ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС
(ООО «Газпромнефть-Хантос»)
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«БЕРЕЗКАГАЗ ИРТЫШ»
(ООО «БерезкаГаз Иртыш»)

УТВЕРЖДАЮ
Директор по газу
ООО «Газпромнефть-Хантос»
_____А.В. Ефремов
«_14_» ___мая___2026г.

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ООО «БерезкаГаз Иртыш»
_____А.В. Кирсанов
«_14_» ___мая___2026г.

КЛИМАТИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ «УТИЛИЗАЦИЯ ПНГ ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ПЛОЩАДКЕ ЭНЕРГОКОМПЛЕКС ЗАПАДНО-ЗИМНЕГО УЧАСТКА»

Директор углеродных проектов ООО «БерезкаГаз Менеджмент»		**Е.В. Депова**
должность	подпись	И.О. Фамилия

Ханты-Мансийск, 2026

Сканировано с CamScanner

Список исполнителей

Начальник производственного департамента ООО «БерезкаГаз Менеджмент»		**М.В. Александров**
должность	подпись, дата	И.О. Фамилия
Главный специалист производственного департамента ООО «БерезкаГаз Менеджмент»		**С.О. Сафронов**
должность	подпись, дата	И.О. Фамилия
Руководитель ЦОП ООО «Газпромнефть–Хантос»		**А.В. Ульянов**
должность	подпись	И.О. Фамилия
Начальник ГУ ООО «Газпромнефть–Хантос»		**Е.В. Богданов**
должность	подпись	И.О. Фамилия

Сканировано с CamScanner

СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ.....6

1.ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ……..7

2.ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОЕКТА……..9

2.1 Место реализации проекта 9

2.2 Применяемые технологии, продукция и мероприятия, предусмотренные проектом 11

3.СВЕДЕНИЯ О ПРОВЕДЕНИИ И РЕЗУЛЬТАТАХ КОНСУЛЬТАЦИЙ 14

4.ОПИСАНИЕ КЛИМАТИЧЕСКОГО ПРОЕКТА 15

4.1 Цель климатического проекта 15

4.2 Задача климатического проекта 15

4.3 Тип климатического проекта 15

4.4 Перечень объектов хозяйственной и иной деятельности 15

5. ИСТОЧНИКИ ВЫБРОСОВ ПГ, СВЯЗАННЫХ С ПРОЕКТОМ (ГРАНИЦЫ ПРОЕКТА). ОБЪЕКТЫ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ГРАНИЦАХ ПРОЕКТА, ПРАВОВЫЕ ОСНОВАНИЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УКАЗАННЫХ ОБЪЕКТОВ…….17

5.1 Источники выбросов ПГ, связанных с проектом (границы проекта)..17

5.2 Объекты хозяйственной и иной деятельности в границах проекта..... 18

5.3 Методологическое обеспечение разработки проекта 20

5.4 Правовые основания осуществления деятельности с использованием указанных объектов..... 22

6. ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОГНОЗИРУЕМОЙ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ПРИ ОТСУТСТВИИ ПРОЕКТА ЗА ПЕРИОД РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА (БАЗОВАЯ ЛИНИЯ)……23

6.1. Описание выбора базовой линии..... 23

6.2 Рассмотрение альтернативных сценариев 23

6.3 Идентификация препятствий (барьеров) для реализации проекта 25

6.4 Оценка дополнительности 29

6.5. Сроки зачетного периода..... 32

6.6 Описание количественной оценки выбросов до реализации проектной деятельности..... 33

7.ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТА КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ПЛАНИРУЕМЫХ К СОКРАЩЕНИЮ ВЫБРОСОВ

ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В РЕЗУЛЬТАТЕ РЕАЛИЗАЦИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПРОЕКТА (ПРОЕКТНЫЙ СЦЕНАРИЙ)……39

7.1 Описание формул, используемых для оценки выбросов, предусмотренных проектным сценарием 39

7.2 Ожидаемое сокращение выбросов..... 43

7.3 Оценка неопределенности расчетов..... 44

8. ОПИСАНИЕ РИСКА УВЕЛИЧЕНИЯ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ И (ИЛИ) УМЕНЬШЕНИЯ ИХ ПОГЛОЩЕНИЯ ВНЕ ГРАНИЦ ПРОЕКТА, ВЫЗВАННОГО МЕРОПРИЯТИЯМИ ПРОЕКТА (УТЕЧКИ)..46

9. ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ ПО СБОРУ ПЕРВИЧНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ПОДТВЕРЖДЕНИЯ СВЕДЕНИЙ О СОКРАЩЕНИИ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ (ПЛАН МОНИТОРИНГА)……47

9.1 Цель мониторинга..... 47

9.2 Перечень параметров, подлежащих измерению и мониторингу 47

9.3 Типы данных и информации, которые необходимо вносить в отчет, включая единицы измерения 48

9.4 Роли и обязанности участников, связанные с мониторингом, включая процедуры авторизации, утверждения и документирования изменений в зарегистрированных данных..... 54

9.5 План мониторинга 55

9.6 Системы управления информации о ПГ, включая размещение и сохранность данных, процедуру передачи данных между различными видами систем или документации..... 57

9.8 Процедуры контроля, включающие внутреннюю проверку входных данных, преобразования и выходных данных, а также процедуры для корректирующих действий..... 58

9.9 Управление качеством данных мониторинга..... 59

10. ОПИСАНИЕ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ РИСКОВ НЕВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПРОЕКТА И МЕР ПО ИХ МИНИМИЗАЦИИ……..60

10.1 Описание рисков 60

10.2 Управление рисками 62

11. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРОЕКТА НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ..65

12. ВКЛАД ПРОЕКТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ДОСТИЖЕНИЕ ЦЕЛЕЙ ООН В ОБЛАСТИ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ……66

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ……68

ПРИЛОЖЕНИЯ……74

ПРИЛОЖЕНИЕ А..... 75

ПРИЛОЖЕНИЕ Б..... 78

ПРИЛОЖЕНИЕ В 81
ПРИЛОЖЕНИЕ Г 82

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящем климатическом проекте применяют следующие сокращения и обозначения:

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом

БЛ – базовая линия

ВЛ – высоковольтная линия

ГНЭ – газонефтяная эмульсия

ГПА – газопоршневой агрегат

ГОСТ – государственный стандарт

ДЭС – дизельная электростанция

ЗРУ – закрытое распределительное устройство

ЗЗЛУ – Западно-Зимний лицензионный участок

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика

КП – климатический проект

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

НПА – нормативно-правовые акты

ООС – охрана окружающей среды

ОПП – отходы производства и потребления

ОЭС – объединенная энергетическая система

ПАО – публичное акционерное общество

ПГ – парниковый газ

ПНГ – попутный нефтяной газ

ПС – подстанция

ПЭК – Производственный экологический контроль

СИКГ – система измерений количества и показателей качества газа

СН – собственные нужды

СНЭ – система накопления электроэнергии

СОУЭ – система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре

УС – узел сепарации

УПН – установка подготовки нефти

УПСВ – установка подготовки и сброса воды

УФМ-С - Установка факельная модернизированная совмещенная

ФСУ - Установка факельная совмещенная

ФУ – факельная установка

ХАЛ – Химико-аналитическая лаборатория

ХМАО – Ханты-Мансийский автономный округ

ЦКР Роснедр по УВС – Центральная комиссия по согласованию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья

ЦУР ООН – Цели устойчивого развития Организации Объединенных Наций https://www.un.org/sustainabledevelopment/ru/

CDM - Механизм чистого развития (Clean Development Mechanism)

1.ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

1.1 Исполнитель климатического проекта:	
Наименование	ООО «БерезкаГаз Иртыш»
Организационно – правовая форма	Общество с ограниченной ответственностью
Основной государственный регистрационный номер	1148601002219 Дата присвоения: 12.10.2014 г.
Адрес места нахождения	628011, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, г. Ханты-Мансийск, ул. Энгельса, д. 60
Идентификационный номер налогоплательщика	8601053322
Основной вид деятельности в соответствии с ОКВЭД	19.20.2 Разделение и извлечение фракций из нефтяного (попутного) газа 35.11 Производство электроэнергии
Сведения об осуществляемых видах экономической деятельности в соответствии с Общероссийским классификатором видов экономической деятельности	06.10 Добыча сырой нефти и нефтяного (попутного) газа 06.10.1 Добыча сырой нефти 06.10.3 Добыча нефтяного (попутного) газа 19.20 Производство нефтепродуктов 35.11 Производство электроэнергии 35.12 Передача электроэнергии и технологическое присоединение к распределительным электросетям 35.13 Распределение электроэнергии 35.14 Торговля электроэнергией 35.22 Распределение газообразного топлива по газораспределительным сетям 35.30.1Производство пара и горячей воды (тепловой энергии) 38.22.9 Обработка и утилизация опасных отходов прочих, не включенных в другие группировки 42.21 Размещение инженерных коммуникаций для водоснабжения и водоотведения, газоснабжения 42.22.1 Размещение междугородних линий электропередачи и связи 46.71 Торговля оптовая твердым, жидким и газообразным топливом и подобными продуктами 46.90 Торговля оптовая неспециализированная 47.78.6 Торговля розничная бытовым жидким котельным топливом, газом в баллонах, углем, древесным топливом, топливным торфом в специализированных магазинах

	49.41.1 Перевозка грузов специализированными автотранспортными средствами 49.50.1 Транспортирование по трубопроводам нефти и нефтепродуктов 49.50.2 Транспортирование по трубопроводам газа и продуктов его переработки 52.10.2 Хранение и складирование жидких или газообразных грузов 52.24.1 Транспортная обработка контейнеров 52.29 Деятельность вспомогательная прочая, связанная с перевозками 55.90 Деятельность по предоставлению прочих мест для временного проживания
1.2 Климатический проект	
Название	Утилизация ПНГ для выработки электроэнергии на площадке Энергокомплекс Западно-Зимнего участка
Цель проекта	Сокращение выбросов парниковых газов за счет сокращения сжигания ПНГ на ФУ и утилизации ПНГ для получения энергии
Задача проекта	Декарбонизация технологических процессов
Тип проекта	Сокращение выбросов парниковых газов
Сфера деятельности, в которой осуществляется проект, в соответствии с ОКВЭД	35.11 Производство электроэнергии
Дата начала реализации проекта	01.10.2022 [1]
Сроки реализации климатического проекта	01.10.2022 - 31.12.2038
Сроки этапов реализации проекта	1 Этап (ГПЭС-1) - 31.12.2023 [2] 2 Этап (ГПЭС-2) - 01.06.2024 [3] 3 Этап (ГПЭС-4) - 01.09.2024 [4] 4 Этап (ГПЭС-3) - 31.12.2024 [5]
Дата начала проектной деятельности	31.12.2023 [2]
Начало зачетного периода	01.01.2024
Сведения о периоде, в течение которого в результате реализации климатического проекта происходит сокращение (предотвращение) выбросов парниковых газов и (или) увеличение их поглощения (зачетный период*)	01.01.2024-31.12.2028
Планируемая дата завершения реализации климатического проекта	31.12.2038

*Зачетный период устанавливается на 5 лет с возможностью последующего продления не более двух раз на периоды не более 5 лет подряд.

2.ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОЕКТА

2.1 Место реализации проекта

ООО «Газпромнефть-Хантос» в 2017 году открыло новое, крупное по российской классификации, нефтяное месторождение на Западно-Зимнем лицензионном участке недр, расположенном в Кондинском районе Ханты-Мансийского автономного округа-Югра, извлекаемые запасы нефти которого составляют 111 млн. т. Компания присвоила новому месторождению имя Александра Жагрина в честь бывшего главы дирекции по добыче Александра Викторовича Жагрина, заслуженного работника нефтегазодобывающей промышленности ХМАО-Югры, Почетного нефтяника, внесшего значительный вклад в развитие топливно-энергетического комплекса России.

Местоположение [6]: Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, Кондинский район, Кондинское лесничество, Болчаровское участковое лесничество, Болчаровское урочище кварталы № 416, 417.

Кадастровый номер - 86:01:0703001:3102

Общая площадь - 234,2144 га.

Категория земель - Земли лесного фонда.

Лесной участок принадлежит Арендатору участка – ООО «Газпромнефть-Хантос», на правах аренды для выполнения работ по геологическому изучению недр, для разработки месторождений полезных ископаемых [7].

Арендатором, в целях размещения объекта «Энергокомплекс. ГПЭС-1, ГПЭС-2, ГПЭС-3, ГПЭС-4», предоставлено ООО «БерезкаГаз-Иртыш» (далее - БГИ) право ограниченного пользования (сервитута) земельным участком с условным кадастровым номером 86:01:0703001:3102/чэу1 в границах лесного участка с кадастровым номером 86:01:0703001:3102 [8]. Выбор места расположения ГПЭС обусловлен стеснённостью заболоченной местности, наибольшей приближенностью к центру электрических нагрузок и доступностью к точке поставки ПНГ. Эксплуатация ГПЭС будет осуществляться силами БГИ.

В июне 2023 года земельный участок с условным кадастровым номером 86:01:0703001:3102/чэу1 зарегистрирован с кадастровым номером 86:01:0703001:3971 [9].

Местоположение: Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, Кондинский район, Кондинское лесничество, Болчаровское участковое лесничество, Болчаровское урочище.

Общая площадь - 52 030 кв. м.

Категория земель - Земли лесного фонда.

Код субъекта Российской Федерации по месту нахождения климатического проекта (ОКАТО): 86.

С 01.10.2023 участок сдан Арендатором в субаренду БГИ, срок субаренды - до 19.02.2040 года [10].

Расположения объектов показано на рисунках 2.1 - 2.3.

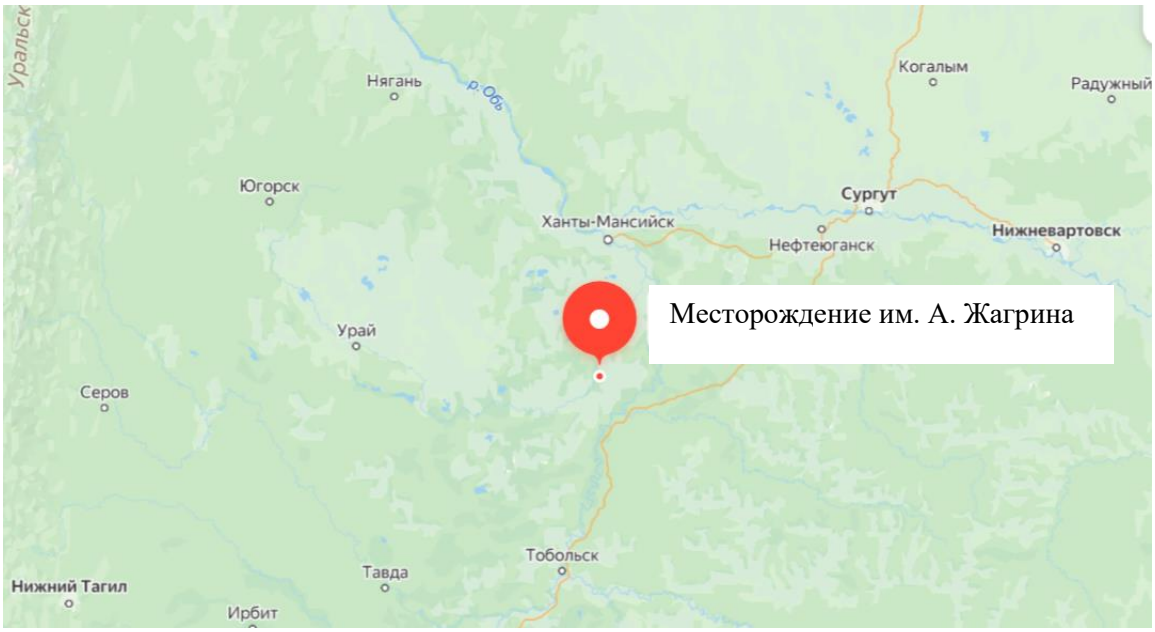


Рисунок 2.1- Расположения месторождения им. А. Жагрина на территории ХМАО-Югра

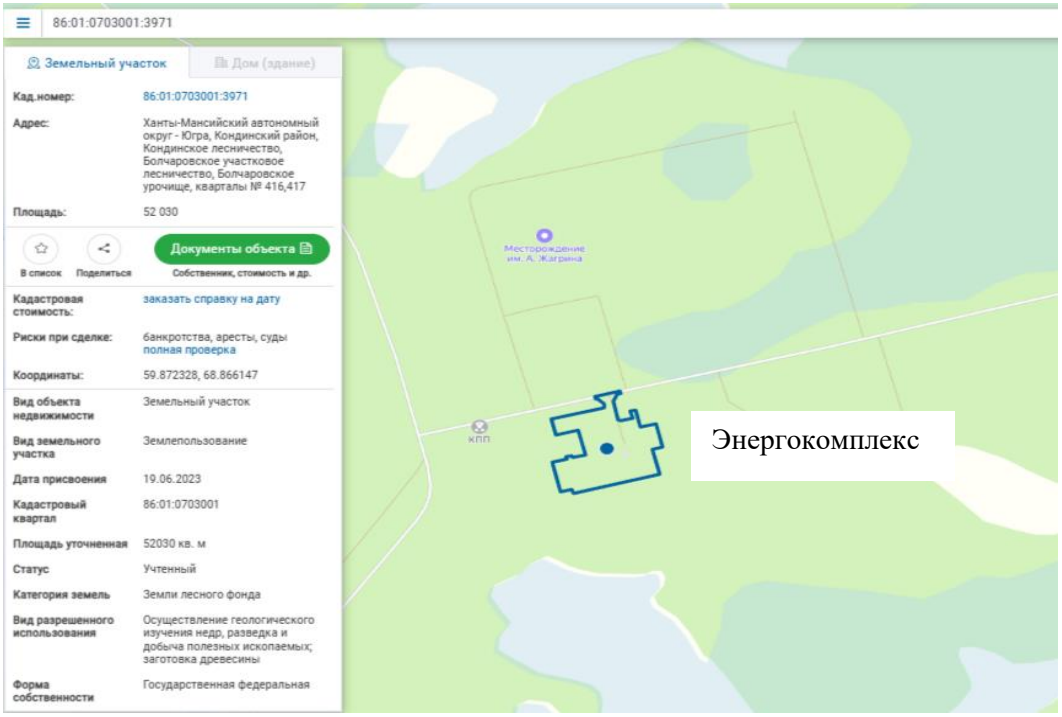


Рисунок 2.2 – Расположение Энергокомплекса

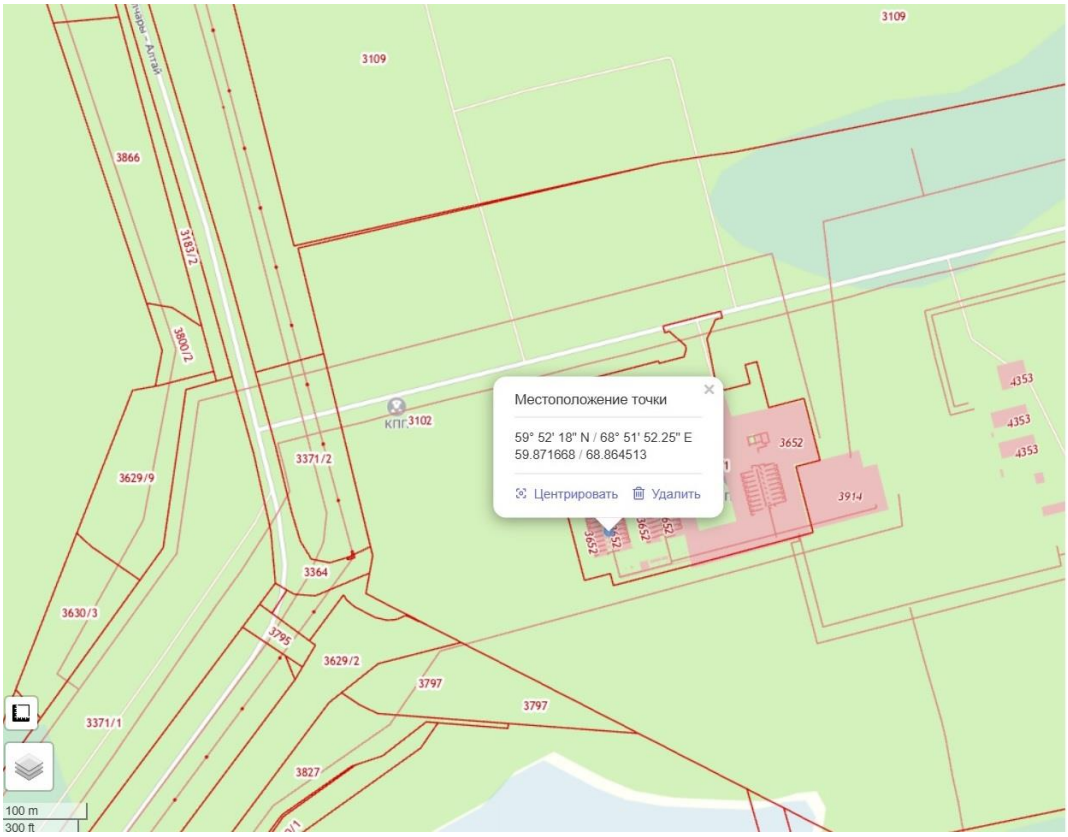


Рисунок 2.3 – Расположение ГПЭС-1, ГПЭС-2, ГПЭС-3, ГПЭС-4

2.2 Применяемые технологии, продукция и мероприятия, предусмотренные проектом

За счет бурения дополнительных кустовых добывающих скважин идет увеличение поступления газонефтяной эмульсии, которая поступает на ранее построенную УПН ЗЗЛУ месторождения им. А. Жагрина.

Производительность существующей УПН позволяет принять данный объем без дополнительного строительства или расширения оборудования. Интенсификация добычи нефти связана с увеличением количества и мощности наземного оборудования, задействованного в сборе и подготовке товарной нефти, а также с увеличением мощности погружных насосов.

С увеличением нефтедобычи увеличивается количество ПНГ, сжигаемого на ФУ, так как свободных мощностей для переработки ПНГ в районе месторождения нет.

На нефтяном месторождении ЗЗЛУ месторождения им. А. Жагрина проектом предусматривается отказ от внешнего источника энергоснабжения с переходом на производство электроэнергии с помощью ГПЭС №№ 1 - 4, в состав которых входят 54 ГПА, работающие на ПНГ.

Реализация проекта позволит максимально сократить сжигание ПНГ на ФУ с утилизацией ПНГ, используемого в качестве топлива для ГПА, вырабатывающих электрическую энергию для нужд ЗЗЛУ.

Ввод в эксплуатацию ГПЭС позволяет исключить потребление электрической энергии от внешней сети. Устанавливаемые ГПЭС обеспечат

месторождение электрической мощностью, соответствующей прогнозу потребления на месторождении, и предоставят возможность вывода из эксплуатации отдельных ГПА по мере снижения потребности в электроэнергии на месторождении.

ГПА Jenbacher JGC 420 – это 4-х тактный 20-цилиндровый газовый двигатель внутреннего сгорания с искровым зажиганием, водяным охлаждением и нагнетанием газовоздушной смеси в турбонагнетателе, приводимом в действие выхлопом. Особенностью данной модели газового двигателя является возможность эффективной длительной работы на ПНГ с большой дифференциацией компонентного состава и с минимальным снижением рабочей мощности от номинальной.

Источником газоснабжения ГПА является ПНГ, поступающий с блока подготовки газа, получаемый в свою очередь из трубопровода внешнего транспорта с блока подготовки газа УС с УПСВ и блока подготовки газа УПН Западно-Зимнего лицензионного участка. В схеме подготовки ПНГ используются существующие сепараторы ООО «Газпромнефть-Хантос». Газоснабжение ГПА выполнено по существующим трубопроводам. Для замера количества газа, сжигаемого на ФУ и передаваемого на ГПА, Технологическими регламентами УПН [13] и УС с УПСВ [14] предусмотрены СИКГ.

СИКГ на ФУ УПН [15] включают в себя:

- УФМ-С зав. №0446 (СИКГ-1 на ФВД, СИКГ-2 на ФНД):
  - счетчик газа КТМ100 РУС – 6 шт.,
  - преобразователь давления измерительный КМ35-А – 1 шт.,
  - датчик давления Метран-75 – 1 шт.,
  - датчик температуры ТСПТ – 1 шт.,
  - преобразователь температуры программируемый ТСПУ 031 – 1 шт.

СИКГ на ФУ УС с УПСВ [16] включают в себя:

- ФСУ-1 зав.№006 (СИКГ-1 на ФВД, СИКГ-2 на ФНД):
  - расходомер-счетчик Вега-Соник ВС-12 – 2 шт.,
  - преобразователь давления измерительный КМ35-А – 2 шт.,
  - датчик температуры ТСПТ – 2 шт.,
- ФСУ-2 зав. №57 (СИКГ-1/1 на ФВД, СИКГ-2/1 на ФНД):
  - расходомер-счетчик газа и пара XGF868i (Фирма «GE Sensing EMEA», Ирландия) – 2 шт.,
  - преобразователь давления измерительный КМ35-А – 2 шт.,
  - датчик температуры ТСПТ – 2 шт.

С блока фильтров газ по трубопроводу направляется в СИКГ Энергокомплекса, обеспечивающую измерение расхода газа в рабочих условиях и приведение к стандартным условиям.

СИКГ Энергокомплекса [17] включает в себя:

- расходомер-счетчик Вега-Соник ВС-12 – 1 шт.,
- датчик давления Метран-75А2 – 1 шт,
- преобразователь температуры, программируемый – 1 шт.,

В составе всех СИКГ предусмотрена возможность отбора проб ПНГ в переносной пробоотборник типа ПГО-400 (или аналог).

Конструкции оголовков ФУ УПН [18] и ФУ УС с УПСВ [19] обеспечивают бессажевое сжигание ПНГ.

Источником электроснабжения потребителей собственных нужд являются КТП СН для каждой ГПЭС. На случай полного обесточивания электростанции и аварийного останова всех генераторных установок на Энергокомплексе предусмотрены две аварийные ДЭС напряжением 6 кВ и номинальной мощностью по 1500 кВт каждая. Назначение ДЭС – обеспечить электроснабжение собственных нужд ГПЭС, критической инфраструктуры месторождения, участвующей в поставке ПНГ для Энергокомплекса, и восстановление нормальной работы ГПЭС. Работа ДЭС кратковременная, включаются станции при начальном запуске Энергокомплекса для запуска ГПЭС, а также при пропадании питания на КТП СН потребителей на время ликвидации аварийного режима на срок до 24 часов для питания собственных нужд Энергокомплекса. Расход дизельного топлива при 70% нагрузке ДЭС составляет 375 л/ч или 0,375 $м^3$/ч. Суточный расход составляет 9 $м^3$/сут. Объём топливного бака в ДЭС не менее 1000 литров, топливная система присоединена к трубопроводу, соединяющему расходный бак ДЭС с ёмкостью склада дизельного топлива ООО «Газпромнефть-Хантос» [20].

В результате выполнения работ по проекту на площадке Энергокомплекса установлены ГПЭС №№ 1 – 4, основным оборудованием которых являются газопоршневые агрегаты Jenbacher 420 GS-S.L (INNIO, Австрия, тип: JGC 420 GS-S.L, модель: JGC-420), в том числе 11 ГПА мощностью 1406 кВт, и 43 ГПА мощностью 1460 кВт в контейнерном исполнении полной заводской готовности. Состав ГПА на ГПЭС и этапы ввода объектов в эксплуатацию представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Состав ГПА на ГПЭС и этапы ввода в эксплуатацию

Объект	JGC 420, шт.						Этап ввода
	6,3 кВ	МВт	0,4 кВ	МВт	6,3 кВ	МВт	
ГПЭС - 1	7	1,46	-		10	1,406	31.12.2023 [2]
ГПЭС - 2	17	1,46	-		-		01.06.2024 [3]
ГПЭС - 3	-		3	1,46	-		31.12.2024 [5]
ГПЭС - 4	-		17	1,46	-		01.09.2024 [4]
Выходная мощность, МВт	24 ×1,46 = 35,04		20×1,46 = 29,2		10×1,406 = 14,06		78,3

3.СВЕДЕНИЯ О ПРОВЕДЕНИИ И РЕЗУЛЬТАТАХ КОНСУЛЬТАЦИЙ

Консультации посредством размещения в публичном доступе в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» информации о проекте по вопросу о целесообразности проведения проекта не проводились, ввиду отсутствия юридических и физических лиц, чьи права могут быть затронуты проектом.

4.ОПИСАНИЕ КЛИМАТИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

4.1 Цель климатического проекта

В связи с отсутствием в районе месторождения свободных мощностей для переработки ПНГ на газоперерабатывающем заводе или иных установках, увеличение нефтедобычи приводит к росту энергопотребления и увеличению количества ПНГ, сжигаемого на ФУ.

Целью климатического проекта является сокращение выбросов ПГ за счет сокращения сжигания ПНГ на ФУ и утилизации ПНГ в качестве топлива на ГПА для генерации электрической энергии.

4.2 Задача климатического проекта

Задачей климатического проекта является снижение углеродного следа технологических процессов ООО «Газпромнефть-Хантос» и ООО «БерезкаГаз Иртыш» за счет сокращения сжигания ПНГ на ФУ и полезного использования ПНГ для генерации электрической энергии.

4.3 Тип климатического проекта

Климатический проект направлен на сокращение выбросов ПГ.

Реализация мероприятий климатического проекта позволит:

– исключить необходимость сжигания ископаемого топлива на внешних источниках генерации с целью выработки дополнительной энергии для нужд месторождения,

– использовать ПНГ, добываемый на месторождении попутно с нефтью, в качестве топливного газа для ГПА,

– существенно сократить объемы ПНГ, сжигаемые на ФУ.

4.4 Перечень объектов хозяйственной и иной деятельности

Дефицит энергопотребления, возникающий при увеличении добычи нефти, будет покрываться выработкой электрической энергии на ГПА, располагаемых в центре электрических нагрузок – на площадке Энергокомплекса.

Объекты хозяйственной и иной деятельности, сопровождающейся выбросами парниковых газов включают:

– факельные установки УПН и УС с УПСВ на ЗЗЛУ месторождения им. А. Жагрина ООО «Газпромнефть-Хантос»;

– 54 газопоршневых агрегата на участке Энергокомплекса ООО «БерезкаГаз Иртыш»;

– 2 аварийные дизельные электростанции на участке Энергокомплекса ООО «БерезкаГаз Иртыш».

Иные объекты, работа которых сопровождается выбросами парниковых газов, в проекте не рассматриваются.

Проектом предусмотрено выполнение следующих работ [20]:

– инженерная подготовка;

– строительно-монтажные работы (монтаж металлоконструкций обслуживающих площадок и креплений, монтаж металлоконструкций эстакад, монтаж железобетонных лотков);

– электромонтажные работы (монтаж кабеленесущих конструкций на металлоконструкциях эстакад, прокладка кабельной продукции по кабеленесущим конструкциям и в железобетонных лотках, подключение кабельной продукции по присоединениям, монтаж КТП СН, монтаж ГПА, монтаж комплектной трансформаторной подстанции, на отходящих фидерах которой установлены рубильники с дугогасящими камерами, монтаж ДЭС, монтаж СНЭ, монтаж блока трансформатора СНЭ, монтаж блока контейнеров товарно-материальных ценностей, присоединение оборудования и сетей к контуру заземления);

– устройство релейно-защитной аппаратуры;

– монтаж приборов и систем АСУ ТП, оборудования пожарной сигнализации и СОУЭ;

– монтаж инженерно-технологических эстакад сетей газораспределения и газопотребления по подключению ГПЭС;

– строительство СИКГ в составе блока фильтров и блока измерительных линий для автоматизированного измерения расхода, объема перекачиваемого газа для коммерческого учета количества и качества газа, переданного от поставщика ООО «Газпромнефть-Хантос» в адрес потребителя ООО «БерезкаГаз Иртыш»;

– строительство пунктов редуцирования газа для каждого газопоршневого агрегата ГПА, предназначенных для снижения давления газа и поддержания его в заданных пределах независимо от расхода газа.

Потребителями электроэнергии, производимой ГПЭС ООО «БерёзкаГаз Иртыш», являются объекты ООО «Газпромнефть-Хантос», предназначенные для добычи нефти (кустовые скважины) и её подготовки к дальнейшей транспортировке, а также инфраструктура объектов, сопутствующих добыче нефти (УПН и УПСВ).

Реализация мероприятия исключает необходимость сжигания ископаемого топлива на внешних источниках генерации для выработки дополнительной энергии для нужд месторождения, обеспечивает возможность использования ПНГ, добываемого на месторождении попутно с нефтью, в качестве топливного газа для ГПА, а также позволяет существенно сократить объемы ПНГ, сжигаемые на ФУ, что суммарно приведет к сокращению выбросов ПГ.

5. ИСТОЧНИКИ ВЫБРОСОВ ПГ, СВЯЗАННЫХ С ПРОЕКТОМ (ГРАНИЦЫ ПРОЕКТА). ОБЪЕКТЫ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ГРАНИЦАХ ПРОЕКТА, ПРАВОВЫЕ ОСНОВАНИЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УКАЗАННЫХ ОБЪЕКТОВ

5.1 Источники выбросов ПГ, связанных с проектом (границы проекта)

При реализации проекта происходит, утилизация ПНГ на ГПЭС и сжигание дизельного топлива на аварийных ДЭС.

Источники неорганизованных выбросов (утечки через соединения, уплотнения) в виде отвода газа на свечу рассеивания при продувке блока фильтров, отвода избытка давления газа через предохранительные устройства блока фильтров на свечу рассеивания, отвода газа на свечу рассеивания при продувке СИКГ, стравливания газа в атмосферу через продувочные свечи при продувке газопроводов и сброса газа в атмосферу через сбросной клапан регулятора давления из рассмотрения исключены с учётом отсутствия необходимости их учёта по приказу Минприроды России № 371 [21], так как суммарно составляют менее 5% в год от суммарных выбросов [22].

К границам данного проекта относятся:

– площадки, где полученный ПНГ сжигался на факельных установках УПН и УС с УПСВ при отсутствии проектной деятельности;

– площадка Энергокомплекса, где расположена инфраструктура подготовки и утилизации ПНГ на ГПА ГПЭС.

Источником выбросов ПГ, контролируемым при реализации проекта, является стационарное сжигание топлива, а именно:

– сжигание ПНГ в двигателях ГПА;

– сжигание дизельного топлива в двигателях ДЭС.

Источники выбросов ПГ, включенные или исключенные из границ проекта, представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Источники выбросов ПГ, включенные или исключенные из границ проекта

Источник		Газ	Включен	Обоснование / объяснение
Базовая линия	Сжигание ПНГ на ФУ	CO_2	Да	Основной источник выбросов в базовой линии
		CH_4	Да	Предполагается, что сжигание на факеле приводит к неполному окислению углерода в попутном газе
		N_2O	Нет	Предполагается пренебрежимо малым
	Выбросы CO_2 от производства электроэнергии на внешних генерирующих объектах, работающих	CO_2	Да	Основной источник выбросов
		CH_4	Нет	Предполагается пренебрежимо малым
		N_2O	Нет	Предполагается пренебрежимо малым

Источник		Газ	Включен	Обоснование / объяснение
	на ископаемом топливе, которые будут замещены в результате проектной деятельности			
Проектная деятельность	Сжигание ПНГ для производства электроэнергии на ГПА	CO_2	Да	Основной источник выбросов
		CH_4	Нет	Предполагается пренебрежимо малым
		N_2O	Нет	Предполагается пренебрежимо малым
	Сжигание дизельного топлива на ДЭС	CO_2	Да	Основной источник выбросов
		CH_4	Нет	Предполагается пренебрежимо малым
		N_2O	Нет	Предполагается пренебрежимо малым
	Сжигание ПНГ на ФУ	CO_2	Да	Основной источник выбросов
		CH_4	Да	Предполагается, что сжигание на факеле приводит к неполному окислению углерода в попутном газе
		N_2O	Нет	Предполагается пренебрежимо малым
	Неорганизованные выбросы при подготовке и транспортировке ПНГ	CO_2	Нет	Предполагается пренебрежимо малым
		CH_4	Нет	Предполагается пренебрежимо малым
		N_2O	Нет	Предполагается пренебрежимо малым

5.2 Объекты хозяйственной и иной деятельности в границах проекта

На рисунке 5.1 показаны упрощенные схемы проекта до и после строительства.

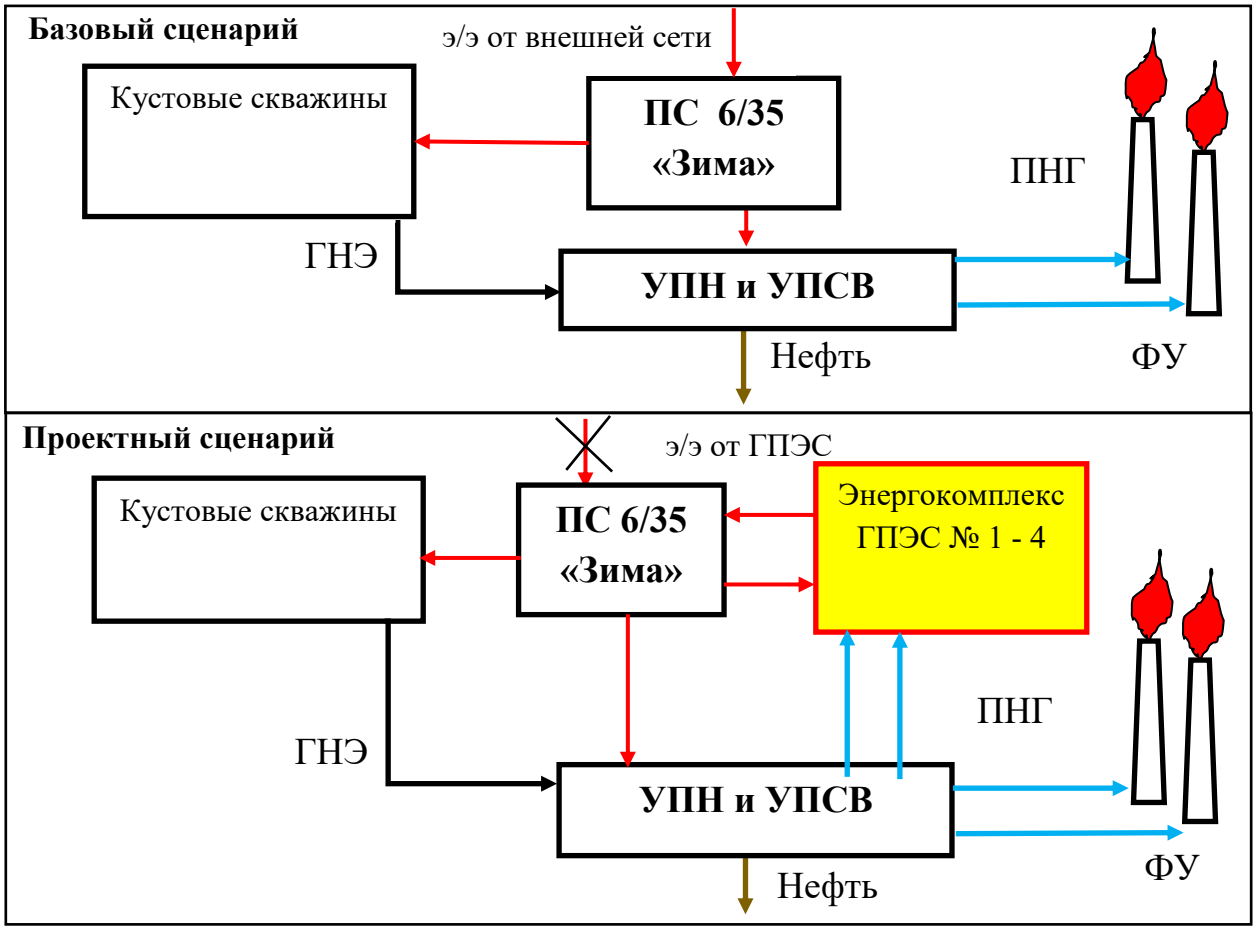
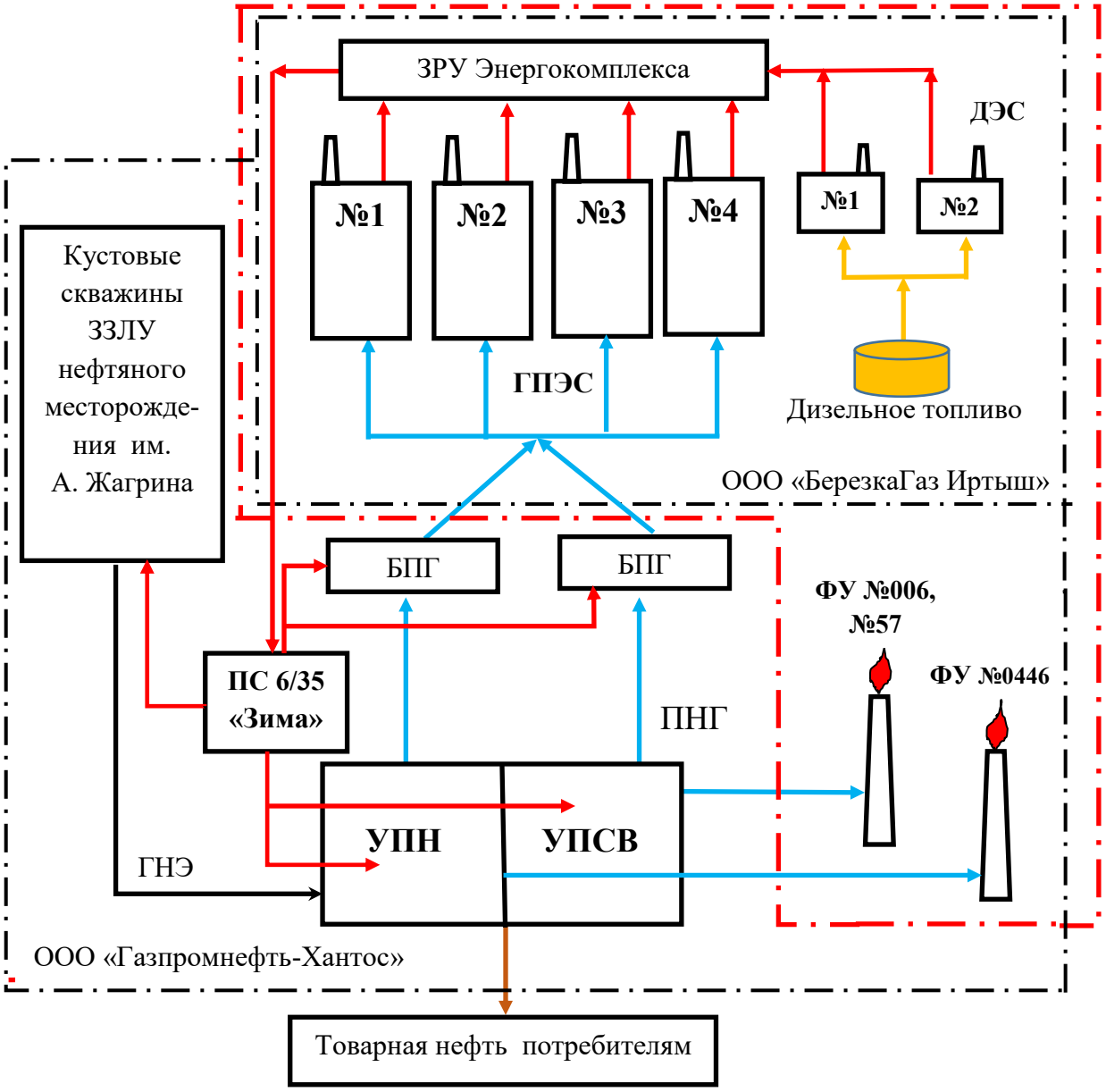


Рисунок 5.1 – Упрощенные схемы проекта до и после строительства

В границы климатического проекта включены следующие объекты хозяйственной деятельности:

- ✓ на площадке Энергокомплекса:
  - – 54 газопоршневых агрегата Jenbaher 420 в составе ГПЭС №№ 1 – 4;
  - – 2 аварийных дизельных электростанции;
- ✓ на площадке УПН и УПСВ:
  - – факельные установки.

Границы проекта представлены на рисунке 5.2.



Условные обозначения:

- - граница проекта
- - граница ответственности
- - электрическая энергия

Рисунок 5.2 – Объекты, входящие в границы проекта

5.3 Методологическое обеспечение разработки проекта

Проект разработан в соответствии с требованиями и рекомендациями ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021 [23] - документа национальной системы стандартизации в области ограничения выбросов парниковых газов, в том числе в отношении реализации климатических проектов и требованиями, установленными приказом Минэкономразвития России от 11.05.2021 № 248 [24].

Обоснование дополнительности проектной деятельности выполнено с использованием Руководства № 001 [25].

В качестве моделей функционирования в показателях выбросов ПГ, определяющих объем выбросов в базовом сценарии и в рамках реализации климатического проекта, применены методики и методические указания, установленные требованиями приказов Минприроды России от 27.05.2022 № 371 [21] и от 29.06.2017 № 330 [26] соответственно.

Согласно Распоряжению [1] рассмотрено соответствие проекта требованиям, предъявляемым к климатическим проектам, установленным приказом Минэкономразвития России [24]. Обоснования соответствия проектной деятельности критериям климатических проектов представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Обоснование соответствия критериям климатических проектов

№ п/п	Критерии отнесения проектов к климатическим проектам	Обоснование соответствия проекта требованиям, предъявляемым к климатическим проектам
1	Мероприятия проекта не противоречат требованиям федеральных законов, иных нормативных правовых актов Российской Федерации, а также законов и иных нормативных правовых актов субъектов Российской Федерации, на территории которых реализуется проект, и осуществляются в соответствии с документами национальной системы стандартизации в области ограничения выбросов парниковых газов, в том числе в отношении реализации климатических проектов, утверждение которых предусмотрено частью 3 статьи 5 Федерального закона 296-ФЗ [28].	Мероприятия проекта не противоречат требованиям федеральных законов, приказа Минэкономразвития России № 248 [24], а также Плану мероприятий по реализации Стратегии социально-экономического развития Ханты-Мансийского автономного округа - Югры до 2036 года с целевыми ориентирами до 2050 года, на территории которого реализуется проект [27]. Осуществление мероприятий проекта выполнено в соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021 [23], Руководства № 001 [25]. Количественная оценка сокращения выбросов парниковых газов проведена в соответствии с приказами Минприроды России № 371 [21] и № 330 [26].

№ п/п	Критерии отнесения проектов к климатическим проектам	Обоснование соответствия проекта требованиям, предъявляемым к климатическим проектам
2	Ожидаемыми результатами реализации проекта являются сокращение (предотвращение) выбросов парниковых газов и (или) увеличение их поглощения (рассчитанное в абсолютных и (или) удельных единицах) относительно прогнозируемого результата количественной оценки выбросов или поглощений парниковых газов при отсутствии проекта времени, в течение которого запланировано сокращение (предотвращение) выбросов ПГ и (или) увеличение их поглощения с целью выпуска в обращение углеродных единиц, за исключением случаев, когда сокращение (предотвращение) выбросов парниковых газов достигается путем сокращения хозяйственной деятельности и (или) объема производимой продукции (в натуральном выражении) исполнителя проекта.	При реализации проекта ожидается сокращение выбросов парниковых газов, рассчитанное в абсолютных единицах (т CO_2-экв.), относительно прогнозируемого результата количественной оценки выбросов при отсутствии проекта за период времени, в течении которого запланировано сокращение выбросов с целью выпуска в обращение углеродных единиц проекта. Достижение сокращения выбросов парниковых газов является исключительным результатом выполнения мероприятий проекта и не зависит от сокращения хозяйственной деятельности и объема производимой продукции, вырабатываемой исполнителем проекта.
3	Сокращение (предотвращение) выбросов парниковых газов и (или) увеличение их поглощения в течение срока реализации проекта не является результатом влияния факторов, не связанных с мероприятиями проекта.	Сокращение выбросов ПГ связано исключительно с реализацией мероприятий в рамках климатического проекта.
4	Мероприятия проекта осуществляются в дополнение к мероприятиям, направленным на выполнение предусмотренных законодательством Российской Федерации обязательных требований, действующих по состоянию на дату принятия решения об осуществлении финансового обеспечения реализации мероприятий проекта, в том числе в форме решения собрания акционеров или получения разрешения на строительство,	До проектной деятельности показатель сжигания ПНГ на ФУ ЗЗЛУ месторождения им. А. Жагрина составлял более 5 % от добычи ПНГ. Мероприятия проекта, сокращающие сжигание ПНГ на ФУ, не являются обязательными требованиями законодательства [29], [30] так как в расчете базовых выбросов объем факельного сжигания ПНГ принят в размере 5 % от прогноза добычи ПНГ на ЗЗЛУ (таблица 6.4). Использование ПНГ для получения электрической энергии не является обязательным требованием к

№ п/п	Критерии отнесения проектов к климатическим проектам	Обоснование соответствия проекта требованиям, предъявляемым к климатическим проектам
	подтвержденного соответствующей документированной информацией.	использованию топлива для работы ГПА, предусмотренным законодательством Российской Федерации, действующим по состоянию на дату принятия решение об осуществлении финансового обеспечения реализации мероприятий проекта [1].
5	Мероприятия проекта осуществляются в связи с наличием экономических условий для использования результатов его реализации, предусмотренных частью 1 статьи 11 Федерального закона [28].	Реализацию мероприятий проекта стимулирует возможность монетизации углеродных единиц, предусмотренная Федеральным законом в установленном порядке [28]. По результатам валидации климатического проекта планируется его регистрация в Реестре углеродных единиц и выпуск углеродных единиц в течение зачетного периода по результатам верификации.

Проект соответствует критериям климатических проектов.

5.4 Правовые основания осуществления деятельности с использованием указанных объектов

Земельный участок, на котором расположены ФУ УПН и УПСВ, входящие в границы климатического проекта, принадлежит ООО «Газпромнефть-Хантос» на правах аренды [7].

Земельный участок, на котором расположены ГПЭС и ДЭС, передан в субаренду ООО «БерезкаГаз Иртыш» для строительства и эксплуатации объектов Энергокомплекса [10].

Между ООО «Газпромнефть-Хантос» и ООО «БерёзкаГаз Иртыш» заключено соглашение о правах владения результатами реализации (углеродными единицами) климатического проекта. На основании заключенного соглашения 100 % сокращения выбросов парниковых газов. принадлежит ООО «БерезкаГаз Иртыш». Возможность двойного учета сокращения выбросов ПГ, потенциально достигаемых в результате проектной деятельности, в соответствии с соглашением, исключена.

6. ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОГНОЗИРУЕМОЙ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ПРИ ОТСУТСТВИИ ПРОЕКТА ЗА ПЕРИОД РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА (БАЗОВАЯ ЛИНИЯ)

6.1. Описание выбора базовой линии

Приказом Минэкономразвития России № 248 [24] установлено, что определение базовой линии осуществляется с учетом прогнозируемого уровня производственной деятельности и сведений о фактической массе выбросов парниковых газов и их поглощении за период не менее 3 лет до даты начала проектной деятельности либо с использованием других методов, указанных в документах национальной системы стандартизации в области ограничения выбросов парниковых газов.

В качестве документа национальной системы стандартизации в области ограничения выбросов парниковых газов для разработки климатического проекта применяется ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021 [23], согласно которому к «другим методам» относится метод определения базовой линии путём разработки альтернативных сценариев, основывающихся на прошлых и текущих данных в соответствии с принципами консервативности и точности, чтобы повысить уровень уверенности предполагаемых пользователей в том, что сокращения выбросов ПГ являются достоверными и незавышенными.

Определение и обоснование выбора базовой линии в проекте проводится путем разработки альтернативных сценариев, основывающихся на прошлых данных о компонентном составе и низшей теплотворной способности ПНГ, сжигаемого на ФУ не менее 3 лет до даты начала проектной деятельности за период 2021-2023 гг. [31], прогнозе добычи и использования ПНГ на ЗЗЛУ, а также на текущих данных о фактическом расходе дизельного топлива, использованного для работы ДЭС [32].

Данный подход к выбору базовой линии принят для объективного отражения точки отсчета выбросов ПГ, которая наступила бы в отсутствии климатического проекта.

6.2 Рассмотрение альтернативных сценариев

Для обоснования выбора базовой линии рассмотрены четыре альтернативных сценария, а именно:

– Альтернативный сценарий № 1. Продолжение существующей практики сжигания ПНГ на ФУ и получение электрической энергии от внешних источников энергоснабжения.

– Альтернативный сценарий № 2. Предлагаемая проектная деятельность в виде утилизации ПНГ для выработки электрической энергии на ГПЭС для нужд ЗЗЛУ с исключением внешнего энергоснабжения не реализуется в качестве климатического проекта.

– Альтернативный сценарий № 3. Использование дизельных станций для получения электрической энергии, необходимой для нужд ЗЗЛУ, с исключением внешнего энергоснабжения.

– Альтернативный сценарий № 4. Использование природного газа для работы ГПА.

Проведено рассмотрение и выбор наиболее реалистичной и правдоподобной альтернативы, не нарушающей действующие законы и правила.

Альтернативный сценарий № 1. Продолжение существующей практики сжигания ПНГ на ФУ и потребление электрической энергии от внешних источников энергоснабжения.

Для удовлетворения потребностей ЗЗЛУ в электрической энергии используется внешний источник энергоснабжения. Сценарий не требует от инициатора проекта никаких дополнительных действий. Продолжение существующей практики сжигания ПНГ на ФУ УПН и УС с УПСВ реалистично, не нарушает действующие законы и является наиболее приемлемым сценарием.

Альтернативный сценарий № 2. Предлагаемая проектная деятельность в виде утилизации ПНГ для выработки электрической энергии на ГПЭС для нужд ЗЗЛУ с исключением внешнего энергоснабжения не реализуется в качестве климатического проекта.

Предлагается деятельность, при которой прекращается потребление электроэнергии из внешней сети, а ПНГ используется в качестве топливного газа на ГПА для выработки электрической энергии, необходимой для работы кустовых добывающих скважин и инфраструктуры объектов, сопутствующих добыче нефти. ПНГ будет сжигаться на ФУ только в случаях нарушения технологического режима работы производства, приводящих к аварийным остановкам технологического оборудования, а также сбросов из технологических блоков в случае их аварийной разгерметизации. Сценарий, при котором происходит утилизация ПНГ на ГПА, реалистичен без регистрации проекта в качестве климатического и не нарушает действующие законы и правила.

Альтернативный сценарий № 3. Использование дизельных станций для получения электрической энергии, необходимой для нужд ЗЗЛУ, с исключением внешнего энергоснабжения.

Для реализации сценария необходимо установить ДЭС для покрытия требуемой мощности и обеспечить ДЭС дизельным топливом. Получение электроэнергии из внешней сети исключается. Сжигание ПНГ на ФУ будет продолжаться. Сценарий реалистичен и не нарушает действующие законы и правила.

Альтернативный сценарий № 4. Использование природного газа для работы ГПА.

Электроэнергия, необходимая для работы кустовых добывающих скважин и нужд ЗЗЛУ, производится на ГПА, на которых в качестве топлива используется природный газ. В данном сценарии продолжается сжигание ПНГ на ФУ. Сценарий не нарушает действующие законы и правила, но не реалистичен для выполнения данного проекта при низкой годовой потребности в ископаемом топливе для работы ГПА [11], [12], несоизмеримой с вложением сил и средств для прокладки газопровода в суровых климатических условиях района нефтедобычи [33], где отсутствует централизованное газоснабжение.

6.3 Идентификация препятствий (барьеров) для реализации проекта

В соответствии с установленными требованиями [24] принимается сценарий, который является наиболее вероятным в качестве базовой линии с учетом всех идентифицированных препятствий (барьеров) для реализации проекта.

Для проведения барьерного анализа используем матрицу оценки, представленную в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Матрица оценки препятствий (барьеров)

Степень влияния барьера на реализацию сценария	Шкала оценки степени влияния барьера на реализацию сценария, балл
Влияние отсутствует (Отс.)	**0**
Минимальное влияние (Мин.)	**1**
Допустимое влияние (Доп.)	**2**
Значительное влияние (Знач.)	**3**
Высокое влияние (Выс.)	**4**

Из 4-х рассмотренных сценариев, не нарушающих действующие законы и правила, для дальнейшего проведения барьерного анализа проходят только альтернативные сценарии № 1, № 2 и № 3. Идентификация препятствий (барьеров) для реализации проекта представлена в таблице 6.2.

В результате идентификации и оценки препятствий (барьеров) наиболее вероятным в качестве базовой линии является Альтернативный сценарий № 1 (Продолжение существующей практики сжигания ПНГ на ФУ и получение электрической энергии от внешних источников энергоснабжения). Данный сценарий является наиболее экономически привлекательной, реалистичной и правдоподобной альтернативой, не нарушающей действующие законы и правила.

Таблица 6.2 - Идентификация препятствий (барьеров) для реализации проекта

№ п.п.	Возможные барьеры для реализации проекта	Влияние барьеров на реализацию мероприятий:					
		Альтернативный сценарий № 1		Альтернативный сценарий № 2		Альтернативный сценарий № 3	
		Сжигание ПНГ на ФУ с внешним энергоснабжением (Продолжение существующей практики)	степень/ кол-во баллов	Утилизация ПНГ для выработки электрической энергии на ГПЭС для нужд ЗЗЛУ с исключением внешнего энергоснабжения	степень/ кол-во баллов	Использование ДЭС для получения электрической энергии, необходимой для нужд ЗЗЛУ с исключением внешнего энергоснабжения	степень/ кол-во баллов
а)	технические (возможность реализации технологии)	Технически сценарий реализовать возможно. Для реализации сценария не требуется выполнение дополнительных действий	Отс./ **0**	Технически сценарий реализовать возможно, но для этого требуется выполнение значитель-ных действий. При планируемой нагрузке 78,3 МВт для реализации сценария необходимо установить 54 ГПА и подключить к ним трубопроводы ПНГ от УПН и УПСВ	Выс./**4**	Технически сценарий реализовать возможно, для этого требуется выполнение минималь-ных действий. При планируемой нагрузке 78,3 МВт для реализации сценария необходимо установить 8 высоковольтных Энергокомплексов ДЭС, мощностью по 10 МВт каждый [34]	Доп./**2**
б)	технологические (доступность технологии)	Технология сжигания ПНГ на ФУ доступна	Отс./ **0**	Технологии утилизации ПНГ на ГПА для выработки энергии и сжигания ПНГ на ФУ доступны	Отс./ **0**	Технологии сжигания дизтоплива на ДЭС и сжигания ПНГ на ФУ доступны	Отс./ **0**
в)	регуляторные (наличие нормативных ограничений на применение технологии)	При реализации сценария существуют ограничения по количеству предельно допустимого значения показателя сжигания на ФУ, которое должно составлять не более 5 %	Знач./**3**	Реализация сценария сокращает сжигание ПНГ на ФУ. При установлении нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух нормативные	Доп./**2**	При реализации сценария существуют ограничения по количеству предельно допустимого значения показателя сжигания на ФУ, которое должно составлять не более 5 % от	Доп./**2**

		от объема ПНГ, добытого на ЗЗЛУ [29] Нормативы допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух установлены		ограничения на использование ПНГ в качестве топлива для работы ГПА допустимы.		объема ПНГ, добытого на ЗЗЛУ [29] При установлении нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный нормативные ограничения на использование ДТ для работы ГПА допустимы.	
г)	экономические (доступность финансовых ресурсов)	Для реализации сценария затраты финансовых ресурсов не требуются	Отс./ **0**	Для реализации сценария необходимы финансовые ресурсы для закупки импортных ГПА Jenbacher 420 GS-S.L (INNIO, Австрия), строительства и монтажа Энергокомплекса	Выс./**4**	Для реализации сценария необходимы финансовые ресурсы для закупки ДЭС, строительства и монтажа Энергокомплекса, а также затраты на логистику доставки дизельного топлива	Доп./**2**
д)	социально-экологические (уровень воздействия на окружающую среду и местные сообщества)	Реализация сценария не увеличивает существующие выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух при сжигании ПНГ на ФУ, в связи с тем, что объект находится на удалении от жилой застройки, зон отдыха и земель природоохранного значения, уровень воздействия на окружающую среду и местные сообщества остается допустимым	Отс./ **0**	Реализация сценария исключает существующие выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух при сжигании ПНГ на ФУ. Уровень воздействия проекта на окружающую среду и местные сообщества при сжигании ПНГ на ГПА допустим. На основании расчетов определен размер санитарно-защитной зоны для предприятия, как по фактору химического, шумового воздействия, так и по совокупности	Доп./**2**	Реализация сценария увеличивает существующие выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух, так как, кроме выбросов загрязняющих веществ от сжигания ПНГ на ФУ, происходят выбросы загрязняющих веществ при сжигании ДТ на ДЭС, а также выбросы загрязняющих веществ от сжигания топлива двигателями автоцистерн при доставке ДТ, необходимого для работы ДЭС.	Доп./**2**

				факторов и составляет 2900 м. Жилая застройка, зоны отдыха, земли природоохранного значения в санитарно-защитную зону не попадают. Ограничения по организации санитарно-защитной зоны отсутствуют [33]		В связи с тем, что жилая застройка, зоны отдыха, земли природоохранного значения в санитарно-защитную зону не попадают. уровень воздействия на окружающую среду и местные сообщества при сжигании ДТ на ГПА допустим	
е)	квалификационные (доступность необходимых компетенций для реализации технологии)	Компетенции, необходимые для реализации технологии, доступны. Персонал ГПН-Х обладает необходимым опытом и компетенциями, так как сценарий является продолжением существующей практики	Отс./ **0**	Компетенции, необходимые для реализации технологии, доступны. Персонал ГПН-Х*, эксплуатирующий ФУ, обладает опытом и необходимыми компетенциями. Персонал БГИ, эксплуатирующий ГПЭС, обладает опытом и необходимыми компетенциями	Отс./ **0**	Компетенции, необходимые для реализации технологии, доступны. Персонал ГПН-Х, эксплуатирующий ФУ, обладает опытом и необходимыми компетенциями. Персонал БГИ, эксплуатирующий, ДЭС обладает опытом и необходимыми компетенциями	Отс./ **0**
		ИТОГО:	**3**		**12**		**8**

*ГПН-Х - ООО «Газпромнефть-Хантос»

При установлении базовой линии проекта проведено выявление всех реалистичных и достоверных альтернативных сценариев предлагаемой проектной деятельности, исключение альтернатив, не соответствующих законодательным или нормативным требованиям, а также идентификация и оценка препятствий (барьеров).

6.4 Оценка дополнительности

Обоснование и оценка дополнительности проектной деятельности, в соответствии с положениями Руководства [25], предусматривает поэтапный подход, который включает:

✓ Этап 0. Предварительный этап:

(0.1) Проверка того, является ли предлагаемая проектная деятельность «прорывной»;

(0.2) Проверка того, является ли предлагаемая проектная деятельность распространенной практикой.

✓ Этап 1. Выявление альтернатив проектной деятельности;

✓ Этап 2. Обоснование дополнительности:

Вариант 1. Обоснования того, что предлагаемая проектная деятельность не является:

- или наиболее экономически или финансово привлекательной;
- или экономически или финансово возможной без учета средств от продажи углеродных единиц.

Вариант 2. Выявление барьеров для реализации проектной деятельности.

✓ <u>Этап 0. Предварительный этап.</u>

На предварительном этапе проводится проверка того, включены ли технологии, которые планируется использовать в проектной деятельности в список новых перспективных технологий, для которых отсутствуют механизмы государственной поддержки (этап 0.1) или в список проектов распространённой практики (этап 0.2).

Официальные утвержденные списки новых перспективных технологий и проектов распространенной практики, согласованных с профильными отраслевыми министерствами отсутствуют, в связи с чем предварительный этап подтверждения дополнительности данного проекта не применим.

✓ <u>Этап 1. Выявление альтернатив проектной деятельности</u>

В результате определения альтернатив проектной деятельности, которые соответствуют обязательным законодательным и нормативным актам, проведенного в 6.2, выявлены реалистичные и обоснованные альтернативные сценарии, обеспечивающие результаты, сопоставимые с предлагаемой проектной деятельностью.

Этап 2. Вариант 1. Обоснования того, что предлагаемая проектная деятельность не является или наиболее экономически или финансово привлекательной, или экономически или финансово возможной без учета средств от продажи углеродных единиц (Инвестиционный анализ).

Для демонстрации дополнительности проектной деятельности, в соответствии с [25], была рассчитана ставка внутренней нормы доходности на основе формулы, указанной в инструменте CDM[1].

Внутренняя норма доходности (Internal Rate of Return, далее – IRR), – это показатель инвестиционной эффективности проекта, представляющий собой ставку дисконтирования, при которой сумма дисконтированных денежных потоков от проекта равна нулю (т.е. чистая приведенная стоимость (Net Present Value, далее – NPV) = 0).

IRR отражает предельную доходность проекта: максимальную ставку, при которой проект остается экономически целесообразным.

Расчет IRR проекта осуществляется по формуле:

$$NPV = \sum_{t=0}^{n} (CF_t / (1+IRR)^t) = 0 \quad , \qquad (6.0)$$

где

CF_t - чистый денежный поток в период t;

n - горизонт планирования;

IRR - внутренняя норма доходности.

В качестве инструмента для определения дополнительности проекта использован сравнительный анализ с эталонным финансовым сценарием (далее - бенчмарк-анализ) [25, Вариант 1.3]. Применяемый бенчмарк-анализ должен соответствовать типу рассчитываемого IRR. В качестве подходящих показателей бенчмарк-анализа для IRR проекта рассматриваются местные коммерческие процентные ставки по кредитам или средневзвешенная стоимость капитала (Weighted Average Costs of Capital, далее - WACC) компании. В случае, если IRR проекта ниже местных коммерческих ставок по кредитам или WACC, то это свидетельствует о финансовой непривлекательности проекта, что подтверждает его дополнительность.

В качестве показателя бенчмарк-анализа для оценки дополнительности проектной деятельности были выбраны средневзвешенные процентные ставки по кредитам, предоставленным кредитными организациями нефинансовым организациям нефтегазового сектора за период с октября 2022 года по декабрь 2024 года. Данные являются публичными и доступны на официальном сайте Центрального Банка Российской Федерации[2].

---

[1] TOOL27 Methodological tool. Investment analysis, Version 14.0, URL: https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-27-v14.0.pdf

[2] Средневзвешенные процентные ставки по кредитам в рублях, предоставленным кредитными организациями нефинансовым организациям (в разрезе разделов ОКВЭД2) / Центральный Банк Российской Федерации. URL: https://www.cbr.ru/vfs/statistics/pdko/int_rat/loans_nonfin_by_activity.xlsx

Основными источниками информации о капитальных и операционных затратах, величине амортизации, чистом оборотном капитале и налогах на имущество по проектному сценарию стали договоры на подготовку и реализацию мероприятий проекта [20], а также внутренняя документация Исполнителя.

Возможная прибыль была рассчитана на основании взаимных договоров о возможных прогнозных ценах на реализацию ресурсов.

Результаты оценки IRR проекта и сравнение с средневзвешенной процентной ставкой по кредитам, предоставленным кредитными организациями нефинансовым организациям нефтегазового сектора, приведены в Таблице 6.2.1

Таблица 6.2.1 - Внутренняя норма доходности проекта (IRR) и средневзвешенная процентная ставка по кредитам, предоставленным кредитными организациями нефинансовым организациям нефтегазового сектора

Показатель	Ставка
Внутренняя доходность проекта (IRR)	- 10,20%
Средневзвешенная процентная ставка по кредитам, предоставленным кредитными организациями нефинансовым организациям нефтегазового сектора за период с октября 2022 года по декабрь 2024 года	15,19%

Значение внутренней доходности проекта (IRR) существенно ниже средневзвешенной процентной ставки по кредитам, предоставленным кредитными организациями нефинансовым организациям нефтегазового сектора за период с октября 2022 года по декабрь 2024 года, что свидетельствует о низкой финансовой привлекательности проектной деятельности и подтверждает её дополнительность.

Для доказательства того, что выводы о финансовой/экономической привлекательности не зависят от колебаний основных предпосылок, в разумных пределах проведен анализ чувствительности.

Компании в рамках своей операционной деятельности реализуют между собой ПНГ и выработанную электроэнергию через взаимные договоры. В результате основными предпосылками оценки дополнительности, которые могут изменяться, являются:

– изменения в объемах поставки ПНГ для выработки электрической энергии;

– изменение в потребности электрической энергии, вырабатываемой из поставляемого ПНГ.

В рамках оценки чувствительности диапазон изменения данных принят от -10 до +10% по каждой из предпосылок.

Таким образом, анализ чувствительности показывает, что при разумных изменениях основных предпосылок проект остается финансово непривлекательным. Это связано с тем, что ставка внутренней нормы доходности ниже порогового уровня средневзвешенной процентной ставки по кредитам, предоставленным кредитными организациями нефинансовым организациям нефтегазового сектора за период с октября 2022 года по декабрь 2024 года (15,19%).

✓ Этап 2. Вариант 2. Выявление барьеров для реализации проектной деятельности

В связи с выявлением реалистичных и обоснованных альтернативных сценариев, обеспечивающих результаты, сопоставимые с предлагаемой проектной деятельностью, в 6.3 проведено обоснование дополнительности проектной деятельности с применением инструмента барьерного анализа.

В результате проведенного барьерного анализа альтернативных сценариев в качестве сценария проектной деятельности принимается Альтернативный сценарий № 2 (Утилизация ПНГ для выработки электрической энергии на ГПЭС для нужд ЗЗЛУ), для реализации которого выявлено наличие технических и значительных экономических барьеров, которые препятствовали бы осуществлению проектной деятельности, но при этом не помешают её реализации, а регистрация проектной деятельности в реестре в качестве климатического проекта устранит выявленные барьеры.

Требования дополнительности проектной деятельности выполняются. Проект является дополнительным, так как он не был бы реализован без механизмов климатического проекта.

6.5. Сроки зачетного периода

Временной период действия базовой линии и отчетный период должны быть достаточно продолжительными, чтобы обеспечить учет изменчивости моделей функционирования в показателях выбросов базовой линии по ПГ и в рамках проекта. Зачетный период в соответствии с требованиями [24] не должен превышать период, для которого базовая линия является наиболее вероятным сценарием с учётом нормативных сроков эксплуатации.

В проекте зачетный период определяется остаточным ресурсом ФУ УПН и УС с УПСВ.

При прекращении подачи газа на Энергокомплекс от УПН, согласно технологического регламента [13], сжигание газа производится на факельной установке типа УФМ-С-0,3-0,1-25 (зав. № 0446), эксплуатируемой с

28.12.2021 года. Срок службы установки не менее 20 лет [18]. На начало зачетного периода (01.01.2024 г.) остаточный ресурс составляет 18 лет, что позволяет осуществлять проектную деятельность с выбранным базовым сценарием в течении зачетного периода.

При прекращении подачи газа на Энергокомплекс от УС с УПСВ, согласно технологического регламента [14], сжигание газа производится на ФСУ типа УФМС-200/50 (зав. № 57), эксплуатируемой с 16.03.2021 года. Средний срок службы установки не менее 10 лет [19]. Остаточный ресурс ФУ на начало зачетного периода (01.01.2024 г.) более 7 лет, что позволяет осуществлять проектную деятельность выбранного базового сценария в течении 5 лет, с 01.01.2024 по 31.12.2028.

На основании оценки остаточного ресурса ФУ, зачетный период, в соответствии с требованием [24], устанавливается на 5 лет, с 01.01.2024 по 31.12.2028, с возможностью последующего продления не более двух раз на периоды не более 5 лет подряд, при условии соответствия остаточного ресурса факельной установки УФМС-200/50 (зав. № 57) данным срокам по результатам заключения экспертизы промышленной безопасности, проведенной в порядке, установленным Федеральным законом №116-ФЗ [35].

Планируемая дата завершения реализации проекта 31.12.2038 г.

6.6 Описание количественной оценки выбросов до реализации проектной деятельности

Количественная оценка выбросов парниковых газов до реализации проектной деятельности проведена в соответствии с методиками и методическими указаниями, утвержденными приказами Минприроды России № 371 [21] и № 330 [26] соответственно.

До реализации проекта ПНГ сжигается на ФУ, а кустовые скважины, оборудование УПН и УПСВ ЗЗЛУ получают электропитание от внешней сети ОЭС Урала. Базовый уровень выбросов ПГ проекта зависит от объема сжигания ПНГ на ФУ и косвенных энергетических выбросов, образующихся при сжигании топлива на внешних генерирующих объектах, поставляющих электроэнергию для нужд ЗЗЛУ.

Базовый уровень выбросов ПГ определяется по формуле:

$$BE_y = BE_{факел,y} + BE_{ген.,\ k,\ y}, \quad (6.1)$$

где

BE_y - базовые выбросы ПГ за период y, т CO_2-экв.;

$BE_{факел,y}$ - базовые выбросы ПГ при сжигании ПНГ на ФУ за период y, т CO_2-экв.;

$BE_{ген.,\ k,\ y}$ - базовые косвенные энергетические выбросы ПГ при сжигании топлива на внешних генерирующих объектах,

поставляющих электроэнергию для нужд ЗЗЛУ, расположенного в энергосистеме *k,* за период *y*, т CO_2;

k - ОЭС Урала;

y - отчетный период, год.

Сжигание в факелах

Базовый уровень выбросов ПГ зависит от объема сжигания ПНГ на ФУ и рассчитывается по формуле:

$$BE_{факел,y} = \sum_{i=1}^{2} (FC_{факел,\ y} \times EF_{факел,\ i,\ y}) \ , \qquad (6.2)$$

где

$BE_{факел,y}$ - выбросы ПГ от сжигания ПНГ на ФУ за период *y*, т CO_2-экв.;

$FC_{факел,\ y}$ - расход ПНГ на ФУ за период *y*, тыс. м^3;

$EF_{факел,\ i,\ y}$ - коэффициент выбросов *i*-парникового газа от сжигания ПНГ на ФУ за период *y*, т CO_2/тыс. м^3;

i - вид парникового газа (CO_2, CH_4);

y - отчетный период, год.

В расчете базовых выбросов от факельного сжигания ($FC_{факел,y}$) расход ПНГ на ФУ принимается в размере 5 процентов от прогноза добычи ПНГ, в связи с тем, что до начала проектной деятельности показатель сжигания ПНГ превышал допустимое значения использования газа от добычи ПНГ, установленного ЦКР Роснедр по УВС [30], а после реализации проектной деятельности он будет соответствовать установленному значению.

Планируемый расход ПНГ, сжигаемого на ФУ в 2024-2038 гг., представлен в таблице 6.3.

Таблица 6.3 –Планируемый расход ПНГ, сжигаемого на ФУ

Год	Прогноз добычи ПНГ, тыс. м^3	Прогноз расхода ПНГ (FC_y) тыс. м^3 (5%)
2024	318 000	15 900
2025	286 300	14 315
2026	234 400	11 720
2027	213 200	10 660
2028	197 400	9 870
2029	261 900	13 095
2030	258 100	12 905
2031	234 500	11 725
2032	202 800	10 140
2033	195 400	9 770
2034	184 500	9 225
2035	163 900	8 195
2036	150 800	7 540
2037	138 200	6 910
2038	127 000	6 350

Коэффициент выбросов CO_2 от сжигания ПНГ на ФУ ($EF_{CO2,y}$), в соответствии с [21], рассчитывается по формуле:

$$EF_{CO2,y}=\left(W_{CO2,y} + \sum_{i=1}^{n}(W_{i,y} \times n_{C,i}) \times (1 - CF_y)\right) \times \rho_{CO2} \times 10^{-2}, \quad (6.3)$$

где

$EF_{CO2,y}$ - коэффициент выбросов CO_2 от сжигания ПНГ на ФУ за период y, т CO_2/тыс. м^3;

$W_{CO2,y}$ - содержание CO_2 в ПНГ за период y, % об.

$W_{i,y}$ - содержание i-компонента (кроме CO_2) в ПНГ, % об.

$n_{C,i}$ - количество молей углерода на моль i-компонента ПНГ;

CF_y - коэффициент недожога ПНГ на ФУ за период y, принимается равным 0,0006 [21], доля.

ρ_{CO2} - плотность диоксида углерода (CO_2), принимается равной 1,8393 кг/м^3 [21].

Коэффициент выбросов CH_4 от сжигания ПНГ на ФУ, в соответствии с [21], рассчитывается по формуле:

$$EF_{CH4,y} = W_{CH4,y} \times CF_y \times \rho_{CH4} \times 10^{-2} \quad (6.4)$$

где

$EF_{CH4,y}$ - коэффициент выбросов CH_4 от сжигания ПНГ на факельной установке за период y, т CH_4/тыс. м^3;

$W_{CH4,j,y}$ - содержание CH_4 в ПНГ за период y, % об.

CF_y - коэффициент недожога ПНГ на факельной установке за период y, доля (принимается равной 0,0006) [21];

ρ_{CH4} - плотность метана (CH_4), кг/м^3 (0,6680 кг/м^3) [21].

Для консервативности расчетов в базовой линии компонентный состав ПНГ определяется как среднее значение результатов протоколов ежеквартальных измерений состава ПНГ первой ступени сепарации, сжигаемого на ФУ УС с УПСВ за 2021-2023 гг. [31]. Анализы выполнены аккредитованной лабораторией [36] с использованием официально утвержденных методик и лабораторного оборудования, поверенного, откалиброванного и проходящего техническое обслуживание в соответствии с требованиями законодательства.

Косвенные энергетические выбросы

В базовом сценарии данного проекта отсутствует энергоблок собственных нужд, а электроэнергия, необходимая для работы кустовых скважин и инфраструктуры получения ПНГ на УПН и УПСВ, поставляется из внешней электрической сети.

В соответствии с методическими указаниями, утвержденными приказом

Минприроды России №330 [26] количественное определение косвенных энергетических выбросов отражает среднюю интенсивность выбросов парниковых газов на объектах, генерирующих электрическую энергию, которая потребляется организацией.

Определение объема косвенных энергетических выбросов по региональному методу при потреблении электрической энергии выполняется по формуле:

$$BE_{ген., k, y} = EC_{k, y} \times EF_{рег, CO2, эл, k, y} \times 10^{-3}, \quad (6.5)$$

где

$BE_{ген., k, y}$ - объем косвенных энергетических выбросов CO_2, определенный в соответствии с региональным методом при потреблении организацией, расположенной в энергосистеме *k,* электрической энергии, полученной от внешних генерирующих объектов, за период времени *y*, т CO_2;

$EC_{k, y}$ - потребление организацией, расположенной в энергосистеме *k*, электрической энергии, полученной от внешних генерирующих объектов, за период времени *y*, МВт·ч;

$EF_{рег, CO2, эл, k, y}$ - региональный коэффициент косвенных энергетических выбросов CO_2 при потреблении организацией, расположенной в энергосистеме *k,* электрической энергии, полученной от внешних генерирующих объектов, за период времени *y*, кг CO_2/МВт·ч.;

k - ОЭС Урала, в которой расположены объекты организации, находящиеся в Кондинском районе ХМАО-Югра;

y - отчетный период, год.

В базовой линии объем потребления электрической энергии от внешних генерирующих объектов ($EC_{k,y}$), в соответствии с проектной документацией [20], определяется по формуле:

$$EC_y = (FC_{,y} \times 1000 \times NCV \times \eta)/3600 \quad (6.6)$$

где

EC_y - объем потребления электрической энергии, полученной ЗЗЛУ от внешних генерирующих объектов за период у, МВт·ч;

$FC_{,y}$ - прогноз расхода ПНГ на ЗЗЛУ за период у, тыс. $м^3$ (таблица 6.3);

NCV - низшая теплотворная способность ПНГ за 2021-2023гг. [31], МДж/$м^3$;

η - электрический КПД ГПА, доля [20];

y - отчетный период, год.

В результате выполнения мероприятий проекта потребление внешней электрической энергии замещается генерацией на ГПЭС.

При реализации мероприятий проекта расчет объема возможного потребления замещаемой электроэнергии из внешней сети будет определяться по 5 % расхода ПНГ от объема фактически извлеченного газа, фактическим значениям низшей теплотворной способности ПНГ и электрического КПД ГПА за отчетный период.

Значение регионального коэффициента косвенных энергетических выбросов CO_2 ($EF_{рег,CO2,эл,k,y}$) принимается согласно инструмента CDM TOOL05 [37]. Использование информации из инструмента CDM обусловлено отсутствием в открытых источниках РФ исходных данных для проведения расчета и отсутствием лигитимных сводных данных, по следующим обстоятельствам:

– коммерческий оператор Оптового рынка электрической энергии и мощности АО «АТС» реализует расчеты параметров функционирования электроэнергетического рынка, в том числе и интегрального значения регионального коэффициента выбросов ПГ в разрезе ценовых зон, в одну из которых входит ОЭС Урала (Первая ценовая зона), однако, данные расчеты ведутся в пилотном режиме, а публикация коэффициента выбросов на сайте АО «АТС» [38] осуществляется в информационных целях в качестве экспертной оценки и не может рассматриваться как установление факта или рекомендация совершать какие-либо действия.

Инструментом TOOL05 [37, п. 20 (b) (i)], определена возможность использования консервативного значения регионального коэффициента косвенных энергетических выбросов $EF_{рег,CO2,эл,k,y}$ = 0,4 т CO_2/МВт·ч при условии, что электроэнергия поставляется из электросетей, в которых гидроэлектростанции составляют менее 50 % от среднего значения общего объема выработки электроэнергии в сети за пять последних лет, а потребление электроэнергии из сети применяется только к источникам потребления электроэнергии по базовому сценарию, но не к источникам потребления электроэнергии по проекту или утечке.

Согласно ежегодным отчетам АО «СО ЕЭС» о функционировании энергосистемы России [39] средняя доля гидроэлектростанций в ОЭС Урала за период 2019-2023 гг. составляет 2,89 %, а за период 2020-2024 гг. - 3,06 % без перспективы увеличения более 50 % в будущем, что позволяет использовать в проекте коэффициент, предлагаемый инструментом TOOL05 для расчета базовой линии на весь зачетный период.

Базовые выбросы ПГ выражаются в CO_2-эквиваленте с учетом потенциалов глобального потепления парниковых газов, согласно Распоряжения Правительства № 2979-р [40]. Расчет выбросов ПГ, в соответствии с приказом Минприроды России № 371 [21], выполняется по формуле:

$$BE_{CO2e,y} = BE_y \times GWP_{CO2,y}\,, \qquad (6.7)$$

где

$BE_{CO2e,y}$ - эквивалентные выбросы CO_2 в базовой линии за период y, т CO_2-экв.;

BE_y - выбросы CO_2 в базовой линии за период y, т;

$GWP_{CO2,y}$ - потенциал глобального потепления - коэффициент пересчета величин выбросов CO_2 в эквивалент диоксида углерода, т CO_2-экв./т [40];

y - отчетный период, год.

Расчет прогнозируемых выбросов ПГ по базовому сценарию представлен в Приложении А.

Результаты расчетов выбросов ПГ по базовому сценарию представлены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Результаты расчетов выбросов ПГ по базовому сценарию

Год реализации проекта (зачетный период)	Выбросы ПГ в базовой линии, т CO_2-экв.
2024	66 612
2025	60 000
2026	49 121
2027	44 687
2028	41 357
Итого за период 2024-2028 гг. (1-й период):	**261 777**
2029	54 870
2030	54 075
2031	49 141
2032	42 486
2033	40 939
Итого за период 2029-2033 гг. (2-й период):	**241 511**
2034	38 659
2035	34 352
2036	31 613
2037	28 951
2038	26 609
Итого за период 2034-2038 гг. (3-й период):	**160 184**
Всего за период 2024-2038 гг.:	**663 472**

Сбор первичных данных для расчета базовой линии, а также контроль возможного изменения значения регионального коэффициент косвенных энергетических выбросов включены в раздел 9.

7.ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТА КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ПЛАНИРУЕМЫХ К СОКРАЩЕНИЮ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В РЕЗУЛЬТАТЕ РЕАЛИЗАЦИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПРОЕКТА (ПРОЕКТНЫЙ СЦЕНАРИЙ)

7.1 Описание формул, используемых для оценки выбросов, предусмотренных проектным сценарием

При реализации проекта учитываются следующие источники проектных выбросов:

– выбросы ПГ, образующиеся при утилизации ПНГ (стационарное сжигание) на ГПА ГПЭС;

– стационарное сжигание дизельного топлива при работе аварийных ДЭС на ГПЭС (при необходимости);

– стационарное сжигание ПНГ на ФУ при прекращении подачи газа на Энергокомплекс.

Количественная оценка выбросов ПГ, предусмотренных проектным сценарием, проведена в соответствии с методиками, утвержденными приказом Минприроды России № 371 [21].

С целью обеспечения функциональной эквивалентности количественной оценки выбросов ПГ, рассчитанных в базовой линии, с количественной оценкой выбросов ПГ в результате проектной деятельности, использована информация по прогнозу расхода ПНГ для работы ГПЭС на период 2024-2038 гг. (таблица 6.3).

Расчет выбросов ПГ в проектном сценарии включает в себя выбросы ПГ, образующиеся при утилизации ПНГ на ГПЭС, возможное сжигание дизельного топлива при работе аварийных ДЭС и выполняется по формуле:

$$PE_y = PE_{ГПЭС,y} + PE_{ДЭС,y} + PE_{факел,y}, \quad (7.1)$$

где

PE_y - выбросы ПГ по проектному сценарию за период у, т CO_2;

$PE_{ГПЭС,y}$ - выбросы ПГ по проектному сценарию от утилизации ПНГ на ГПА ГПЭС (стационарное сжигание) за период *y*, т CO_2;

$PE_{ДЭС,y}$ - выбросы ПГ по проектному сценарию от сжигания дизельного топлива на аварийных ДЭС (стационарное сжигание) за период *y*, т CO_2;

$PE_{факел,y}$ - выбросы ПГ по проектному сценарию при сжигании ПНГ на ФУ за период *y*, т CO_2-экв.;

y - период расчета, год.

Стационарное сжигание ПНГ на ГПЭС

Выбросы ПГ по проектному сценарию от стационарного сжигания ПНГ на ГПЭС рассчитываются по формуле:

$$PE_{ГПЭС,y} = FC_{ГПЭС,,y} \times EF_{CO2,y} \times OF_y\,, \quad (7.2)$$

где

$PE_{ГПЭС,y}$ - выбросы ПГ по проектному сценарию от утилизации ПНГ на ГПЭС (стационарное сжигание) за период y, т CO_2;

$FC_{ГПЭС,\,y}$ - расход ПНГ на ГПЭС за период y (таблица 6.3), тыс. м^3;

$EF_{CO2,y}$ - коэффициент выбросов CO_2 от ПНГ за период y, т CO_2/тыс. м^3;

OF_y - коэффициент окисления ПНГ. Принимается для всех видов газообразного топлива по умолчанию равным 1,0 [21];

y - период расчета, год.

В период реализации проекта фактический расход ПНГ для работы ГПЭС ($FC_{ГПЭС,y}$) будет определяться в размере 5 % от факта добычи ПНГ.

Коэффициент выбросов CO_2 от стационарного сжигания ПНГ на ГПЭС рассчитывается по формуле:

$$EF_{CO2,y} = \sum_{i=1}^{n}(W_{i,y} \times n_{C,i}) \times \rho_{CO2} \times 10^{-2} \quad (7.3)$$

где

$EF_{CO2,y}$ - коэффициент выбросов CO_2 от стационарного сжигания ПНГ за период y, т CO_2/тыс.м^3;

$W_{i,y}$ - объемная доля i-компонента ПНГ за период y, % об.;

$n_{C,i}$ - количество атомов углерода в молекуле i-компонента газа;

ρ_{CO2} - плотность диоксида углерода (CO_2), принимается равной 1,8393 кг/м^3 [21].

i - компонент газа;

y - период расчета, год.

Сжигание дизельного топлива на аварийных ДЭС

Выбросы ПГ по проектному сценарию от сжигания дизельного топлива на аварийных ДЭС ($PE_{ДЭС,y}$, $т\ CO_2$) рассчитываются по формуле:

$$PE_{\text{ДЭС,y}} = \Sigma_{j=1}^{n}(FC_{\text{ДИЗ},y} \times EF_{CO2,\text{ДИЗ},y} \times 0F_{j,y})\,, \quad (7.4)$$

где

$PE_{ДЭС,y}$ - выбросы ПГ по проектному сценарию от утилизации дизельного топлива на аварийных ДЭС (стационарное сжигание) за период y, т CO_2;

$FC_{ДИЗ,y}$ - расход дизельного топлива на аварийных ДЭС за период y, т [32];

$EF_{CO2,ДИЗ,y}$ - коэффициент выбросов CO_2 от сжигания дизельного топлива на аварийных ДЭС за период y, принимается равным 2,17 т CO_2/т у.т. [21];

$OF_{j,y}$ - коэффициент окисления ПНГ. Принимается для всех видов жидкого топлива по умолчанию равным 1,0 [21];

y - период расчета, год.

Расход дизельного топлива на аварийных ДЭС рассчитывается по формуле:

$$FC_{ДИЗ,y} = FC_{ДИЗ,Н,y} \times k_y \,, \quad (7.5)$$

где

$FC_{ДИЗ,y}$ - расход дизельного топлива на аварийных ДЭС за период y, т.у.т.;

$FC_{ДИЗ,Н,y}$ - расход дизельного топлива на аварийных ДЭС в натуральном выражении за период y, т [32];

k - коэффициент перевода натурального количества дизельного топлива в тонны условного топлива принимается равным 1,45 т у.т./т [21];

y - период расчета, год.

Работа аварийных ДЭС носит случайный характер, в связи с этим прогноз расхода дизельного топлива в натуральном выражении ($FC_{ДИЗ,Н,y}$) для работы аварийных ДЭС в проектный период определен по прогнозу расхода [32], плотность топлива принята 0,84 кг/л (дизельное топливо зимнее) по [21]. В период реализации проекта фактический расход дизельного топлива будет определяться по показаниям Метроштока, поверенного в установленном порядке [41].

В рамках проекта $PE_{факел,y} = 0$. При реализации проекта расчет выбросов ПГ при сжигании ПНГ на ФУ ($PE_{факел,y}$) при прекращении подачи газа на Энергокомплекс от УПН выполняется по формуле (6.2).

Суммарные выбросы ПГ по категориям источников в проектном сценарии рассчитываются с учетом потенциалов глобального потепления парниковых газов [40] и выражаются в CO_2-эквиваленте по формуле:

$$PE_{CO2e,y} = \sum_{i=1}^{n} (PE_y \times GWP_{i,y}) \,, \quad (7.6)$$

где

$PE_{CO2e,y}$ - эквивалентные выбросы парниковых газов в проектном сценарии за период y, т CO_2-экв.;

PE_y - выбросы парниковых газов в проектном сценарии за период y, т;

$GWP_{i,y}$ - потенциал глобального потепления - коэффициент пересчета величин выбросов i-парникового газа в эквивалент диоксида углерода, т CO_2-экв./т [40];

i - парниковые газы CO_2 (диоксид углерода);

n - количество видов выбрасываемых парниковых газов;

y - период расчета, год.

Расчет ожидаемых результатов выбросов ПГ по проектному сценарию представлен в Приложении Б.

В период реализации проекта фактический расход потребления ПНГ для работы ГПЭС будет определяться в размере 5 % от добычи ПНГ, а расход дизельного топлива по показаниям прибора учета [41], поверенного в установленном порядке.

Фактические значения компонентного состава ПНГ будут определяться по средним результатам протоколов проведения регулярных лабораторных исследований ПНГ, утилизированного на ГПА за отчетный год, проводимых аккредитованной лабораторией [36] с использованием официально утвержденных методик и лабораторного оборудования, поверенного, откалиброванного и проходящего техническое обслуживание в соответствии с требованиями законодательства

Сбор первичных данных включен в мониторинг проекта (раздел 9).

Прогнозируемые результаты расчетов выбросов ПГ по проектному сценарию представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Прогнозируемые результаты расчетов выбросов ПГ по проектному сценарию

Год реализации проекта (зачетный период)	Проектные выбросы, т CO_2-экв.
2024	36 945
2025	33 262
2026	27 233
2027	24 770
2028	22 935
Итого за период 2024-2028 гг. (1-й период):	**145 145**
2029	30 428
2030	29 986
2031	27 245
2032	23 562
2033	22 702
Итого за период 2029-2033 гг. (2-й период):	**133 923**
2034	21 436
2035	19 043
2036	17 521
2037	16 057
2038	14 756
Итого за период 2034-2038 гг. (3-й период):	**88 813**
Всего за период 2024-2038 гг.:	**367 881**

7.2 Ожидаемое сокращение выбросов

Все мероприятия по проектной деятельности осуществляются в границах проекта. Утечки выбросов ПГ в результате проектной деятельности отсутствуют.

Сокращение выбросов определяется как разница между выбросами базового сценария и выбросами проекта по формуле:

$$ER_{CO2e,y} = BE_{CO2e,y} - PE_{CO2e,y} \ , \quad (7.7)$$

где

$ER_{CO2e,y}$ – сокращение выбросов ПГ в течение периода y, т CO_2-экв.;
$BE_{CO2e,y}$ – прогноз базовых выбросов ПГ в течение периода y, т CO_2-экв.;
$PE_{CO2e,y}$ – прогноз проектных выбросов ПГ в течение периода y, т CO_2-экв.;
y – отчетный период, год.

Результаты расчетов ожидаемого сокращения выбросов ПГ представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Результаты расчетов ожидаемого сокращения выбросов ПГ

Год реализации проекта (зачетный период)	Базовые выбросы, т CO_2-экв.	Проектные выбросы, т CO_2-экв.	Сокращение выбросов, т CO_2-экв.
2024	66 612	36 945	29 667
2025	60 000	33 262	26 738
2026	49 121	27 233	21 888
2027	44 687	24 770	19 917
2028	41 357	22 935	18 422
Итого за период 2024-2028 гг.	**261 777**	**145 145**	**116 632**
2029	54 870	30 428	24 442
2030	54 075	29 986	24 089
2031	49 141	27 245	21 896
2032	42 486	23 562	18 924
2033	40 939	22 702	18 237
Итого за период 2029-2033 гг.	**241 511**	**133 923**	**107 588**
2034	38 659	21 436	17 223
2035	34 352	19 043	15 309
2036	31 613	17 521	14 092
2037	28 951	16 057	12 894
2038	26 609	14 756	11 853
Итого за период 2034-2038 гг.	**160 184**	**88 813**	**71 371**
Всего за период 2024-2038 гг.:	**663 472**	**367 881**	**295 591**

Средняя годовая масса сокращения выбросов ПГ за период 2024-2028 гг. составляет 23 326 т CO_2-экв.

Средняя годовая масса сокращения выбросов ПГ за период 2024-2038 гг. составляет 19 706 т CO_2-экв.

7.3 Оценка неопределенности расчетов

7.3.1 Обоснование методики расчета неопределенности

Уровень неопределенности значений рассчитан с целью повышения уверенности в том, что сокращения выбросов ПГ являются достоверными и незавышенными, а величина сокращений выбросов ПГ в пределах установленного диапазона неопределенности обеспечивает консервативность количественной оценки проекта.

Оценка неопределенности проводилась в соответствии с общими правилами оценивания и представления неопределенности измерения, установленными ГОСТ 34100.1 [42], методическими указаниями МГЭИК 2006 [43] и руководством GHG Protocol [44].

Неопределенность расчетов сокращения выбросов ПГ формируется из обоснованных суждений на основе имеющихся данных о возможных значениях этой величины и относится к оцениванию неопределенности по типу В [42].

Для оценки неопределенности расчетов используются данные о производственной деятельности и коэффициентах выбросов. Показатели параметров оценки для расчета принимаются согласно экспертных значений объединенной неопределенности, опубликованных в Национальном докладе Российской Федерации о кадастре антропогенных выбросов за 1990-2023 гг. [45], по категориям МГЭИК 2006 [43] для секторов промышленности:

- 1.Энергетика. 1.А Сжигание топлива. 1.А.1. Энергетическая промышленность (категория «Газообразные топлива»), 1.А.5. Другие сектора и виды сжигания топлива, не учтенные ранее (категория «Газообразные топлива», «Жидкие топлива»);
- 1. Энергетика. 1.В Эмиссия от утечек и испарения топлив 1.В.2.С Продувка и сжигание (категория «Сжигание попутного нефтяного газа»).

7.3.2 Неопределенность базового сценария

Неопределенность расчетов базового сценария, согласно раздела 7 GHG Protocol 2003 [44], является квадратным корнем из суммы квадратов процентных доверительных интервалов (неопределенностей) каждого показателя и рассчитывается по формуле:

$$c = \sqrt{a^2 + b^2}, \tag{7.11}$$

где

c - неопределенность для базового сценария, %;

a - объединенная неопределенность показателя «Сжигание ПНГ на факеле» для категории «Сжигание попутного нефтяного газа» сектора 1.В.2.С. Принимается для CO_2 = 24 %, для CH_4 =36% [45];

b - объединенная неопределенность показателя «Базовые косвенные энергетические выбросы ПГ при сжигании топлива на внешних

генерирующих объектах» для категории «Газообразные топлива» сектора 1.А.1. Принимается для CO_2 = 9 % [45].

7.3.3 Неопределенность проектного сценария

Неопределенность расчетов проектного сценария, согласно раздела 7 GHG Protocol 2003 [44], является квадратным корнем из суммы квадратов процентных доверительных интервалов (неопределенностей) каждого показателя и рассчитывается по формуле:

$$d = \sqrt{e^2 + k^2}, \quad (7.12)$$

где

d - неопределенность для проектного сценария, %;

e - объединенная неопределенность показателя выбросы ПГ от утилизации ПНГ на ГПА ГПЭС для категории «Газообразные топлива» сектора 1.А.5. Принимается для CO_2 = 9 % [45];

k - объединенная неопределенность показателя выбросы ПГ от сжигания дизельного топлива на аварийных ДЭС для категории «Жидкие топлива» сектора 1.А.5. Принимается для CO_2 = 7 % [45].

При расчете количественной оценки неопределенности (общая неопределенность), согласно раздела 8 GHG Protocol 2003 [44], числовые неопределенности базового и проектного сценариев объединяются с помощью методов квадратного корня из суммы квадратов, с учетом абсолютных значений выбросов для корректировки относительного веса каждого параметра или оценки, по формуле:

$$x = \frac{\sqrt{(C \times c)^2 + (D \times d)^2}}{E}, \quad (7.13)$$

где

x – общая неопределенность, %;

c – неопределенности для базового сценария, %;

d – неопределенности для проектного сценария, %;

C – выбросы ПГ в базовом сценарии, т CO_2-экв.;

D – выбросы ПГ в проектном сценарии, т CO_2-экв.;

E – сумма выбросов ПГ в базовом и проектном сценариях, т CO_2-экв..

Расчеты неопределенности для первого этапа проекта представлены в Приложении В.

Неопределенность базового сценария c = 44 %

Неопределенность проектного сценария d = 11 %.

Уровень общей неопределенности сокращения выбросов $x \approx \pm$ 29 %.

Полученный интервал, согласно принятой шкалы [44], относится к «справедливой» точности данных и отражает возможный диапазон отклонений среднегодовых прогнозируемых значений выбросов ПГ.

8. ОПИСАНИЕ РИСКА УВЕЛИЧЕНИЯ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ И (ИЛИ) УМЕНЬШЕНИЯ ИХ ПОГЛОЩЕНИЯ ВНЕ ГРАНИЦ ПРОЕКТА, ВЫЗВАННОГО МЕРОПРИЯТИЯМИ ПРОЕКТА (УТЕЧКИ)

Выбросы вне границ проекта (утечки) не связаны с мероприятиями проекта.

В результате проектной деятельности все изменения количества выбросов происходят в границах проекта, поэтому риск увеличения выбросов парниковых газов вне границ проекта, вызванного мероприятиями проекта, отсутствует.

Ввиду отсутствия риска увеличения выбросов ПГ вне границ проекта, разработка и реализация мер по его предотвращению или минимизации не требуются.

9. ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ ПО СБОРУ ПЕРВИЧНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ПОДТВЕРЖДЕНИЯ СВЕДЕНИЙ О СОКРАЩЕНИИ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ (ПЛАН МОНИТОРИНГА)

Для обеспечения достоверности, последовательности и прозрачности мониторинга проекта разработан план мониторинга, включающий процедуры получения, регистрации, обобщения и анализа данных и информации, необходимых для количественного определения и отчетности по выбросам ПГ, относящихся к проектному и базовому сценариям.

Мониторинг основан на принципах подготовки, организации, проведения и контроля, установленных ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021 [23] и приказом Минэкономразвития России № 248 [24]. Все измерения должны проводиться с помощью измерительного оборудования, поверенного (откалиброванного) в соответствии с отраслевыми стандартами.

9.1 Цель мониторинга

Мониторинг проекта проводится с целью периодической оценки выбросов ПГ по результатам первичных данных, связанных с достижением запланированного результата сокращения выбросов ПГ, и подтверждения соответствия климатического проекта поставленной цели реализации проекта. Мониторинг проекта будет проводиться с 01 января 2024 года после ввода в эксплуатацию ГПЭС-1 [2].

9.2 Перечень параметров, подлежащих измерению и мониторингу

В перечень первичных данных, сбор которых необходим для достижения цели мониторинга, входит:

- расход ПНГ, утилизируемого на ГПА;
- расход ПНГ, сжигаемого на ФУ;
- компонентный состав ПНГ;
- электрический КПД ГПА;
- количество дизельного топлива, сжигаемого на ДЭС.

На основании полученных первичных данных производятся расчеты:

- количества электроэнергии, замещаемой ГПЭС;
- коэффициента выбросов CO_2 при стационарном сжигании ПНГ на ГПА;
- коэффициента выбросов CO_2 при сжигании ПНГ на ФУ;
- коэффициента выбросов CH_4 при сжигании ПНГ на ФУ.

Коэффициент перевода натурального дизельного топлива в условное и коэффициент выбросов CO_2 при стационарном сжигании дизельного топлива соответствуют значениям из таблицы 1.1 методики [21].

Значение регионального коэффициента косвенных энергетических выбросов принимается из актуальных информационных источников. При

отсутствии официально опубликованной информации используются коэффициенты, предлагаемые инструментом TOOL05 [37] с учетом информации о доли выработки электроэнергии в ОЭС Урала [40].

9.3 Типы данных и информации, которые необходимо вносить в отчет, включая единицы измерения

Точки мониторинга, в которых будут производиться измерения параметров мониторинга, описаны в таблице 9.1 и представлены на схеме мониторинга (рисунок 9.1).

Таблица 9.1 – Описание задач, выполняемых в точках мониторинга

Место получения первичных данных (точка мониторинга)	Наименование первичных данных, подлежащих мониторингу при реализации проекта
А	Количество ПНГ, добытого на ЗЗЛУ
Б	Компонентный состав и низшая теплотворная способность ПНГ, утилизируемого на ГПЭС
В1	Расход и компонентный состав ПНГ, сжигаемого на ФУ УС с УПСВ
В2	Расход и компонентный состав ПНГ, сжигаемого на ФУ УПН
Г	Количество дизельного топлива, сжигаемого на ДЭС

Система мониторинга состояния ГПА организована на базе линейной системы управления INNIO Jenbacher JGS с выводом показаний на автоматизированное рабочее место оператора станции [20]. Все измерения выполняются измерительным приборами и оборудованием, поверенными (откалиброванными) в соответствии с требованиями соответствующих отраслевых стандартов. Калибровка и поверка контрольно-измерительных приборов осуществляется в установленном порядке.

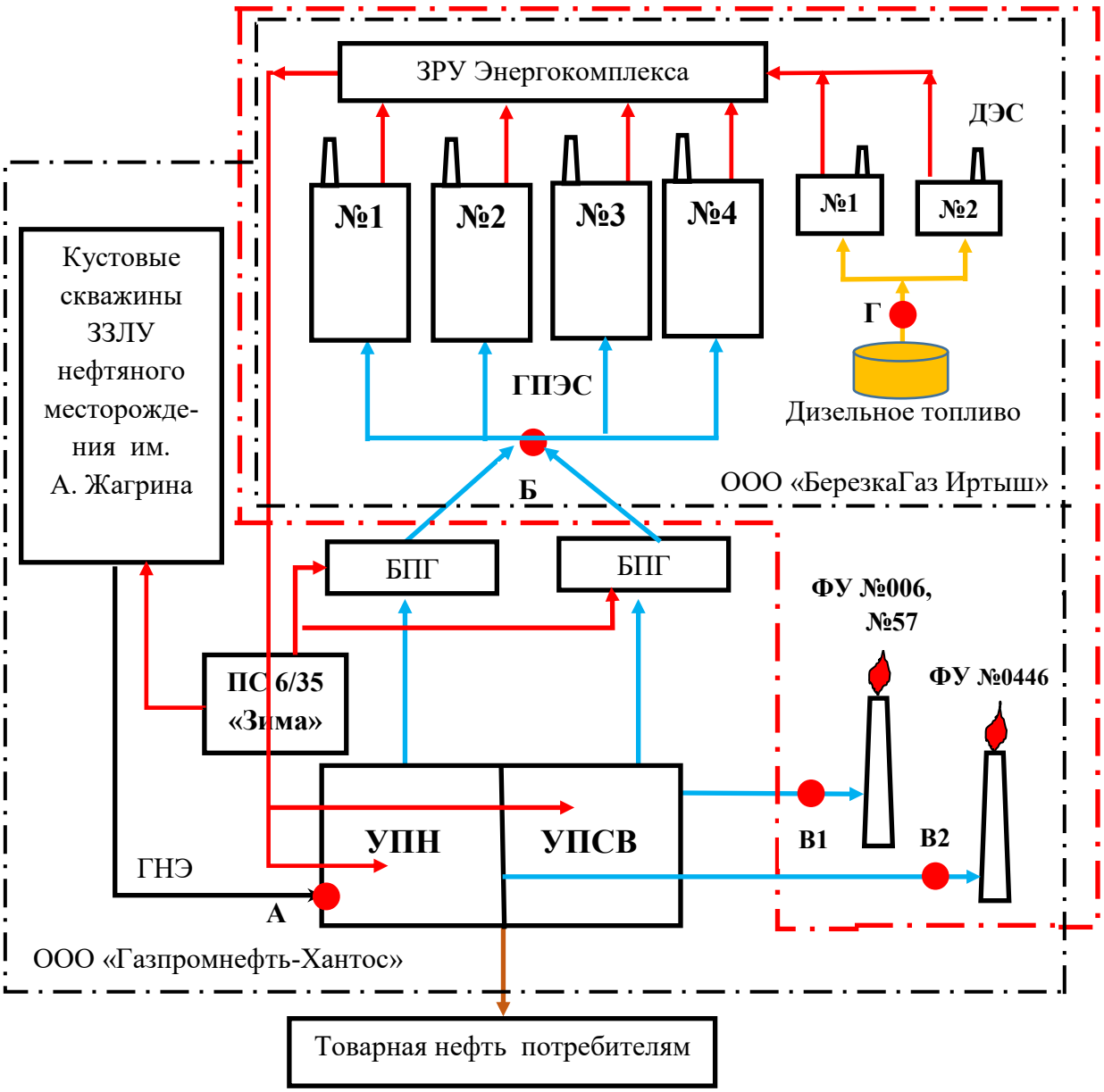
При определении физико-химических характеристик ПНГ и коэффициентов необходимых для количественного определения выбросов ПГ, используются данные, обеспечивающие их наименьшую неопределенность.

В рамках проекта расход и компонентный состав ПНГ, который бы сжигался на ФУ при отсутствии мероприятий, принимается в соответствии с разделом 6.

При верификации мероприятий проекта, для консервативности расчетов выбросов ПГ в базовой линии, расход ПНГ, который сжигался бы на ФУ, при отсутствии мероприятий, принимается равным 5 % от фактически извлеченного ПНГ, отражаемого в форме отчетности 1-ТЭК (нефть)[3], а

[3] Приказ Федеральной службы государственной статистики от 17.11.2023 № 581 «Об утверждении форм федерального статистического наблюдения и указаний по их заполнению для организации Министерством энергетики Российской Федерации федерального статистического наблюдения за технико-экономическими показателями работы организаций, осуществляющих добычу сырой нефти, нефтяного (попутного) и природного газа»

компонентный состав и низшая теплотворная способность - по результатам анализов ПНГ, утилизируемого на ГПА для генерации электрической энергии.



Условные обозначения:

- электрическая энергия
- ПНГ
- граница мониторинга проекта
- границы зон ответственности за проведение мониторинга проекта ООО «Газпромнефть-Хантос» и ООО «БерезкаГаз Иртыш»

Рисунок 9.1 - Схема мониторинга

Первичные параметры, контролируемые в процессе мониторинга выполнения проекта, представлены в таблицах 9.2 – 9.7.

Таблица 9.2 - Количество ПНГ, добытого на ЗЗЛУ

Параметр:	$\boldsymbol{FC_{,y}}$
Ед. измерения:	тыс. м^3
Описание:	количество фактически извлеченного ПНГ в год *y* для установления 5% расхода ПНГ
Цель сбора данных:	[V] Базовые выбросы [V] Проектные выбросы Утечки выбросов
Вид метода сбора данных:	инструментальный
Источник данных:	СИКГ
Точка мониторинга:	точка А
Процедуры измерения (при наличии):	ТУ 26.51.52.110-001-14809366-2017 [46], ГОСТ 22520-85 [47], ГОСТ 30232-94 [48], ГОСТ Р 8.733-2011 [49]
Частота мониторинга:	непрерывно
Процедуры обеспечения / контроля качества	Ежедневный учет осуществляется в автоматизированной системе коммерческого учета (АСКУ) ООО «Газпромнефть-Хантос». с подведением ежемесячного итога и агрегированием информации за год в форме статистической отчетности 1-ТЭК (нефть).

Таблица 9.3 – Компонентный состав ПНГ, утилизируемого на ГПА ГПЭС

Параметр:	$\boldsymbol{W_{i,y}}$
Ед. измерения:	% об.
Описание:	объемная доля *i*-компонента ПНГ за год *y*
Цель сбора данных:	[V] Базовые выбросы [V] Проектные выбросы Утечки выбросов
Вид метода сбора данных:	инструментальный (хроматографический метод)
Источник данных:	протокол результатов анализа
Точка мониторинга:	узел коммерческого учета ПНГ (точки Б, В1, В2)
Процедуры измерения (при наличии):	ГОСТ Р 57975.1-2017 [50]
Частота мониторинга:	ежеквартально [51]
Процедуры обеспечения / контроля качества	В случае прекращения подачи газа на Энергокомплекс при реализации проекта компонентный состав контролируется в точках В1, В2. Отбор проб и определение компонентного состава ПНГ выполняется при утилизации ПНГ на ГПЭС лабораторией, аккредитованной на данный вид деятельности [36]. Контроль осуществляется ответственным лицом с подведением итога за год.

Таблица 9.4 – Низшая теплотворная способность ПНГ, утилизируемого на ГПА

Параметр:	$\boldsymbol{NCV}$
Ед. измерения:	МДж/м^3

Описание:	низшая теплотворная способность ПНГ
Цель сбора данных:	[V] Базовые выбросы [V] Проектные выбросы Утечки выбросов
Вид метода сбора данных:	расчет
Источник данных:	протокол результатов анализа
Точка мониторинга:	узел коммерческого учета ПНГ (точка Б)
Процедуры измерения (при наличии):	ГОСТ Р 57975.1-2017 [50]
Частота мониторинга:	ежеквартально [51]
Процедуры обеспечения / контроля качества	При реализации проекта расчет низшей теплотворной способности ПНГ рассчитывается лабораторией, аккредитованной на данный вид деятельности [36]. Контроль осуществляется ответственным лицом с подведением итога за год.

Таблица 9.5 - Расход ПНГ, сжигаемого на ФУ

Данные/параметр:	$\boldsymbol{FC_y}$
Ед. измерения:	тыс.м^3
Описание:	количество ПНГ, сожженного на факельных установках в год у
Цель сбора данных:	Базовые выбросы [V] Проектные выбросы Утечки выбросов
Вид метода сбора данных:	расчетный по формуле (6.2)
Источник данных:	СИКГ [15], [16]
Точка мониторинга:	точки В1, В2
Методика измерений (если есть):	ТУ 26.51.52.110-001-14809366-2017 [46], ГОСТ 22520-85 [47], ГОСТ 30232-94 [48], ГОСТ Р 8.733-2011 [49]
Частота мониторинга:	при прекращении подачи газа на Энергокомплекс
Процедуры обеспечения / контроля качества	контроль осуществляется ответственным лицом с подведением итога за год *у*

Таблица 9.6 - Объем дизельного топлива, сжигаемого на аварийных ДЭС

Параметр:	$\boldsymbol{FC_{диз,y}}$
Ед. измерения:	т
Описание:	расход дизельного топлива на аварийных ДЭС за период *у*
Цель сбора данных:	Базовые выбросы [V] Проектные выбросы Утечки выбросов
Вид метода сбора данных:	инструментальный
Источник данных:	Метрошток [41]
Точка мониторинга:	ёмкость хранения дизельного топлива (точка Г)

Процедуры измерения (при наличии):	ГОСТ 8.587-2019 [52]
Частота мониторинга:	при сжигании дизельного топлива на ДЭС
Процедуры обеспечения / контроля качества	контроль осуществляется ответственным лицом при сжигании дизельного топлива на аварийных ДЭС с подведением итога за год

Таблица 9.7 – Электрический коэффициент полезного действия ГПА

Параметр:	$\boldsymbol{\eta}$
Ед. измерения:	%
Описание:	электрический КПД за период *y*
Цель сбора данных:	[V] Базовые выбросы [V] Проектные выбросы Утечки выбросов
Вид метода сбора данных:	расчет
Источник данных:	-
Точка мониторинга:	
Процедуры измерения (при наличии):	-
Частота мониторинга:	ежемесячно
Процедуры обеспечения / контроля качества	При реализации проекта контроль осуществляется ответственным лицом с определением среднего значения по итогам года

Отбор проб и проведение исследований ПНГ осуществляется ХАЛ ООО «Газпромнефть-Хантос», аккредитованной в установленном порядке [36]. Мониторинг выполняется в соответствии с утвержденными методиками, устанавливающими порядок подготовки к проведению измерений, отбора проб, выполнение измерений и расчетов, оценку полученных результатов и меру возможной погрешности оцененного значения измеряемой величины, полученной как результат измерения. Сведения о компонентном составе газа, согласно договора [53], ежемесячно предоставляются в адрес ООО «БерезкаГаз Иртыш».

Расчетные данных, получаемые на основе первичных параметров и информация, контролируемая при выполнении проекта, представлены в таблицах 9.8 - 9.11.

Таблица 9.8 - Коэффициент выбросов CO_2 при сжигании ПНГ на ФУ

Данные:	$\boldsymbol{EF_{CO2,y}}$
Ед. измерения:	т CO_2/тыс.м^3
Описание:	коэффициент выбросов CO_2 при стационарном сжигании ПНГ на ФУ за год *y*
Цель сбора данных:	[V] Базовые выбросы [V] Проектные выбросы Утечки выбросов

Вид метода сбора данных:	расчетный, по формуле (6.3)
Источник данных:	компонентный состав ПНГ (первичный параметр, таблица 9.3)
Точка мониторинга:	-
Методика определения:	Методика количественного определения объемов выбросов парниковых газов [21]
Частота мониторинга:	при сжигании ПНГ на ФУ
Процедуры обеспечения / контроля качества	Расчет и контроль осуществляется ответственным лицом ежеквартально с подведением итога за год

Таблица 9.9 - Коэффициент выбросов CH_4 при сжигании ПНГ на ФУ

Данные/параметр:	$\boldsymbol{EF_{CH4,y}}$
Ед. измерения:	т CH_4/тыс.м^3
Описание:	коэффициент выбросов CH_4 при стационарном сжигании ПНГ на ФУ за год *y*
Цель сбора данных:	[V] Базовые выбросы [V] Проектные выбросы Утечки выбросов
Вид метода сбора данных:	расчетный, по формуле (6.4)
Источник данных:	компонентный состав ПНГ (первичный параметр, таблица 9.3)
Точка мониторинга:	-
Методика определения:	Методика количественного определения объемов выбросов парниковых газов [21]
Частота мониторинга:	при сжигании ПНГ на ФУ
Процедуры обеспечения / контроля качества	Расчет и контроль осуществляется ответственным лицом ежеквартально с подведением итога за год.

Таблица 9.10 - Коэффициент выбросов CO_2, при утилизации ПНГ на ГПА ГПЭС

Данные:	$\boldsymbol{EF_{CO2,y}}$
Ед. измерения:	т CO_2/тыс.м^3
Описание:	коэффициент выбросов CO_2 при стационарном сжигании ПНГ на ГПЭС за год *y*
Цель сбора данных:	Базовые выбросы [V] Проектные выбросы Утечки выбросов
Вид метода сбора данных:	расчетный, по формуле (7.3)
Источник данных:	компонентный состав ПНГ (первичный параметр, таблица 9.3)
Точка мониторинга:	-
Методика определения:	Методика количественного определения объемов выбросов парниковых газов [21]
Частота мониторинга:	ежеквартально [51]
Процедуры обеспечения / контроля качества	расчет и контроль осуществляется ответственным лицом ежеквартально с подведением итога за год

Таблица 9.10 - Региональный коэффициент косвенных энергетических выбросов

Данные:	$EF_{рег, CO2, эл, k, y}$
Ед. измерения:	т CO_2/МВт·ч
Описание:	региональный коэффициент косвенных энергетических выбросов CO_2 при потреблении организацией, расположенной в энергосистеме *k,* электрической энергии, полученной от внешних генерирующих объектов, за год *y*
Цель сбора данных:	[V] Базовые выбросы [V] Проектные выбросы Утечки выбросов
Вид метода сбора данных:	использование актуальной информации о региональном коэффициенте косвенных энергетических выбросов ОЭС Урала за год *y*
Источник данных:	информационные источники
Точка мониторинга:	-
Методика определения:	при отсутствии официально опубликованной информации о региональном коэффициенте используются коэффициенты, предлагаемые инструментом TOOL05 [37] с учетом информации из ежегодных отчетов АО «СО ЕЭС» [40] о доли выработки электроэнергии в ОЭС Урала за пять последних лет.
Частота мониторинга:	1 раз в год
Процедуры обеспечения / контроля качества	актуализация данных и контроль осуществляется ежегодно ответственным лицом при подведении итогов за год

9.4 Роли и обязанности участников, связанные с мониторингом, включая процедуры авторизации, утверждения и документирования изменений в зарегистрированных данных

Лица, ответственные за проведение мониторинга, определены в плане мониторинга, представленном в таблице 9.12. При проведении мониторинга должностные лица анализируют получаемую информацию, отвечают за её соответствие установленным методикам и требованиям, полноту и качество ввода, а также правильность использования информации для расчетов.

Организация деятельности по учету и расчетам выбросов ПГ в ООО «БерезкаГаз Иртыш» ведется в соответствии с Распоряжением [54], в котором определена процедура сбора первичных данных, оценки, контроля передачи и получения информации по выбросам парниковых газов. Организация деятельности по учету и расчетам выбросов ПГ в ООО «Газпромнефть-Хантос» ведется в соответствии с Методическим документом ПАО «Газпром Нефть» [55]. Организация деятельности в ООО «Газпромнефть-Хантос» по мониторингу проекта ведется в соответствии с Распоряжением [56].

9.5 План мониторинга

Процедуры сбора данных в соответствии с планом мониторинга просты и прозрачны. План мониторинга представлен в таблице 9.12.

При необходимости план мониторинга может быть обновлен и скорректирован в соответствии с эксплуатационными требованиями. Внесенные изменения будут утверждаться при верификации независимым органом, согласно действующему порядку.

Таблица 9.12 – План мониторинга

№ п.п	Показатель	Источник данных	Ед. изм.	Действия с показателем мониторинга	Частота проведения мониторинга	Способ хранения	Ответственный за выполнение (организация, должность)
1	Количество ПНГ, добытого на ЗЗЛУ	СИКГ	тыс. $м^3$	измерение	непрерывно	электронный	Начальник управления, Газовое управление ГПН-Хантос
2	Количество ПНГ, сожженного на ФУ	СИКГ ФУ УПН и УС с УПСВ	тыс. $м^3$	измерение	при прекращении подачи газа на Энергокомплекс	электронный	
3	Компонентный состав ПНГ, утилизируемого на ГПЭС	протоколы качества газа	% об.	измерение	ежеквартально	электронный	
4	Низшая теплотворная способность ПНГ	протоколы качества газа	МДж/$м^3$	расчет	ежеквартально	электронный	Руководитель центра обеспечения производ-ства ГПН-Хантос
5	Электрический КПД ГПА	расчет	%	расчет	ежемесячно	электронный	Ведущий инженер-энергетик БГИ
6	Количество дизельного топлива, сжигаемого на ДЭС	Метрошток [41]	т	измерение, расчет	при сжигании	электронный	Главный технолог БГИ
7	Коэффициент выбросов CO_2 при утилизации ПНГ на ГПЭС	протоколы качества газа, Методика [21]	т CO_2/тыс.$м^3$	расчет	ежеквартально	электронный	Начальник отдела ООС БГИ
8	Коэффициент выбросов CO_2 при сжигании ПНГ на ФУ	протоколы качества газа, Методика [21]	т CO_2/тыс.$м^3$	расчет	при сжигании	электронный	
9	Коэффициент выбросов CH_4 при сжигании ПНГ на ФУ	протоколы качества газа, Методика [21]	т CH_4/тыс.$м^3$	расчет	при сжигании	электронный	
10	Региональный коэффициент косвенных энергетических выбросов	Информационные источники	т CO_2/МВт·ч	оценка, расчет	ежегодно	электронный	
11	Расчет сокращения выбросов ПГ	по фактическим значениям	т CO_2-экв.	оценка, расчет	ежегодно	электронный	

9.6 Системы управления информации о ПГ, включая размещение и сохранность данных, процедуру передачи данных между различными видами систем или документации

Система управления информацией о ПГ организована в соответствии с требованиями распорядительных документов по обращению с документацией. Информация, получаемая в рамках мониторинга и необходимая для формирования отчетности, консолидируется в отделе ООС ООО «БерезкаГаз Иртыш».

Информация, после получения отчетности за предыдущий месяц, а также все данные, собранные в рамках мониторинга проекта за год, должны архивироваться в электронном виде и быть доступны в течение 2 лет после окончания зачетного периода.

Ответственный за архивирование и хранение архива данных мониторинга – начальник отдела ООС ООО «БерезкаГаз Иртыш».

Архив мониторинга хранится в электронном виде на сервере офиса ООО «БерезкаГаз Иртыш», расположенного по адресу: г. Ханты-Мансийск ул. Энгельса, д. 60 [54].

9.7 Организационная структура, компетенции и обязанности лиц, осуществляющих мониторинг

Матрица ответственности должностных лиц в процессе мониторинга представлена в таблице 9.13.

Таблица 9.13 - Матрица ответственности должностных лиц в процессе мониторинга

Задачи мониторинга	Наименования подразделений					Технический директор БГИ
	ЦОП ГПН-Х	Отдел КИПиА БГИ	Отдел ООС БГИ	ГУ ГПН-Х	Главный технолог БГИ	
	Ответственность должностных лиц					
Сбор измеряемых данных	У	У		О	О	
Передача данных	О			И	И	
Согласование полученных данных и отчет	У			О	О	
Отбор проб	О			И		
Анализ состава ПНГ	О		И	И		
Калибровка, техническое обслуживание приборов учета	КК	КК		К, И	К, И	
Подготовка ежегодных отчетов о сборе первичных данных	У	У	К	О	О	
Расчет сокращения выбросов ПГ	У		О	У	У	И, К, КК
Архивирование данных и отчетов			О			И

Условные сокращения, принятые в таблице:
БГИ – ООО «БерезкаГаз Иртыш»; ГПН-Х – ООО «Газпромнефть-Хантос»;
ЦОП –Центр обеспечения производства
ГУ – Газовое управление
О – ответственность за сбор первичных данных;
К – координация действий при выполнении задач мониторинга;
КК –контроль качества выполнения задач мониторинга;
И – информирование о результатах выполнения задач мониторинга;
У – участие в выполнении задач мониторинга.

9.8 Процедуры контроля, включающие внутреннюю проверку входных данных, преобразования и выходных данных, а также процедуры для корректирующих действий

Проектом предусмотрена организация передачи данных АСУ ТП на базе коммутаторов из комплекта поставки шкафов управления ГПА, коммутатора D-Link [20]. Присоединение проектируемого оборудования к существующей сети осуществляется на местном уровне по интерфейсу Ethernet. В системе АСУ ТП предусматривается: возможность получения, обработки и отображения данных, возможность применения открытого коммуникационного стандарта OPC, которая позволяет расширить возможности обмена данными между различными клиентскими приложениями и интеграцию технических средств и программного обеспечения различных поставщиков, включая другие совместимые с OPC системами; сопряжение системы АСУ ТП с комплектно-поставляемыми средствами автоматизации по открытым протоколам связи, с возможностью контроля и управления соответствующими объектами с рабочих станций системы АСУ ТП; формирование полной сводки в автоматическом режиме.

Система АСУ ТП обеспечивает горячее резервирование по основным позициям (контроллер, линии связи, блоки питания, сервер), чтобы отказ какого-либо одного компонента или отключение его на техническое обслуживание не повлияли на работоспособность станции в целом.

Иерархическая структура каждой из систем АСУ ТП включает в свой состав четыре уровня управления:

- нижний уровень (полевой уровень);
- средний уровень (контроллерный уровень);
- верхний уровень (системный уровень);
- MES уровень (диспетчерский уровень).

На блоке измерительных линий СИКГ предусматривается измерение расхода, температуры, давления, а также контроль и сигнализация загазованности.

ДЭС оснащается комплектно поставляемой станцией управления, предусматривается передача данных по интерфейсу RS-485 Modbus RTU, TCP/IP на верхний уровень.

Объем автоматизации по объектам в условиях нормальной эксплуатации позволяет работать в автоматическом режиме без постоянного присутствия на них обслуживающего персонала. Источник бесперебойного питания на все шкафы управления, шкафы сетей связи и автоматизированные рабочие места, расположенные в Операторной, обеспечивает возможность автономной работы не менее 2 часов.

Обслуживание автоматизированных систем осуществляет оперативный персонал. Автоматизированная системы позволяет сотрудникам, имеющим право доступа к информации по расходу газа, получать эти данных в удобном виде со своих автоматизированных рабочих мест. Все неисправности оборудования фиксируется в оперативных журналах с указанием причины и времени отключения.

Обеспечен контроль достоверности поступающей информации от АСУ ТП, контроль ввода в контроллер постоянных и условно-постоянных параметров системы, а также сверочный анализ текущих и накопленных показателей.

9.9 Управление качеством данных мониторинга

Для повышения качества первичных данных, полученных в результате осуществления мониторинга, выполняется:

- поддержание в рабочем состоянии полной информационной системы по ПГ;
- проведение регулярных проверок точности расчетов на предмет технических ошибок;
- проведение периодических внутренних аудитов и технического анализа;
- организация и проведение соответствующей подготовки персонала, участвующего в процессе мониторинга;
- систематическая оценка неопределенности расчетов.

10. ОПИСАНИЕ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ РИСКОВ НЕВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПРОЕКТА И МЕР ПО ИХ МИНИМИЗАЦИИ

10.1 Описание рисков

К рискам, которые могут повлиять на реализацию проекта и сокращение выбросов ПГ в период кредитования по проекту относятся:

- риск качества оценки базовой линии;
- финансовые риски;
- технологические риски;
- экологические риски;
- природные факторы риска;
- риски непостоянства;
- риски нарушения логистических связей;
- нормативно-правовые риски;
- риск увеличения выбросов парниковых газов и (или) уменьшения их поглощения вне границ проекта, вызванного мероприятиями проекта (утечки) (рассмотрен в разделе 8).

Риск качества оценки базовой линии. Риск качества количественной оценки базовой линии обусловлен возможностью переоценки выбросов ПГ при установлении базовой линии и отсутствием учета её изменения в зачетный период.

Минимизация риска достигается путём установления базовой линии выбросов ПГ, эквивалентной по отношению к проекту с точки зрения полноты, согласованности, прозрачности и применимости с целью реализации проекта. Описание выбора базовой линии, правдоподобной в диапазоне допущений на период реализации проекта, приведено в разделе 6.

Финансовые риски. Финансовые риски связаны с возможным недостатком средств, выделенных на осуществление мероприятий проекта по причине влияния на него инфляционных, валютных, и инвестиционных рисков.

Минимизация риска достигается за счет корректного обоснования финансовых затрат на реализацию проекта, организацией контроля исполнения финансовой дисциплины, систематическим мониторингом расходования выделенных средств как в период выполнения подготовительных, строительно-монтажных работ, так и средств на поддержание функционирования проекта (эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт объектов) в зачетный период.

Технологические риски. Технологические риски зависят от состояния оборудования УПН и УС с УПСВ, исправности ГПА, работы ФУ и

трубопроводов, снижение надежности которых могут привести к отключению объектов, включенных в границы проекта.

Минимизация технологических рисков в зоне ответственности ООО «БерезкаГаз Иртыш» обеспечивается проведением систематических технологических осмотров, выполнением профилактических и ремонтных работ на оборудовании Энергокомплекса. С целью минимизации рисков на подводящем газопроводе к ГПА установлено отключающее устройство. Проектом предусмотрена стальная фланцевая трубопроводная арматура с ручным и дистанционным управлением. Защитная арматура обеспечивает автоматическое ограничение повышения максимального рабочего давления газа в газопроводе либо прекращение его подачи соответственно при изменениях, недопустимых для безопасной работы газоиспользующего оборудования и технических устройств [20].

Минимизация технологических рисков в зоне ответственности ООО «Газпромнефть-Хантос» достигается своевременной оценкой вероятности наступления аварийных ситуаций, подготовкой персонала к выполнению действий по разработанным сценариям, проведением систематических технологических осмотров, выполнением профилактических и ремонтных работ, установленных соответствующими технологическими регламентами [13], [14].

Экологические риски. Экологические риски невыполнения мероприятий проекта отсутствуют [57].

Природные факторы риска. Природные факторы, влияющие на риск невыполнения мероприятий проекта, связаны с погодными и климатическими условиями, а также с сейсмическими особенностями региона, изменение или недостаточный учет которых может привести к невыполнению мероприятий проекта.

Влияние природных факторов на эксплуатацию оборудования учтено при выполнении проектирования [33].

Минимизация риска влияния природных факторов достигается полнотой учета погодных и климатических особенностей при выборе оборудования, а также при эксплуатации объектов в зачетный период.

Риск непостоянства (повторного высвобождения парниковых газов). К рассматриваемой проектной деятельности не применяется.

Риски нарушения логистических связей. Данные риски обусловлены географическим местом расположения объекта и нарушением логистических связей с поставщиками материалов и оборудования, приводящими к увеличению сроков поставки и несоблюдению сроков выполнения строительно-монтажных работ.

Минимизация рисков достигается учетом соблюдения условий поставки в договорах с подрядчиками.

Нормативно-правовые риски. К нормативно-правовым рискам относится риск законодательных изменений, а также риск изменения любой нормативно-правовой базы, регулирующей деятельность предприятия и имеющей отношение к проекту.

Минимизация рисков достигается учетом действующих нормативно-правовых актов на стадии проектирования, постоянным мониторингом НПА и своевременным реагированием на происходящие изменения.

10.2 Управление рисками

В результате идентификации и оценки рисков, которые могут существенно повлиять на сокращение выбросов ПГ по проекту и мер по управлению такими рисками определено, что все риски являются управляемыми.

Из потенциальных рисков, идентифицированных в рамках жизненного цикла климатического проекта, наиболее существенными рисками, которые могут повлиять на выполнение мероприятий проекта, являются:

– на стадии разработки климатического проекта - Риск качества оценки базовой линии и Финансовые риски.

– в зачетный период - Риск качества оценки базовой линии.

Идентифицированные риски и оценка вероятности их наступления на различных стадиях реализации проекта представлены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Риски невыполнения мероприятий проекта, и оценка вероятности их наступления

№ п.п.	Наименование риска	Стадия реализации КП	Вероятность возникновения	Влияние на проект	Период воздействия	Управление рисками	
						Меры минимизации рисков	Период реализации
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Риск качества оценки базовой линии	разработка КП	средняя	высокое	подготовительный период	корректное определение БЛ	при подготовке КП
		выполнение мероприятий по проекту	-	-	-	-	-
		зачетный период	средняя	высокое	01.01.2024 - 31.12.2028	мониторинг первичных данных	01.01.2024 - 31.12.2028
2	Финансовые риски	разработка КП	низкая	высокое	подготовительный период	учет финансовых затрат с учетом инфляционных, валютных и инвестиционных изменений	при подготовке КП
		выполнение мероприятий по проекту	средняя	среднее	01.10.2022 - 31.12.2038	мониторинг расходования выделенных средств	01.10.2022 - 31.12.2038
		зачетный период	низкая	среднее	01.01.2024 - 31.12.2028	мониторинг расходования выделенных средств	01.01.2024 - 31.12.2028
3	Технологические риски	разработка КП	-	-	-	-	-
		выполнение мероприятий	-	-	-	-	-
		зачетный период	низкая	низкое	01.01.2024 - 31.12.2028	соблюдение требований эксплуатации	01.01.2024 - 31.12.2028
4	Экологические риски	разработка КП	-	-	-	-	-
		выполнение мероприятий	-	-	-	-	-
		зачетный период	-	-	-	-	-

Окончание таблицы 10.1

1	2	3	4	5	6	7	8
5	Природные факторы риска	разработка КП	средняя	среднее	подготовительный период	выбор оборудования, соответствующего климатическим условиям	при подготовке КП
		выполнение мероприятий по проекту	средняя	среднее	01.10.2022 - 31.12.2038	осмотры и обслуживание объектов	01.10.2022 - 31.12.2038
		зачетный период	средняя	среднее	01.01.2024 - 31.12.2028	осмотры и обслуживание объектов	01.01.2024 - 31.12.2028
6	Риск непостоянства *	разработка КП	-	-	-	-	-
		выполнение мероприятий	-	-	-	-	-
		зачетный период	-	-	-	-	-
7	Риски нарушения логистических связей	разработка КП	-	-	-	-	-
		выполнение мероприятий по проекту	низкая	низкое	01.10.2022 - 31.12.2038	контроль сроков и порядка поставки оборудования при заключении договоров	01.10.2022 - 31.12.2038
		зачетный период	низкая	низкое	01.01.2024 - 31.12.2028		01.01.2024 - 31.12.2028
8	Нормативно-правовые риски	разработка КП	-	-	-	-	-
		выполнение мероприятий по проекту			01.10.2022 - 31.12.2038	своевременное реагирование на изменения НПА	01.10.2022 - 31.12.2038
		зачетный период	низкая	низкое	01.01.2024 - 31.12.2028		01.01.2024 - 31.12.2028
*Риск повторного высвобождения ПГ к проекту утилизации ПНГ не применяется в связи с отсутствием пулов углерода, подлежащих учёту.							

11. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРОЕКТА НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Проведение оценки воздействия проекта на окружающую среду для данного проекта законодательством Российской Федерации в области охраны окружающей среды не предусмотрено.

В рамках проекта «Утилизация ПНГ для выработки электроэнергии на площадке Энергокомплекс Западно-Зимнего участка» разработана проектная документация «Энергокомплекс Западно-Зимнего участка. ГПЭС-1, ГПЭС-2, ГПЭС-3, ГПЭС-4». В проектной документации в разделе «Мероприятия по охране окружающей среды» [33] рассмотрено воздействие на окружающую среду в процессе строительства и эксплуатации объекта.

Проект, с целью минимизации негативного воздействия на окружающую среду, выполнен с учетом максимального использования существующей инфраструктуры месторождения и исключением расширения площадки строительства при минимизации строительства капитальных фундаментов. В проекте максимально используется существующая газотранспортная система для подготовки ПНГ и распределения его в качестве топливного газа для ГПА.

Несмотря на то, что проведение негосударственной экспертизы в отношении представленной проектной документации законодательством Российской Федерации также не предусмотрено, по заявлению разработчика проекта проведена оценка соответствия проектной документации установленным требованиям, по результатам которой получено положительное заключение [61]. Негативное воздействие на жилые застройки и водные объекты не оказывается.

В проектной документации [33] разработаны мероприятия по охране атмосферного воздуха; защите от шума; охране подземных и поверхностных вод; охране и рациональному использованию земельных ресурсов и почвенного покрова; рекультивации нарушенных земельных участков и почвенного покрова; сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке и размещению опасных отходов; охране объектов растительного и животного мира; минимизации возникновения возможных аварийных ситуаций и последствий их воздействия на экосистему региона. Разработана программа производственного контроля (мониторинга) за характером изменения всех компонентов экосистемы при строительстве и эксплуатации объекта капитального строительства.

12. ВКЛАД ПРОЕКТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ДОСТИЖЕНИЕ ЦЕЛЕЙ ООН В ОБЛАСТИ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ

Цели устойчивого развития и Повестка дня в области устойчивого развития в социальной, экономической и экологической областях на период до 2030 года одобрены резолюцией Генеральной Ассамблеей ООН [58]. Приверженность к стремлению достижений ЦУР подтверждена Парижским соглашением по климату [59].

Для демонстрации и оценки вклада проектной деятельности в достижение ЦУР применена форма A6.4-FORM-AC-017 [60], признанная Рамочной конвенцией ООН об изменении климата, и обеспечивающая пошаговый подход для демонстрации и оценки вклада.

Шаг 1 - Определение целей и приоритетов устойчивого развития принимающей стороны, которые могут включать национальные стратегии устойчивого развития, национальные цели и индикаторы(показатели) ЦУР, а также экономические, социальные и экологические показатели, относящиеся к механизму углеродного кредитования.

Шаг 2 – Оценка влияния проекта на ЦУР, при котором необходимо определить и обосновать вид прямого воздействия и тип его влияния на достижение устойчивого развития (положительное, отрицательное или негативное) с учетом ЦУР ООН и выбором соответствующих показателей достижения ЦУР принимающей (заинтересованной) стороны. В случае выявления потенциального негативного экологического или социального воздействия, возникающего в результате реализации мероприятий на достижение ЦУР, проводится анализ рисков с целью выявления, оценки, предотвращения, минимизации и смягчения потенциальных рисков, связанных с проектной деятельностью.

Шаг 3 – Установка показателей проекта на уровне механизма углеродного кредитования, способствующих достижению ЦУР для каждого выявленного прямого воздействия, принимая во внимание цели, целевые показатели и индикаторы ЦУР. Показатели могут быть качественными или количественными и должны поддаваться мониторингу в течение периода кредитования.

Парижское соглашение по климату принято Постановлением Правительства России № 1228 [61], а национальные цели России, в том числе в области устойчивого развития, установлены Указом Президента № 309 [62].

При оценке вклада проекта в достижение устойчивого развития проведена идентификация его соответствия ЦУР ООН [63] и национальным целям в области устойчивого развития Российской Федерации [64], выступающей в качестве принимающей стороны, на территории которой

выполняется проект и находятся стороны, заинтересованные в результатах реализации проекта (**Шаг 1**).

Проведение оценки каждого прямого воздействия на ЦУР (**Шаг 2**) показало, что мероприятия проекта при строительстве и эксплуатации Энергокомплекса не оказывают негативного воздействия на ЦУР, ориентированы на содействие достижению Целей ООН в области устойчивого развития, а также соответствуют достижению национальных целей Российской Федерации и показателей их достижения в области устойчивого развития, а именно:

- ЦУР 6. Обеспечение наличия и рационального использования водных ресурсов и санитарии для всех;
- ЦУР 7. Обеспечение доступа к недорогим, надежным, устойчивым и современным источникам энергии для всех;
- ЦУР 8. Содействие поступательному, всеохватному и устойчивому экономическому росту, полной и производительной занятости и достойной работе для всех;
- ЦУР 12. Обеспечение перехода к рациональным моделям потребления и производства;
- ЦУР 13. Принятие срочных мер по борьбе с изменением климата и его последствиями.

По результатам оценки каждого прямого воздействия мероприятий проекта в достижение ЦУР подготовлен план мониторинга, в котором установлены индикаторы, единицы измерения, периодичность, а также ответственные за выявление, контроль и оценку прямого воздействия деятельности по проекту на устойчивое развитие (**Шаг 3**).

Результаты оценки показали, что проект «Утилизация ПНГ для выработки электроэнергии на площадке Энергокомплекс Западно-Зимнего участка» при строительстве объекта не наносил никакого чистого ущерба окружающей среде и обществу, а реализация проекта в процессе эксплуатации Энергокомплекса приводит к сокращению выбросов ПГ, поскольку в региональной энергосистеме сокращается потребление электроэнергии, вырабатываемой на основе ископаемого топлива, что, в числе прочего, будет способствовать достижению ЦУР ООН и национальным целям России в области устойчивого развития.

Результаты оценки влияния проекта на достижение ЦУР и план мониторинга проектной деятельности от сопутствующих выгод в области устойчивого развития представлены в Приложении Г.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Распоряжение Генерального директора ООО «БерезкаГаз Иртыш» № 1/1 от 01.10.2022 «О начале реализации проекта».

2. Приказ ООО «БерезкаГаз Иртыш» от 31.12.2023 № 245 «О вводе в эксплуатацию ОС» (ГПЭС-1).

3. Приказ ООО «БерезкаГаз Иртыш» от 01.06.2024 № 88-1 «О вводе в эксплуатацию ОС» (ГПЭС-2).

4. Приказ ООО «БерезкаГаз Иртыш» от 01.09.2024 № 142-5 «О вводе в эксплуатацию ОС» (ГПЭС-4).

5. Приказ ООО «БерезкаГаз Иртыш» от 31.12.2024 № 218 «О вводе в эксплуатацию ОС» (ГПЭС-3).

6. ГПЗУ № РФ-86-4-05-0-00-2022-3570 от 15.02.2022 г. на участок с кадастровым номером 86:01:0703001:3102

7. Договор аренды лесного участка от 25.02.2019 № 0007/19-04-ДА между Департаментом недропользования и природных ресурсов ХМАО-Югры и ООО «Газпромнефть-Хантос».

8. Соглашение между ООО «Газпромнефть – Хантос» и ООО «БерезкаГаз Иртыш» об установлении сервитута №ХНТ-22/04500/01551/Д/28 от 06.12.2022.

9. Выписка из ЕГРН об основных характеристиках и зарегистрированных правах на объект недвижимости кадастровый на участок с кадастровым номером 86:01:0703001:3971.

10. Договор субаренды лесного участка с кадастровым номером 86:01:0703001:3971 от 27.10.2023 №ХНТ-23/04500/00934/Д/28 между ООО «Газпромнефть-Хантос» и ООО «БерезкаГаз Иртыш».

11. Паспорт «Электрогенераторная установка с поршневым двигателем внутреннего сгорания с искровым зажиганием Тип: JGC 420 GS-S.L Модель: JGC-420». Электрическая выходная мощность 1460 кВт.

12. Паспорт «Электрогенераторная установка JGC 420 GS-S.L с поршневым двигателем внутреннего сгорания с искровым зажиганием». Электрическая выходная мощность 1406 кВт.

13. Технологический регламент опасного производственного объекта «УПН Западно-Зимнего лицензионного участка», рег. № б/н.

14. Технологический регламент опасного производственного объекта «Участок предварительной подготовки нефти (узла сепарации с УПСВ) Западно-Зимнего лицензионного участка», рег. № А58-70667-0083.

15. Паспорта и свидетельства о поверке приборов учета СИКГ УПН.

16. Паспорта и свидетельства о поверке приборов учета СИКГ УПСВ.

17. Паспорта и свидетельства о поверке приборов учета СИКГ Энергокомплекса.

18. Установка факельная модернизированная совмещенная УФМ-С-0,3-0,1-25. Паспорт зав. № 0446.

19. Установка факельная модернизированная УФМС-200/50. Паспорт зав. № 57. Установка факельная совмещенная ФСУ-0,25-ХЛ1. Паспорт зав. № 006.

20. Проектная документация «Энергокомплекс Западно-Зимнего участка. ГПЭС-1, ГПЭС-2, ГПЭС-3, ГПЭС-4». Раздел 1. «Общая пояснительная записка» 355ОХП-016-П-00000-ОПЗ.

21. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов» (Зарегистрировано в Минюсте РФ 29 июля 2022 г. Регистрационный N 69451).

22. Отчёт о выбросах парниковых газов объекта «Энергокомплекс Западно-Зимнего участка. ГПЭС-1, ГПЭС-2, ГПЭС-3, ГПЭС-4» ООО «БерезкаГаз Иртыш» за 2023 год.

23. ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021 «Газы парниковые. Часть 2. Требования и руководство по количественному определению, мониторингу и составлению отчетной документации на проекты сокращения выбросов парниковых газов или увеличения их поглощения на уровне проекта».

24. Приказ Минэкономразвития России от 11.05.2022 № 248 «Об утверждении критериев и порядка отнесения проектов, реализуемых юридическими лицами, индивидуальными предпринимателями или физическими лицами, к климатическим проектам, формы и порядка представления отчета о реализации климатического проекта».

25. Руководство № 001. Обоснование дополнительности проектной деятельности. Разработчик: Институт глобального климата и экологии имени академика Ю. А. Израэля, Версия 2.0, 2023 г. -URL: https://carbonreg.ru/pdf/methodology/accepted/CPM%20Guidelines%20№001_rus.pdf

26. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 29.06.2017 № 330 «Об утверждении методических указаний по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов» (Зарегистрировано в Минюсте РФ 20 октября 2017 г. Регистрационный N 48627).

27. План мероприятий по реализации Стратегии социально-экономического развития Ханты-Мансийского автономного округа - Югры до 2036 года с целевыми ориентирами до 2050 года. -URL: https://depeconom.admhmao.ru/deyatelnost/sotsialno-ekonomicheskoe-razvitie/strategiya-sotsialno-ekonomicheskogo-razvitiya-okruga/plan-meropriyatiy-po-

realizatsii-strategii-2050-/8441871/plan-meropriyatiy-po-realizatsii-strategii-2050/ (дата обращения 04.09.2025).

28. Федеральный закон «Об ограничении выбросов парниковых газов» от 02.07.2021 № 296-ФЗ.

29. Постановление Правительства Российской Федерации от 22.05.2025 № 710 «Об утверждении Правил исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа» (pravo.gov.ru).

30. Протокол заседания Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС от 25.12.2024 № 9344 «Технологическая схема разработки нефтяного месторождения им. Александра Жагрина ХМАО-Югры Тюменской области (ООО «Газпромнефть-Хантос»).

31. Компонентный состав ПНГ 2021-2023 гг.

32. Информация по количеству требуемого дизельного топлива для объекта «Электростанции на ЗЗЛУ им. А.Жагрина за 2024-2033 гг.».

33. Проектная документация «Энергокомплекс Западно-Зимнего участка. ГПЭС-1, ГПЭС-2, ГПЭС-3, ГПЭС-4». Раздел 8. «Мероприятия по охране окружающей среды» 355ОХП-016-П-00000-ООС.

34. Высоковольтный энергокомплекс. Торговый дом «Электроарегат» (г. Новосибирск). – URL: https://td.eag.su/catalog/dizelnye-generatory/cummins/vysokovoltnyy-energokompleks-10000-kvt-ad-10000-t6300-cummins/ (дата обращения 10.09.2025).

35. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

36. Аттестат аккредитации RA.RU.517816 Химико-аналитическая лаборатория Ханты-Мансийского района ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС». – URL: https://rosakklab.ru/reestr.html?search=RA.RU.517816#reestr (дата обращения 11.09.2025).

37. TOOL05 Methodological tool. Baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumption and monitoring of electricity generation, Version 03.0 (Методологический инструмент. Базовые, проектные выбросы и/или утечки от потребления электроэнергии и мониторинг производства электроэнергии, Версия 03.0). – URL: https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-05-v3.0.pdf (дата обращения 03.10.2025).

38. Официальный сайт АО «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии» (АО «АТС»). -URL: https://www.atsenergo.ru/results/co2all (дата обращения 03.10.2025).

39. Отчеты АО «Системный оператор Единой энергетической системы» о функционировании ЕЭС за 2020-2024 гг. -URL: https://www.so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc-ups/. (дата обращения 03.10.2025).

40. Распоряжение Правительства РФ от 22.10.2021 №2979-р «Об утверждении перечня парниковых газов, в отношении которых осуществляется государственный учет выбросов парниковых газов и ведение кадастра парниковых газов».

41. Метрошток № 12333. Паспорт и свидетельство о поверке.

42. ГОСТ 34100.1-2017/ISO/IEC Guide 98-1:2009 «Неопределенность измерения. Часть 1. Введение в руководства по выражению неопределенности измерения», Стандартинформ, М., 2017.

43. Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов, МГЭИК 2006 (Том 1, Глава 3 Неопределенности). – URL: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/russian/pdf/1_Volume1/V1_3_Ch3_Uncertainties.pdf (дата обращения 10.11.2025).

44. GHG Protocol 2003: Short Guidance for Calculating Measurement and Estimation Uncertainty for GHG Emissions (пер. с англ.: Протокол по выбросам парниковых газов 2003 г.: Краткое руководство по расчету погрешностей измерений и оценок выбросов парниковых газов). -URL: https:// ghgprotocol.org/sites/default/files/2023-03/ghg-uncertainty.pdf (дата обращения 10.11.2025).

45. НДК (RUS_NIR_2025). Российская Федерация. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов парниковых газов из источников и их абсорбции поглотителями за 1990-2023 гг., Часть 2, М. – URL: http://downloads.igce.ru/kadastr (дата обращения 10.11.2025).

46. ТУ 26.51.52.110-001-14809366-2017 Расходомеры-счетчики «Вега-Соник ВС-12». Технические условия. - URL: https://nppvega.com/images/-12-v2.06.03.pdf (дата обращения 21.11.2025)

47. ГОСТ 22520-85 «Датчики давления, разрежения и разности давлений с электрическими аналоговыми выходными сигналами ГСП. Общие технические условия». ИПК Издательство стандартов. М., 2003.

48. ГОСТ 30232-94 Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом. Общие технические требования.

49. ГОСТ Р 8.733-2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования

50. ГОСТ Р 57975.1-2017 «Газ нефтяной попутный. Определение состава методом газовой хроматографии. Часть 1. Определение содержания углеводородов С1 - С8+ и неорганических газов с использованием пламенно-

ионизационного детектора и детектора по теплопроводности». Стандартинформ, М., 2018.

51. График аналитического контроля ПНГ, горючего природного газа и масла ООО «Газпромнефть-Хантос» на год, утв. Техническим директором и Директором по газу.

52. ГОСТ 8.587-2019 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений». Стандартинформ, М., 2019.

53. Договор «Купли-продажи газа» от 25.08.2022 № ХНТ-22/01000/01025/Д/83.

54. Распоряжение ООО «БерезкаГаз Иртыш» от 31.12.2023 № 40 «О создании группы по мониторингу».

55. Методический документ «Методические рекомендации по расчету выбросов парниковых газов для учета в корпоративной отчетности», Группа компаний ГПН (ПАО «Газпром нефть»), М-16.01.09.02.06-01 версия 3.0. от 27.06.2025.

56. Распоряжение ООО «Газпромнефть-Хантос» от 29.12.2023 № 354-Р «О создании рабочей группы по мониторингу климатического проекта».

57. Положительное заключение негосударственной экспертизы от 29.12.2022 № 72-2-1-2-094137-2022 объекта экспертизы «Энергокомплекс Западно-Зимнего участка. ГПЭС-1, ГПЭС-2, ГПЭС-3, ГПЭС-4» (355ОХП-016-П-00000 с изм.).

58. Резолюция Генеральной Ассамблеей ООН от 25.09.2015 № 70/1, «Преобразование нашего мира: Повестка дня в области устойчивого развития на период до 2030 года». – URL: https://unctad.org/system/files/official-document/ares70d1_ru.pdf (дата обращения 17.12.2025).

59. Парижское соглашение. – URL: https://unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_russian_.pdf (дата обращения 20.08.2025).

60. A6.4-FORM-AC-017 Sustainable development impact form (version 01.1) | UNFCCC (Форма оценки воздействия на устойчивое развитие A6.4 (версия 01.1). - URL: https://unfccc.int/documents/645545 (дата обращения 17.12.2025).

61. Постановление Правительства Российской Федерации от 21.09.2019 № 1228 «О принятии Парижского соглашения».

62. Указ Президента Российской Федерации от 07.05.2024 № 309 «О национальных целях развития Российской Федерации на период до 2030 года и на перспективу до 2036 года», (pravo.gov.ru).

63. Global-Indicator-Framework-after-2024-refinement-Russian (пер с англ.: - Доработка системы глобальных показателей после 2024 года). Система

глобальных показателей достижения целей в области устойчивого развития и выполнения задач Повестки дня в области устойчивого развития на период до 2030 года. - URL: https://unstats.un.org/sdgs/indicators/Global-Indicator-Framework-after-2024-refinement-Russian.pdf (дата обращения 17.12.2025).

64. Федеральная служба государственной статистики. Национальный набор показателей ЦУР. - URL: https://rosstat.gov.ru/sdg/national (дата обращения 17.12.2025).

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ А
РАСЧЕТ ПРОГНОЗИРУЕМЫХ ВЫБРОСОВ ПГ ПО БАЗОВОМУ СЦЕНАРИЮ

1. Формулы расчета

(Номера формул соответствуют номерам в тексте проекта)

Выбросы парниковых газов в базовой линии:

$$BE_y = BE_{факел,y} + BE_{ген.,y} \quad (6.1)$$

Выбросы парниковых газов при сжигании ПНГ на факельной установке:

$$BE_{факел,y} = FC_{факел,\ y} \times EF_{факел,i,y} \quad (6.2)$$

Коэффициент выброса CO_2:

$$EF_{CO2,y} = (W_{CO2,y} + \sum_{i=1}^{n} (W_{i,y} \times n_{C,i}) \times (1 - CF_y)) \times \rho_{CO2} \times 10^{-2} \quad (6.3)$$

Коэффициент выброса CH_4:

$$EF_{CH4,y} = W_{CH4,y} \times CF_y \times \rho_{CH4} \times 10^{-2} \quad (6.4)$$

Косвенные энергетические выбросы по региональному методу при потреблении электрической энергии:

$$BE_{\ ген.,\ k,\ y} = EC_{k,\ y} \times EF_{\ рег,\ CO2,\ эл,\ k,\ y} \times 10^{-3} \quad (6.5)$$

Потребления электрической энергии от внешних генерирующих объектов:

$$EC_y = (FC_{,y} \times 1000 \times NCV \times \eta)/3600 \quad (6.6)$$

Выбросы парниковых газов в CO_2 эквиваленте:

$$BE_{CO2e,y} = BE_y \times GWP_{CO2,y} \quad (6.7)$$

2. Параметры расчета

Состав топлива (средние значения за 2021-2023 гг.) [31]:

№ пп.	Компонент	Содержание молей С на моль компонента (n_C)	Объемная доля компонента (W), %
1	Гелий	0	0,01232
2	Водород H_2	0	0,00000
3	Кислород O_2	0	0,00547
4	Азот N_2	0	1,57111
5	Диоксид углерода CO_2	1	1,13389
6	Метан CH_4	1	85,03833
7	Этан C_2H_6	2	3,07878

8	Пропан C_3H_8	3	4,46528
9	изо-Бутан i-C_4H_{10}	4	1,02472
10	н-Бутан n-C_4H_{10}	4	1,99944
11	нео-Пентан n-C_5H_{12}	5	0,00232
12	изо-Пентан i-C_5H_{12}	5	0,50903
13	н-Пентан n-C_5H_{12}	5	0,51900
14	Гексаны	6	0,55814
15	Гептаны	7	0,0
16	Октаны	8	0,0
17	Нонаны	9	0,0
18	Деканы	10	0,0
19	Метанол	1	0,0

Условия сжигания:

Условия сжигания на факельной установке	Нефтеперерабатывающие, нефтехимические, химические металлургические и прочие предприятия [21]
Коэффициент недожога (CF), доля	0,0006
Условия измерений плотности CO_2 и CH_4	293,15 K (20 °C); 101,325 кПа
Плотность CO_2 (ρ_{CO_2}), кг/м³	1,8393
Плотность CH_4 (ρ_{CH_4}), кг/м³	0,6680

Региональный коэффициент энергетических выбросов [37], т CO_2/МВт·ч	0,4

Потенциал глобального потепления [40]:

CO_2 (диоксид углерода), т CO2-экв./т	1
CH_4, (метан), т CO2-экв./т	25*

*- при расчетах с 2025 года принимается равным 28 т CO_2-экв./т

3. Результаты расчёта коэффициентов:

Коэффициент выброса CO_2 при сжигании ПНГ на факеле, т/тыс. м³:	2,3221
Коэффициент выброса CH_4 при сжигании ПНГ на факеле, т/тыс. м³:	0,000341

4. Результаты расчёта выбросов по базовому сценарию:

Год реализации проекта (зачетный период)	Расход ПНГ $FC_{факел,\,y}$, тыс. $м^3$	Базовые выбросы ПГ при сжигании на факеле		Косвенные энергетические выбросы $BE_{ген.,k,y}$, т CO_2-экв.	Базовые выбросы ПГ BE $_{CO2e,y}$, т CO_2-экв.
		$BE_{факел,y}$, т CO_2	$BE_{факел,y}$, т CH_4		
1-й зачетный период (2024-2028 гг.)					
2024	15 900	36 921	5	29 566	66 612
2025	14 315	33 241	5	26 619	60 000
2026	11 720	27 215	4	21 794	49 121
2027	10 660	24 753	4	19 822	44 687
2028	9 870	22 919	3	18 354	41 357
Итого за 1-й зачетный период:					**261 777**
2-й зачетный период (2029-2033 гг.)					
2029	13 095	30 408	4	24 350	54 870
2030	12 905	29 966	4	23 997	54 075
2031	11 725	27 226	4	21 803	49 141
2032	10 140	23 546	3	18 856	42 486
2033	9 770	22 687	3	18 168	40 939
Итого за 2-й зачетный период:					**241 511**
3-й зачетный период (2034-2038 гг.)					
2034	9 225	21 421	3	17 154	38 659
2035	8 195	19 029	3	15 239	34 352
2036	7 540	17 508	3	14 021	31 613
2037	6 910	16 046	2	12 849	28 951
2038	6 350	14 745	2	11 808	26 609
Итого за 3-й зачетный период:					**160 184**
Итого за период 2024-2038 гг.:					**663 472**

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
РАСЧЕТ ОЖИДАЕМЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ВЫБРОСОВ ПГ ПО ПРОЕКТНОМУ СЦЕНАРИЮ

1.Формулы расчета

(Номера формул соответствуют номерам в тексте проекта)

Выбросы ПГ по проектному сценарию:

$$PE_y = PE_{ГПЭС,y} + PE_{ДЭС,y} + PE_{факел,y}, \quad (7.1)$$

Стационарное сжигание ПНГ на ГПЭС.

$$PE_{ГПЭС,y} = FC_{ГПЭС,,y} \times EF_{CO2,y} \times OF_y \quad (7.2)$$

Коэффициент выбросов CO_2 от стационарного сжигания ПНГ на ГПЭС:

$$EF_{CO2,y} = \sum_{j=1}^{n}(W_{i,y} \times n_{C,i}) \times \rho_{CO2}) \times 0{,}01 \quad (7.3)$$

Сжигание дизельного топлива на аварийных ДЭС.

$$PE_{ДЭС,y} = \Sigma_{j=1}^{n}(FC_{ДИЗ,y} \times EF_{CO2,ДИЗ,y} \times OF_{j,y}) \quad (7.4)$$

Расход дизельного топлива на аварийных ДЭС:

$$FC_{ДИЗ,y} = FC_{ДИЗ,Н,y} \times k_y \quad (7.5)$$

Суммарные выбросы ПГ по категориям источников с учетом потенциалов глобального потепления:

$$PE_{CO2e,y} = \sum_{i=1}^{n}(PE_y \times GWP_{i,y}) \quad (7.6)$$

2.Параметры расчета

Состав топлива (средние значения за 2021-2023 гг.) [31]:

№ пп.	Компонент	Содержание молей С на моль компонента (n_C)	Объемная доля компонента (W), %
1	Гелий	0	0,01232
2	Водород H_2	0	0,00000
3	Кислород O_2	0	0,00547
4	Азот N_2	0	1,57111
5	Диоксид углерода CO_2	1	1,13389
6	Метан CH_4	1	85,03833
7	Этан C_2H_6	2	3,07878
8	Пропан C_3H_8	3	4,46528
9	изо-Бутан i-C_4H_{10}	4	1,02472
10	н-Бутан n-C_4H_{10}	4	1,99944

11	нео-Пентан n-C_5H_{12}	5	0,00232
12	изо-Пентан i-C_5H_{12}	5	0,50903
13	н-Пентан n-C_5H_{12}	5	0,51900
14	Гексаны	6	0,55814
15	Гептаны	7	0,0
16	Октаны	8	0,0
17	Нонаны	9	0,0
18	Деканы	10	0,0
19	Метанол	1	0,0

Условия сжигания:

Расход ПНГ (FC_y) при стационарном сжигании, тыс. м^3	см. таблицу 6.3
Расход дизельного топлива при сжигании на аварийных ДЭС ($FC_{ДИЗ,y}$) за период *y,* т [32]	0,6
Условия измерений плотности CO_2 и CH_4	293,15 K (20 °C); 101,325 кПа
Плотность CO_2 (ρ_{CO_2}), кг/м³	1,8393
Плотность CH_4 (ρ_{CH_4}), кг/м³	0,6680

Коэффициент перевода натурального количества дизельного топлива в тонны условного топлива = 1,45 т у.т./т [21]

Коэффициент выбросов CO_2 от стационарного сжигания дизельного топлива на аварийных ДЭС = 2,17 т CO_2/ т у.т. [21]

Потенциал глобального потепления [40]:

CO_2 (диоксид углерода), т CO2-экв./т	1

3.Результат расчёта коэффициентов:

Обозначение	Наименование	Результат
$EF_{CO2,j,y}$	Коэффициент выброса CO_2:	
	-при сжигании ПНГ на ГПЭС, т/тыс. м³	2,3235

4.Результат расчёта выбросов ПГ по проектному сценарию:

Год	$PE_{ГПЭС,CO2e,y}$, тCO_2-экв.	$PE_{ДЭС,CO2e,y}$, тCO_2-экв.	$PE_{CO2e,y}$, тCO_2-экв.
1-й зачетный период (2024-2028 гг.)			
2024	36 943	2	36 945
2025	33 260	2	33 262
2026	27 231	2	27 233
2027	24 768	2	24 770
2028	22 933	2	22 935
Итого за 1-й период:			**145 145**
2-й зачетный период (2029-2033 гг.)			

2029	30 426	2	30 428
2030	29 984	2	29 986
2031	27 243	2	27 245
2032	23 560	2	23 562
2033	22 700	2	22 702
Итого за 2-й период:			**133 923**
3-й зачетный период (2034-2038 гг.)			
2034	21 434	2	21 436
2035	19 041	2	19 043
2036	17 519	2	17 521
2037	16 055	2	16 057
2038	14 754	2	14 756
Итого за 3-й период:			**88 813**
ИТОГО за период 2024-2038:			**367 881**

ПРИЛОЖЕНИЕ В
РАСЧЕТ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ПРОГНОЗИРУЕМОГО СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ ПГ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА (1-й зачетный период)

(Расчет выполнен по формулам проекта 7.10-7.12)

Таблица В.1 – Расчет неопределенности

Категория выбросов (стационарное сжигание)	Сектор производственной деятельности [45]	Газ	Объединенная неопределенность [45], %	Выбросы ПГ (*C, D, E*), т CO_2-экв.	Неопределенность (c, d, x), %
Сжигание ПНГ на факеле	1.B.2.C Продувка и сжигание *(a)*	CO_2	24	145 049	
		CH_4	36	573	
Сжигание топлива на внешних источниках	1.A.1. Энергетическая промышленность («Газообразные топлива»), (*b)*	CO_2	9	116 155	
Базовый сценарий *(c), (C)*:				261 777	44
Сжигание газообразного топлива (ПНГ) на ГПА	1.A.5 Другие сектора и виды сжигания топлива, не учтенные ранее («Газообразные топлива»), *(e)*	CO_2	9	145 135	
Сжигание жидкого топлива (дизельное топливо) на ДЭС	1.A.5 Другие сектора и виды сжигания топлива, не учтенные ранее («Жидкие топлива»), *(k)*	CO_2	7	9	
Проектный сценарий *(d), (D)*:				145 144	11
Сумма выбросов ПГ (E):				406 921	
Общая неопределенность* *(x):*					29

* В качестве подходящего уровня для определения диапазона неопределенности использован 95%-ный доверительный интервал, предлагаемый МГЭИК 2006 [43].

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
ВКЛАД ПРОЕКТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ДОСТИЖЕНИЕ ЦЕЛЕЙ ООН В ОБЛАСТИ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ

Таблица Г.1 - Оценка влияния проекта на достижение целей устойчивого развития

Краткое наименование цели устойчивого развития[4]	Оказывает ли деятельность по проекту непосредственное влияние на эту ЦУР?	Обоснование влияния деятельности по проекту на достижение ЦУР	Цель ЦУР [63]	Тип воздействия	Показатель ЦУР на уровне принимающей стороны [64]	Индикатор УР по проекту
1	2	3	4	5	6	7
ЦУР 1 Ликвидация нищеты	нет	Проект не предусматривает достижение данной ЦУР	-	отсутствие влияния	-	-
ЦУР 2 Ликвидация голода	нет	Проект не предусматривает достижение данной ЦУР	-	отсутствие влияния	-	-
ЦУР 3 Хорошее здоровье и благополучие	нет	Проект не предусматривает достижение данной ЦУР	-	отсутствие влияния	-	-
ЦУР 4 Качественное образование	нет	Проект не предусматривает достижение данной ЦУР	-	отсутствие влияния	-	-
ЦУР 5 Гендерное равенство	нет	Проект не предусматривает достижение данной ЦУР	-	отсутствие влияния	-	-
ЦУР 6 Чистая вода и санитария	да	Строительство и эксплуатация объекта исключает сброс сточных вод в водные объекты	6.6 К 2020 году обеспечить защиту и восстановление экосистем, связанных с водными ресурсами, включая горы, леса, водно-болотные угодья, реки, водоносные горизонты и озёра	положительное	Доля нормативно очищенной сточной воды (6.3.1), %	Сбор, откачка и вывоз сточных вод

[4]Home - United Nations Sustainable Development (пер. с англ Цели в области устойчивого развития — Устойчивое развитие) https://www.un.org/sustainabledevelopment/ru/sustainable-development-goals/

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7
ЦУР 7 Недорогостоящая и чистая энергия	да	Обеспечение доступа к недорогим, надежным, устойчивым и современным источникам энергии для всех	7.3 К 2030 году удвоить глобальные темпы повышения энергоэффективности	положительное	Энергоемкость ВВП за год, предшествующий предыдущему (7.3.1), кг условного топлива на 10 тыс. руб. в постоянных ценах 2016 года	Выработка электроэнергии при утилизации ПНГ
ЦУР 8 Достойная работа и экономический рост	да	Обеспечение хороших условий для работы оперативного персонала с достойной оплатой труда.	8.5 К 2030 году обеспечить полную и производительную занятость и достойную работу для всех женщин и мужчин, в том числе молодых людей и инвалидов, и равную оплату за труд равной ценности	положительное	Уровень реальной среднемесячной заработной платы (в % к предыдущему году)	Рост уровня оплаты труда
ЦУР 9 Индустриализация, инновация и инфраструктура	нет	Проект не предусматривает достижение данной ЦУР	-	отсутствие влияния	-	-
ЦУР 10 Уменьшение неравенства	нет	Проект не предусматривает достижение данной ЦУР	-	отсутствие влияния	-	-
ЦУР 11 Устойчивые города и населенные пункты	нет	Проект не предусматривает достижение данной ЦУР	-	отсутствие влияния	-	-
ЦУР 12 Ответственное потребление и производство	да	Проектом предусмотрено рациональное природопользование, снижающее уровень воздействия на окружающую среду	12.5 К 2030 году существенно уменьшить объем отходов путем принятия мер по предотвращению их образования, их сокращению, переработке и повторному использованию	положительное	Доля утилизированных и обезвреженных ОПП в общем объеме образовавшихся ОПП, %	Соблюдение требований к обращению с ОПП

Окончание таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7
ЦУР 13 Борьба с изменением климата	да	При реализации проекта прогнозируется сокращение выбросов ПГ	13.2 Включить меры реагирования на изменение климата в политику, стратегии и планирование на национальном уровне	положительное	Количество отраслевых, региональных и корпоративных планов адаптации к изменению климата, единиц	Ожидаемое сокращение выбросов **116 632** т CO_2-экв.
ЦУР 14 Сохранение морских экосистем	нет	Проект не предусматривает достижение данной ЦУР	-	отсутствие влияния	-	-
ЦУР 15 Сохранение экосистем суши	нет	Проект не предусматривает достижение данной ЦУР	-	отсутствие влияния	-	-
ЦУР 16 Мир, правосудие и эффективные институты	нет	Проект не предусматривает достижение данной ЦУР	-	отсутствие влияния	-	-
ЦУР 17 Партнёрство в интересах устойчивого развития	нет	Проект не предусматривает достижение данной ЦУР	-	отсутствие влияния	-	-

Таблица Г.2 - План мониторинга сопутствующих выгод от проектной деятельности в области устойчивого развития

Наименование показателей	Содержание	
1	2	
ЦУР 6. Обеспечение наличия и рационального использования водных ресурсов и санитарии для всех (Чистая вода и санитария)		
Цель проекта в достижении ЦУР:	Соблюдение объектом границ водоохранных зон и прибрежных защитных полос поверхностных источников водоснабжения и зон санитарной охраны источников питьевого водоснабжения	
Индикатор проекта в достижении ЦУР:	Отсутствие случаев нарушения границ водоохранных зон и прибрежных защитных полос поверхностных источников водоснабжения и зон санитарной охраны источников питьевого водоснабжения	
Описание:	Сбор, откачка и вывоз сточных вод	
Единица измерения:	Количество нарушений	
Источник данных:	Информационные сообщения Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека	
Процедура измерения (при наличии):	-	
Частота мониторинга:	1 раз в год при подготовке отчета о реализации мероприятий проекта за отчетный год	
Ответственный за мониторинг:	Начальник отдела ООС БГИ	
Год	Базовое значение	Значение
2024	Нарушение установленных зон отсутствует	
2025	Нарушение установленных зон отсутствует	
2026	Нарушение установленных зон отсутствует	
2027	Нарушение установленных зон отсутствует	
2028	Нарушение установленных зон отсутствует	
ЦУР 7. Обеспечение доступа к недорогим, надежным, устойчивым и современным источникам энергии для всех (Недорогостоящая и чистая энергия)		
Цель проекта в достижении ЦУР:	Обеспечение доступа к недорогим, надежным, устойчивым и современным источникам энергии для всех	

Продолжение таблицы Г.2

1	2	
Индикатор проекта в достижении ЦУР:	Выработка электроэнергии при утилизации ПНГ	
Описание:	Исключение использования ископаемого топлива при утилизации ПНГ для выработки электрической энергии. Реализация проекта обеспечит интенсификацию освоения месторождения имени А. Жагрина без необходимости дополнительных затрат. Исключение необходимости строительства воздушных линий электропередач и подстанций, необходимых для присоединения к внешней сети электроснабжения. Контроль тарифов, исключение наценок за перекрёстное субсидирование. Обеспечение финансовой эффективности проекта.	
Единица измерения:	МВт·ч	
Источник данных:	Показания приборов учета электрической энергии	
Процедура измерения (при наличии):	-в соответствии с технической документацией	
Частота мониторинга:	1 раз в квартал с агрегированием при подготовке отчета о реализации мероприятий проекта за отчетный год	
Ответственный за мониторинг:	Руководитель центра обеспечения производства ГПН-Хантос, Ведущий инженер-энергетик БГИ	
Год	Базовое значение, МВт·ч	Достигнутое значение, МВт·ч
2024	73 916	
2025	66 548	
2026	54 484	
2027	49 556	
2028	45 884	
ЦУР 8. Содействие поступательному, всеохватному и устойчивому экономическому росту, полной и производительной занятости и достойной работе для всех (Достойная работа и экономический рост)		
Цель проекта в достижении ЦУР:	Обеспечение хороших условий для работы оперативного персонала с достойной оплатой труда. Сокращение расхода ПНГ, направляемого на сжигание на ФУ, исключает возможность уплаты штрафов и повышает положительный финансовый результат	

Продолжение таблицы Г.2

1	2	
Индикатор проекта в достижении ЦУР:	Рост уровня оплаты труда	
Описание:	Увеличение реальной среднемесячной заработной платы	
Единица измерения:	%	
Источник данных:	Отчет компании по итогам года	
Процедура измерения (при наличии):	В установленном порядке	
Частота мониторинга:	1 раз в год при подготовке отчета о реализации мероприятия за отчетный год	
Ответственный за мониторинг:	Генеральный директор БГИ: Рост уровня оплаты труда.	
Год	Базовое значение, %	Достигнутое значение, %
2024	100	
2025	100	
2026	100	
2027	100	
2028	100	
ЦУР 12. Обеспечение перехода к рациональным моделям потребления и производства (Ответственное потребление и производство)		
Цель проекта в достижении ЦУР:	отказаться от сжигания ПНГ, получаемых в процессе добычи нефти, на ФУ и сопровождающегося загрязнением атмосферы продуктами сгорания (оксиды азота, углерода, сажа, углеводороды)	
Индикатор проекта в достижении ЦУР:	Соблюдение требований к обращению с ОПП	
Описание:	Организация и контроль обращения с ОПП в соответствии с требованиями, установленными законодательством.	
Единица измерения:	В соответствии с Программой ПЭК	
Источник данных:	Результаты ПЭК	
Процедура измерения (при наличии):	В соответствии с Программой ПЭК	

Окончание таблицы Г.2

1	2	
Частота мониторинга:	В соответствии с Программой ПЭК с агрегированием при подготовке отчета о реализации мероприятий проекта за отчетный год	
Ответственный за мониторинг:	Начальник отдела ООС БГИ	
Год	Базовое значение	Достигнутое значение
2024	В соответствии с Программой ПЭК	
2025	В соответствии с Программой ПЭК	
2026	В соответствии с Программой ПЭК	
2027	В соответствии с Программой ПЭК	
2028	В соответствии с Программой ПЭК	
ЦУР №13 Принятие срочных мер по борьбе с изменением климата и его последствиями (Борьба с изменением климата)		
Цель проекта в достижении ЦУР:	Сокращение выбросов парниковых газов за счет сокращения сжигания ПНГ на ФУ и утилизации ПНГ для получения энергии	
Индикатор проекта в достижении ЦУР:	Ожидаемое сокращение выбросов ПГ **116 632** т CO_2-экв. (Таблица 7.3)	
Описание:	Расчет ожидаемого сокращения выбросов ПГ выполняется по результатам сбора и обработки первичных данных	
Единица измерения:	тCO_2-экв.	
Источник данных:	раздел 9	
Процедура измерения (при наличии):	В соответствии с таблицами 9.2 - 9.7	
Частота мониторинга:	В соответствии с таблицами 9.2 - 9.7	
Ответственный за мониторинг:	В соответствии с таблицей 9.12	
Год	Ожидаемое сокращение выбросов ПГ, т CO_2-экв.	Достигнутое сокращение выбросов ПГ, т CO_2-экв.
2024	29 667	
2025	26 738	
2026	21 888	
2027	19 917	
2028	18 422	