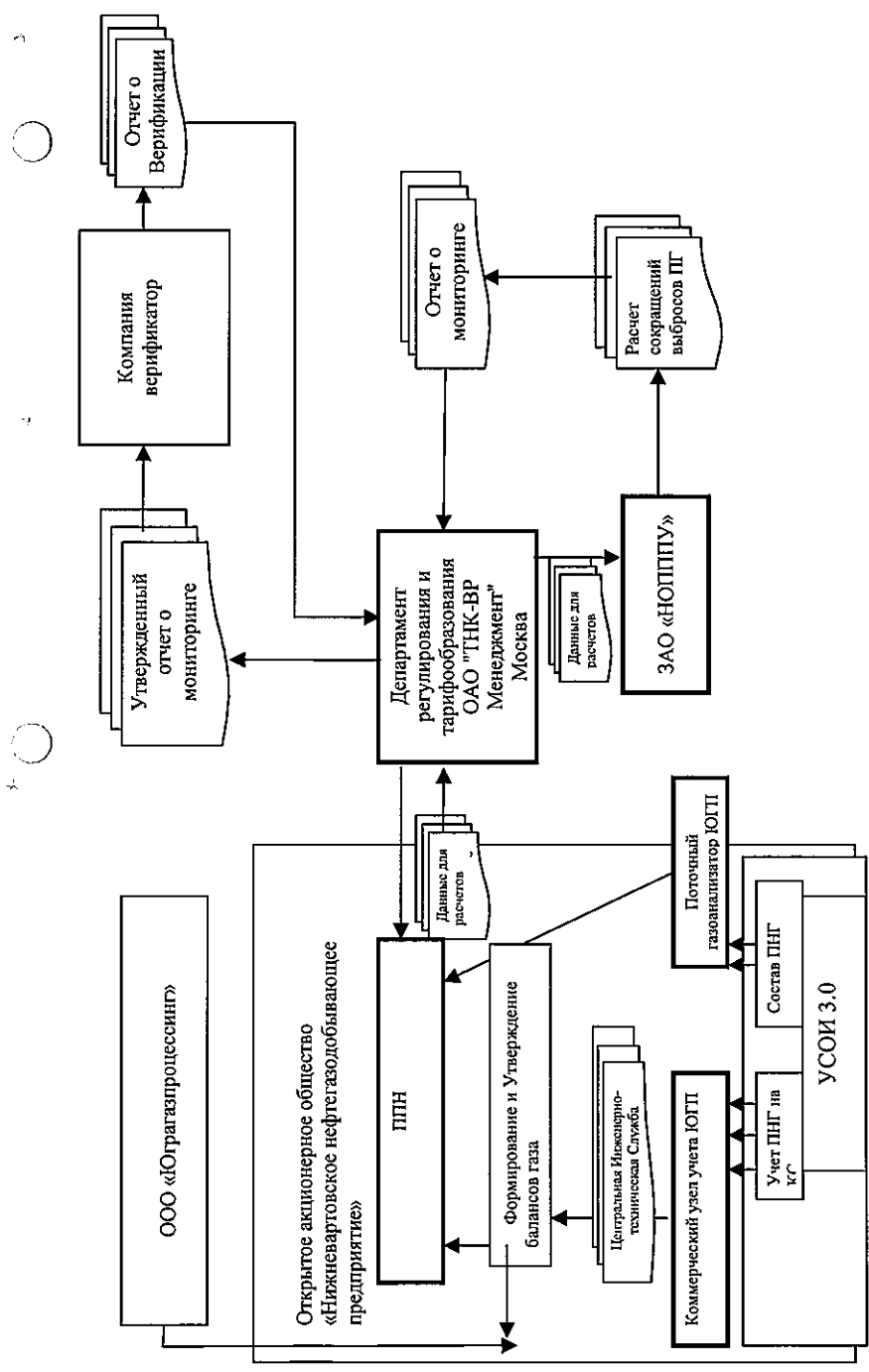
Данные (укажите таблицу и идентификационный номер) М1, М2, М3 таблица Г.1.1.1 и таблица Г.1.1.3, Г.1.3.1	Степень неопределенности данных (высокая/средняя/низкая) низкая	Объясните планируемые процедуры контроля качества/гарантии качества для этих данных, или почему в их проведении нет необходимости
		Проверка приборов осуществляется ООО Корпорация «ИМС» Госповерка Гос. стандарт Г. Тюмень, а также ФГУ «Тюменский центр стандартизации, метрологии и сертификации». Измерительные приборы поверяются каждые 1-3 года.

Г.3. Пожалуйста, опишите операционную и управленческую структуру, которую исполнители проекта будут применять при реализации плана мониторинга:

>>

Структура плана мониторинга сокращений при реализации Проекта адаптирована к существующей системе учёта и отчётности в ННП. Роли и ответственности лиц, подразделений и организаций, осуществляющих данный мониторинг, распределяются следующим образом:

№№	Организации	Должность/подразделение	Задачи	Комментарии
1.	ЗАО «НОППУ», Москва	Департамент развития проектов	Расчеты фактических сокращений выбросов по формулам раздела Г. Составление отчетов о мониторинге	Передача отчета о мониторинге в Департамент маркетинга газа и жидких углеводородов
2.	ОАО «ТНК-ВР Менеджмент», Москва	Департамент регулирования и тарифообразования ОАО "ТНК-ВР Менеджмент"	Координация работ по подготовке отчётов о мониторинге между НОППУ и ННП	Утверждение отчетов о мониторинге Передача утвержденного отчета о мониторинге компании-верификатору. Передача отчета о верификации в ННП и ОАО «ТНК-ВР Менеджмент»
3.	ООО «Юграгазпроцессинг», (Компания Сибур Золдинг), Ноябрьск	Руководство	Подготовка и передача ежегодных производственных данных	Передача данных для расчета утечек в ННП и ОАО "ТНК-ВР Менеджмент"
4.	ННП	Отдел по подготовке и переработке нефти и газа (ПШН)	Подготовка и утверждение данных для ежемесячных товарных отчетов по использованию ПШН	В состав товарного отчета входит следующая информация • Объем ПШН поставленного ЮГП с Хохряковской КС на ГПЗ
5.	ННП	диспетчерская служба и АРМ (данные от поточного газоизмерительного узла)	Сбор ежесуточных данных по балансу ПШН	Передача данных для обработки в отдел ПШН



Г.4. Названия физических/юридических лиц, разработавших план мониторинга:
 Разработчик плана мониторинга:

6. ННП	Дежурные операторы ЦПС Хохряковского месторождения	Сбор ежесуточных данных по использованию ПНГ и его составу	Данные заносятся в режимный лист и передаются для обработки в диспетчерскую службу и в АРМ
--------	--	--	--

Необходимая для расчета сокращений выбросов парниковых газов информация собирается так, как это обычно делается на местах добычи в ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие», поэтому для мониторинга не требуется никакой иной дополнительной информации, по сравнению с уже собранной.

Все необходимые данные находятся под наблюдением, что является обычной, повседневной практикой: данные от датчиков контрольных точек мониторинга, включая данные по составу ПНГ, передаются на автоматизированные приборы учета и одновременно автоматически фиксируются в электронную базу данных АРМ и отражаются у общей диспетчерской по ННП.

Данные по составу ПНГ получают непосредственно на КС в лоточном газоанализаторе, который обеспечивает необходимый класс точности. На основании 2 часовых статистик формируются ежедневные и ежемесячные производственные данные о ПНГ.

Расчет сокращений выбросов ПГ проводится на основании ежемесячных товарных отчетов по поставке газа по данным деятельности ННП на Хохряковском месторождении, а также данных о производственной деятельности ООО «ЮГП» на Белоозерном и Нижневартовском газоперерабатывающих заводах. Заполненные и подписанные ежемесячные производственные товарные отчеты, отражающие ежемесячные значения указанных в мониторинге данных, кроме состава ПНГ, по запросу, предоставляются в Департамент регулирования и тарифообразования ОАО "ТНК-ВР Менеджмент" Москва. Данный департамент проводит внутренний аудит предоставляемых данных на предмет неверного составления и наличия ошибок.

Ежегодно данный департамент предоставляет годовую сводку на основании месячных товарных отчетов газа вместе с ежемесячными данными по составу газа с КС Хохряковского месторождения, а также другими ежегодными данными от ООО «ЮГП» в департамент развития проектов ЗАО «НОППУ» для проведения ежегодных расчетов сокращений выбросов ПГ и составления отчета о мониторинге.

Годовой отчет о мониторинге выбросов парниковых газов направляется по электронной почте в Департамент регулирования и тарифообразования ОАО "ТНК-ВР Менеджмент" для утверждения. Утвержденный годовой отчет подается в независимую экспертную компанию для проведения ежегодной верификации достигнутых сокращений выбросов. Графически структура мониторинга сокращений при реализации проекта выглядит следующим образом.

Схема Г.3. Операционная и управленческая структура мониторинга проектной деятельности

- ЗАО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода» (Москва);
- Контактное лицо: Беседовский Тимофей Николаевич, Ведущий специалист департамента развития проектов;
- Тел. 8 499 788 78 35 доб. 108
- Факс 8 499 788 78 35 доб. 107
- e-mail: BesedovskiyTN@ncsf.ru

- Трофимов Николай Андреевич,
- Специалист Департамента развития проектов
- Тел. +7 499 788 78 35 ext. 111
- Факс 8 499 788 78 35 доб. 107
- E-mail: TrofimovN@ncsf.ru

ЗАО «НОПШУ» не является участником проекта.

РАЗДЕЛ Д. Оценка сокращений выбросов парниковых газов

При оценке выбросов парниковых газов в результате реализации проектной деятельности и базовой линии количество выбросов определяется по формулам, приведенным в разделе Г.

Д.1. Оценка выбросов проекта:>>

Таблица Д 1.1. Выбросы CO₂ при физических утечках метана при компримировании ПНГ на Хохряковской КС в 2008-2012

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	2012
Коэффициент выбросов при подготовке газа (МГЭИК 2006)	E _{рг}	ГгрСН ₄ /млн.м ³	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011
ПНГ утилизируемый по проекту	V _{АРГ_Р1}	млн. м ³	244	219	198	191	247
Потенциал глобального потепления	GWP _{СН₄}	тСО ₂ /тСН ₄	21	21	21	21	21
Проектные выбросы при компримировании ПНГ	PE _{рг}	тСО ₂	5629	5060	4580	4407	5698

Таблица Д 1.2. Выбросы CO₂ при физических утечках метана при транспортировке ПНГ с Хохряковской КС до газосборной сети АК Сибур в 2008-2012

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	2012
Коэффициент выбросов при транспорте газа (МГЭИК 2006)	E _т	ГгрСН ₄ /млн.м ³	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011
ПНГ утилизируемый по проекту	V _{АРГ_Р1}	млн. м ³	244	219	198	191	247
Потенциал глобального потепления	GWP _{СН₄}	тСО ₂ /тСН ₄	21	21	21	21	21
Проектные выбросы при транспортировке ПНГ	PE _т	тСО ₂	5629	5060	4580	4407	5698

Таблица Д 1.3. Выбросы CO₂ при потреблении электроэнергии из энергосети на Хохряковской КС при компримировании ПНГ в 2008-2012

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	2012
Потребление ЭЭ на КС	EC _{cs}	тыс.кВтч	48653	44502	43534	45823,3	60191
Коэффициент выбросов в сети	EF _{grid}	тСО ₂ /МВтч	0,631	0,631	0,638	0,668	0,712
Проектные выбросы при	PE _{cs}	тСО ₂	30700	28081	27775	30610	42856

потреблении электроэнергии на КС							
--	--	--	--	--	--	--	--

Таблица Д 1.4. Общие проектные выбросы в 2008-2012 гг.

Общие проектные выбросы	PE	tCO _{2e}	41957	38200	36935	39424	54253
-------------------------------	----	-------------------	-------	-------	-------	-------	-------

Д.2. Оцениваемые утечки:

>>

Утечки, вследствие проектной деятельности, происходящие за рамками проекта

Таблица Д 2.1. Выбросы CO_{2экв} при потреблении электроэнергии из энергосети на ГПЗ при процессинге проектного объема ПНГ в 2008-2012гг

Показатель	Обозначение	Единицы	2008	2009	2010	2011	2012
Удельное потребление электроэнергии в ГПЗ	SEC _{APG}	кВтч/тыс.м ³	265,6	265,6	265,6	265,6	265,6
ПНГ, используемый в проекте	V _{APG_PJ}	тыс. м ³	243659	219041	198284	190789	246686
Коэффициент выбросов в сети	EF _{CO₂,ELEC}	tCO ₂ /МВтч	0,631	0,631	0,638	0,668	0,712
Выбросы CO _{2экв} при потреблении электроэнергии из энергосети на ГПЗ при процессинге проектного объема ПНГ	LE _{ec}	tCO _{2экв}	40836	36710	33600	33850	46650

Таблица Д 2.2. Выбросы CO_{2экв}, происходящих от физических потерь газа при процессинговых операциях на ГПЗ при переработке проектного объема ПНГ в 2008-2012

Показатель	Обозначение	Единиц	2008	2009	2010	2011	2012
Доля потерь газа при процессинге на ГПЗ	E _{proc}	%	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18
ПНГ, используемый в проекте	V _{APG_PJ}	тыс. м ³	243659	219041	198284	190789	246686
Показатель глобального потепления	GWP _{CH₄}	tCO ₂ /tCH ₄	21	21	21	21	21
Выбросы CO _{2экв} , происходящих от физических	LE _{eproc}	tCO _{2экв}	25590	23674	19365	19110	25343

потерь газа при процессинговых операциях на ГПЗ при переработке проектного объема ПНГ							
---	--	--	--	--	--	--	--

Таблица Д 2.3. Общие утечки, вследствие проектной деятельности, происходящие за рамками проекта

Общие утечки вследствие проекта	LE	tCO ₂ экв	66426	60384	52965	52960	71993
---------------------------------	----	----------------------	-------	-------	-------	-------	-------

Утечки, ассоциированные с исходными условиями, происходящие за рамками проекта:

Таблица Д 2.4. Выбросы CO₂экв при физических утечках метана при добыче энергетического эквивалента природного газа в 2008-2012 гг.

Показатель	Обозначение	Единиц	2008	2009	2010	2011	2012
ПНГ, утилизиру-емый в проекте	FC _{APG,PJ}	тыс. м ³	243659	219041	198284	190789	246686
Выход сухого газа из ГПЗ при переработке проектного объема ПНГ, который закачивается в магистральный газопровод	Vgpp	%	86	86	86	86	86
Доля потерь газа из скважин на месторождениях Газпрома	%	-	0,00070	0,00052	0,00029	0,00029	0,00029
Потенциал глобального потепления для метана	GWP _{CH₄}	tCO ₂ /tCH ₄	21	21	21	21	21
Выбросы CO ₂ экв при физических утечках метана при добыче энергетического эквивалента природного газа	LE _{NG,rec}	tCO ₂ экв	3074	2042	1056	1065	1439

Таблица Д 2.5. Выбросы CO₂экв при сжигании природного газа (топливного газа) на УКПГ в 2008-2012 гг.

Показатель	Обозначение	2008	2009	2010	2011	2012
Удельный расход газа на УКПГ Газпрома при процессинге и компримировании природного газа (современные газовые турбины, КПД 34%)	м3/тыс. м3	158	158	158	158	158
Коэффициент выбросов CO ₂ в газовой турбине (стандартный химический состав, МГЭИК 2006)	тCO ₂ /тыс. м3	2,106	2,106	2,106	2,106	2,106
ПНГ, утилизируемый в проекте	тыс. м ³	243659	219041	198284	190789	246686
Выход сухого газа из ГПЗ при переработке проектного объема ПНГ, который закачивается в магистральный газопровод	%	86	86	86	86	86
Коэффициент корреляции давления	-	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1
Выбросы CO ₂ экв при сжигании природного газа (топливного газа) на УКПГ	тCO ₂ экв	8393	7545	6830	6572	8497

Таблица Д 2.7. Общие утечки, ассоциируемые с исходными условиями, за рамками проекта 2008-2012 гг.

Показатель	Единицы	2008	2009	2010	2011	2012
Общие утечки, ассоциируемые с исходными условиями	тCO ₂ э	11466	9587	7886	7636	9936

Д.3. Сумма Д.1. и Д.2.:

>>

Таблица Д 3.1. Сумма выбросов по проекту и разности утечек в 2008-2012 гг.

Показатель	Единицы	2008	2009	2010	2011	2012
Сумма	тCO ₂ е	96917	88997	82015	84748	116310

Д.4. Оцениваемые выбросы базовой линии:

>>

Таблица Д 4.1. Выбросы CO₂экв при сжигании проектного объема ПНГ по исходным условиям на ЦПС Хохряковского метсорождения в 2008-2012 гг.

Показатель	Обозначение	Ед. изм.	2008	2009	2010	2011	2012
Факельное сжигание ПНГ по базовой линии	$V_{APG,Flare,BL}$	тыс. м ³	243659	219041	198284	190789	246686
Коэффициент выбросов CO ₂ при факельном сжигании	$EF_{CO_2,Flare}$	тCO ₂ /тыс. м ³	2,96	2,88	3,00	2,95	2,95
Выбросы CO ₂ при сжигании ПНГ на факеле по базовой линии	$BE_{CO_2,Flare}$	тCO ₂	721135	631030	595449	562371	727134
Факельное сжигание ПНГ по базовой линии	$V_{APG,Flare,BL}$	тыс. м ³	243659	219041	198284	190789	246686
Коэффициент выбросов CH ₄ (в CO ₂ эквиваленте) при факельном сжигании	$EF_{CH_4,Flare}$	тCO ₂ е/тыс. м ³	0,312	0,321	0,290	0,305	0,305
Выбросы CH ₄ (в CO ₂ эквиваленте) при сжигании ПНГ на факеле по базовой линии	$BE_{CH_4,Flare}$	тCO ₂ е	75904	70219	57440	58136	75169
Общие выбросы базовой линии	BE	тCO ₂	797039	701250	652889	620508	802303

Д.5. Разность Д.4. и Д.3., определяющая сокращение выбросов по проекту:

>>

Сокращения выбросов в результате реализации проекта рассчитываются по формуле 18 в разделе Г.1.4.

Таблица Д.5.1

	2008	2009	2010	2011	2012
тCO ₂	700122	612252	570874	535760	685993

Всего (2008-2012)**3 105 001****Д.6. Таблица, отражающая значения, получившиеся в результате применения вышеуказанных формул:**

>>

Год	Выбросы по проектному сценарию (тонн CO ₂)	Утечки (тонн CO ₂)	Выбросы по базовой линии (тонн CO ₂)	Сокращение выбросов (тонн CO ₂)
2008	41 957	54 960	797 039	700 122
2009	38 200	50 797	701 250	612 252
2010	36 935	45 079	652 889	570 874
2011	39 424	45 323	620 508	535 760
2012	54 253	62 057	802 303	685 993
Всего (тонн CO ₂ -экв.)	210 771	258 216	3 573 988	3 105 001

РАЗДЕЛ Е. Воздействие на окружающую среду**Е.1. Документация по анализу воздействия проекта на окружающую среду, включая трансграничные воздействия в соответствии с процедурами, определенными принимающей стороной:**

В соответствии с распоряжением Государственного Комитета по экологии и природным ресурсам Российской Федерации от 15.04.2000 № 372 «Об утверждении предписаний по выполнению планируемых экономических и прочих мероприятий и их влиянии на экологию» разработчики должны включить экологическую экспертизу в проектную документацию.

Раздел "Охрана окружающей среды" включен в техническую документацию проекта. Техническая документация проекта была подготовлена в 2005 году (том №8 технической документации «Строительство компрессорной станции «Хохряковская» для транспорта попутного нефтяного газа с подводными трубопроводами». ОАО НИЦ «Нефтегаз»).

Проектной деятельностью получено разрешение Ростехнадзора №150-10 от 07.10.2010 на выброс загрязняющих веществ в воздух от стационарных источников, действующее на период 01.07.2010 – 31.12.2014¹⁶.

Е.2. Если участники проекта или принимающая сторона сочли воздействие на окружающую среду значительным, пожалуйста, предоставьте заключения и все ссылки на необходимую документацию оценки воздействия на окружающую среду, проведенные в соответствии с процедурами, определенными принимающей стороной:

>>

На проект «Строительство компрессорной станции «Хохряковская» для транспорта попутного нефтяного газа с подводными трубопроводами» получено положительное Заключение государственной экспертизы № 875, выданное Ростехнадзором по ХМАО-Югре 05.06.2006.

Воздействия на окружающую среду не превышает допустимых норм после реализации проекта.

РАЗДЕЛ Ж. Комментарии заинтересованных лиц

Ж.1. Информация о комментариях заинтересованных лиц, относящихся к проекту:

Проект прошел проверку основным заинтересованным лицом, Ростехнадзор ХМАО-Югра, который является Российской контролирующей организацией во всех отраслях промышленности и энергетического сектора России. После рассмотрения проект был удостоен положительным заключением.

1. ОАО «ННП» арендует участок земли, на котором находится Хохряковское месторождение, у местной администрации. До начала разработки месторождения компания провела необходимые консультации с местным населением с обсуждением природоохранных вопросов, которые могли возникнуть в связи с деятельностью компании.

2. Участок, территории на котором находится проект, арендуется вне водоохранных зон, пастбищ и путей миграции северных оленей. Этот участок не относится к категории земель с приоритетным природоохранным управлением.

3. Проект улучшает экологическое окружение, так как его реализация снижает загрязнение вредными веществами в связи со сжиганием ПНГ на факеле.

Изменений в социальной среде в ходе реализации проекта не произойдет.

Контактная информация об участниках проекта

Организация:	Открытое акционерное общество «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»
Улица/ п/я	Ленина
Строение:	дом 17/П
Город:	Нижневартовск
Штат/регион	Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра
Почтовый индекс:	628616
Страна:	Россия
Телефон:	8 (3466) 62-35-53; 62-30-13
Факс:	8 (3466) 62-32-00
Адрес э/почты:	nvnpodo@tnk-bp.com
Адрес в интернете:	www.tnk-bp.com
Представитель:	Руководитель газовых проектов ОАО «Варьёганнефтегаз»
Титул:	-
Обращение:	Господин
Фамилия	Загайнов
Второе имя	Викторович
Имя:	Денис
Департамент:	Блок перспективного планирования и развития производства
Номер телефона (прямой):	8 (3466) 62-30-52
Номер факса (прямой):	8 (3466) 62-32-00
Мобильный номер телефона:	8 (9129) 39-74-34
Личный адрес э/почты:	DVZagainov@tnk-bp.com

ЗАО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода» не является участником данного проекта.

Приложение 2

Информация о базовой линии

Ключевая информация и данные, использованные для базовой линии

Фиксированные значения определённые один раз на стадии детерминации и доступные на протяжении 2008-2012 гг.

Данные/Параметр	ρ_{CH_4}
Единица измерения	кг/м ³
Описание	Плотность метана (CH ₄) при стандартных условиях.
Время детерминации/мониторинга	Фиксируемый параметр
Использованный источник данных (или который будет использован)	Тепловой расчёт котла (нормативный метод), НПО ЦКТИ, СПб, 1998
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	0,668
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Плотность метана необходима для расчёта коэффициента эмиссии при сжигании ПНГ на факеле
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	Справочные данные
Комментарии	-

Данные/Параметр	ρ_{CO_2}
Единица измерения	кг/м ³
Описание	Плотность диоксида углерода (CO ₂) при стандартных.
Время детерминации/мониторинга	Фиксируемый параметр
Использованный источник данных (или который будет использован)	Тепловой расчёт котла (нормативный метод), НПО ЦКТИ, СПб, 1998
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	1,842
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Плотность диоксида углерода необходима для расчёта коэффициента эмиссии при сжигании ПНГ на факеле
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	Справочные данные
Комментарии	-

Данные/Параметр	Потенциал глобального потепления метана (GWP CH ₄)
Единица измерения	тCO ₂ /тCH ₄
Описание	Потенциал Глобального Потепления метана требуется для расчёта

	коэффициента выбросов CH ₄ при сжигании ПНГ на факеле
Время детерминации/мониторинга	Определяется один раз на стадии разработки проектной документации
Использованный источник данных (или который будет использован)	Решение 2/CP.3 http://unfccc.int/resource/docs/cop3/07a01.pdf#page=31 Изменение климата 1995, Наука изменения климата: Заключение для политиков и техническое заключение Отчёта Рабочей Группы I, стр. 22. http://unfccc.int/ghg_data/items/3825.php
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	21
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Потенциал глобального потепления необходим для расчёта коэффициента эмиссии при сжигании ПНГ на факеле
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	-
Комментарии	-

Данные/Параметр	Nc	
Единица измерения	единиц	
Описание	Количество молей углерода в моле компонента ПНГ	
Время детерминации/мониторинга	Определяется один раз на стадии разработки проектной документации	
Использованный источник данных (или который будет использован)	Химическая формула	
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	Диоксид углерода, CO ₂	1
	Метан, CH ₄	1
	Этан, C ₂ H ₆	2
	Пропан, C ₃ H ₈	3
	и-бутан, C ₄ H ₁₀	4
	н-бутан, C ₄ H ₁₀	4
	и-пентан, C ₅ H ₁₂	5
	с-пентан, C ₅ H ₁₂	5
	н-пентан, C ₅ H ₁₂	5
	гексан, C ₆ H ₁₄	6
heptane, C ₇ H ₁₆	7	
октан, C ₈ H ₁₈	8	
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Этот параметр необходим для расчёта коэффициента эмиссии CO ₂ при факельном сжигании ПНГ	
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	Справочные данные	

Комментарии	-
-------------	---

Данные/Параметр	ε
Единица измерения	доля
Описание	Доля несгоревшего ПНГ на факеле при сажевом типе горения
Время детерминации/мониторинга	Ежегодно
Использованный источник данных (или который будет использован)	«Методика определения выбросов загрязняющих веществ при сжигании нефтяного попутного газа на факелах», НИИ по защите атмосферного воздуха, Санкт-Петербург, 1998
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	0,035 (3,5%)
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Данный параметр необходим для определения коэффициентов выбросов при сжигании ПНГ на факеле, если $U_{flow} < 0.2 U_{sound}$, тогда горение является сажевым. В этом случае коэффициент недожога равняется 0,035.
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	На основе исходных данных
Другие комментарии	-

Параметры, мониторинг которых проводится напрямую

Данные/Параметр	Объём ПНГ с КС Хохряковская на ГПЗ					
Единица измерения	Тыс.м ³ (при стандартных условиях)					
Описание	Основной источник выбросов базовой линии. ПНГ произведённый в рамках базовой линии, был бы сожжён на факеле.					
Время детерминации/мониторинга	Ежемесячно					
Использованный источник данных (или который будет использован)	Расходомер газа GM868					
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	2008	2009	2010	2011	2012	
	243659	219041	198284	190789	246686	
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Данные за 2008-2011 являются фактическими, за 2012 – прогнозные данные.					
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	Основные измерительные приборы верифицируются и калибруются «Тюменским центром стандартизации, метрологии и сертификации»					
Другие комментарии	-					

Данные/Параметр	W_{CO_2} , W_{CH_4} , W_{VOC}
Единица измерения	%

Описание	Необходим для расчета выбросов при факельном сжигании ПНГ на ЦПС				
Время детерминации/мониторинга	Ежемесячно				
Использованный источник данных (или который будет использован)	Поточный Газовый хроматограф				
Значения использованных данных (для предварительных вычислений/детерминаций)	2008		2009	2010	2011-2012
	CO2	1,551%	1,362% 65,293	1,348% 59,001	1,344% 60,509
	CH4	63,448%	%	%	%
	C2H6	7,058%	8,602%	13,618	13,705
	C3H8	17,603%	15,404	%	%
	C4H10	3,004%	%	17,256	16,051
	C4H10	4,855%	2,662%	%	%
	C5H12	0,000%	4,389%	2,731%	2,524%
	C5H12	0,374%	0,000%	4,215%	4,070%
	C5H12	0,254%	0,369%	0,000%	0,000%
	C6H14	0,000%	0,274%	0,214%	0,232%
	C7H16	0,000%	0,097%	0,146%	0,166%
	C8H18	0,000%	0,000%	0,001%	0,001%
	C8H18	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
	C9H20	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
	C10H22	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
	C11H24	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
	H2S	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
	N2	1,885%	1,622%	0,000%	0,000%
	O2	1,551%	0,000%	1,466%	1,387%
			0,000%	0,000%	
Подтверждение выбора данных или описания методов измерения и процедур	Значения параметра за 2008-2011 гг. основаны на фактических данных. Значения на 2012 основаны на среднегодовых значениях в период 2008-2011 годов.				
Применяемые процедуры контроля качества/гарантии качества (или которые будут применены)	Прибор верифицируется и калибруется «Тюменским центром стандартизации, метрологии и сертификации»				
Другие комментарии	Использование усредненного состава ПНГ за год не ведет к искажению результатов.				