

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ТАТНЕФТЬ» имени В.Д. Шашина

УТВЕРЖДАЮ

Начальник управления охраны
окружающей среды и экологии
ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

_____ А.Ф. Алчинов



«12» марта 2026 г.

КЛИМАТИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ

**Повышение энергоэффективности
системы поддержания пластового давления
КНС-153 НГДУ «Джалильнефть» ПАО «Татнефть»**

Начальник отдела
охраны окружающей среды и
экологической безопасности

П.Н. Кубарев

Альметьевск, 2026

Список исполнителей

Начальник ОООСиЭБ УООСиЭ

Кубарев П.Н.

Начальник ОИиАР ЦПЭБ ЦОБ

Мипанина О.Е.

Руководитель группы ОООСиЭБ УООСиЭ

Ахметзянов А.М.

Ведущий специалист (климатолог) ОООСиЭБ УООСиЭ

Костылева Н.Ю.

Содержание

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ	4
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	5
2. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ КЛИМАТИЧЕСКОГО ПРОЕКТА	7
3. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОТНЕСЕНИИ ПРОЕКТА К КЛИМАТИЧЕСКОМУ ПРОЕКТУ	9
4. СВЕДЕНИЯ О ПРОВЕДЕНИИ И РЕЗУЛЬТАТАХ КОНСУЛЬТАЦИЙ	14
5. ТИП КЛИМАТИЧЕСКОГО ПРОЕКТА	15
6. СВЕДЕНИЯ ОБ ОЦЕНКЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРОЕКТА НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	16
7. МЕСТО РЕАЛИЗАЦИИ КЛИМАТИЧЕСКОГО ПРОЕКТА	17
8. ИСТОЧНИКИ ВЫБРОСОВ ПГ (ГРАНИЦЫ ПРОЕКТА). ОБЪЕКТЫ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ГРАНИЦАХ ПРОЕКТА, ПРАВОВЫЕ ОСНОВАНИЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УКАЗАННЫХ ОБЪЕКТОВ	18
9. ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОГНОЗИРУЕМОЙ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ПРИ ОТСУТСТВИИ ПРОЕКТА ЗА ПЕРИОД РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА (БАЗОВАЯ ЛИНИЯ)	19
10. ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТА КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ПЛАНИРУЕМЫХ К СОКРАЩЕНИЮ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В РЕЗУЛЬТАТЕ РЕАЛИЗАЦИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПРОЕКТА (ПРОЕКТНЫЙ СЦЕНАРИЙ)	26
11. ОПИСАНИЕ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ РИСКОВ НЕВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПРОЕКТА И МЕР ПО ИХ МИНИМИЗАЦИИ	30
12. ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ ПО СБОРУ ПЕРВИЧНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ПОДТВЕРЖДЕНИЯ СВЕДЕНИЙ О СОКРАЩЕНИИ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ (ПЛАН МОНИТОРИНГА)	36
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	47

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящем климатическом проекте применяют следующие сокращения и обозначения:

АРМ – автоматизированное рабочее место

АСУТП – автоматизированная система управления технологическим процессом

ГОСТ – государственный стандарт

ИНН – идентификационный номер налогоплательщика

КИП – контрольно-измерительный прибор

КНС – кустовая насосная станция

КП – климатический проект

МГЭИК – межправительственная группа экспертов по изменению климата

НГДУ – нефтегазодобывающее управление

НПА – нормативно-правовой акт

ОВОС – оценка воздействия на окружающую среду

ОГРН – оценка воздействия на окружающую среду

Отдел ИиАР – отдел исследовательских и аналитических работ

УООС и Э – управление охраны окружающей среды и экологии

ПАО – публичное акционерное общество

ПГ – парниковый газ

ППД – поддержание пластового давления

РУ – распределительное устройство

СМР – строительно - монтажные работы

СП – структурное подразделение

ТОиР – техническое обслуживание и ремонт

УНПЖЭ – установка насосная плунжерная с электрическим регулированием

ЦЗ – ценовая зона

ЦНС – центробежный насос

ЦОБ – центр обслуживания бизнеса

ЦППД – цех поддержания пластового давления

ЦПЭБ – центр промышленной и экологической безопасности

ЦСУ – цит станции управления

ЭРЭО – эксплуатации и ремонту энергетического оборудования

CDM – Clean Development Mechanism (механизм чистого развития)

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

1.1 Исполнитель климатического проекта:	
Наименование	Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина (сокращенно – ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина)
Организационно – правовая форма	Публичное акционерное общество
Основной государственный регистрационный номер (ОГРН)	1021601623702
Адрес места нахождения	423450, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 75
Идентификационный номер налогоплательщика (ИНН)	1644003838
Основной вид деятельности в соответствии с Общероссийским классификатором видов экономической деятельности (ОКВЭД)	06.10 Добыча нефти и нефтяного (попутного) газа
Контактное лицо по климатическому проекту (фамилия, имя, отчество (при наличии), почтовый адрес, телефон, адрес электронной почты (при наличии))	Ведущий специалист (климатолог) ОООСиЭБ УООСиЭ ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Костылева Наталья Юрьевна, (8553) 307963 KostilevaNYu@tatneft.ru
1.2 Климатический проект	
Название	Повышение энергоэффективности системы поддержания пластового давления КНС-153 НГДУ «Джалильнефть» ПАО «Татнефть»
Цель проекта	Достижение корпоративных целей ПАО «Татнефть» по декарбонизации технологических процессов компании
Задача проекта	Сокращение выбросов парниковых газов за счет замены центробежного насоса на насос объемного действия
Тип проекта	Сокращение выбросов парниковых газов
Сведения о сфере деятельности, в которой осуществляется проект, в соответствии с Общероссийским классификатором видов экономической деятельности	06.10 Добыча нефти и нефтяного (попутного) газа

Дата начала климатического проекта	02.04.2021 – принятие решения о финансовом обеспечении реализации мероприятий проекта [1]
Сроки реализации климатического проекта	02.04.2021 – 31.12.2031
Сроки этапов реализации проекта	-
Дата начала проектной деятельности	21.08.2021 [2]
Начало зачетного периода	01.01.2022
Сведения о периоде, в течение которого в результате реализации климатического проекта происходит сокращение (предотвращение) выбросов парниковых газов и (или) увеличение их поглощения (зачетный период)	01.01.2022 – 31.12.2031
Планируемая дата завершения реализации климатического проекта	31.12.2031

2. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ КЛИМАТИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

Кустовая насосная станция является частью системы поддержания пластового давления. Основной задачей КНС является нагнетание подготовленной технической жидкости в продуктивные нефтяные пласты для поддержания или создания необходимых пластовых давлений, установленных технологической схемой разработки месторождений.

До начала проектной деятельности на КНС-153 НГДУ «Джалильнефть» жидкость перекачивали два центробежных насоса: ЦНС 63-1800 производительностью 1512 м³/сутки и ЦНС 40-1400 производительностью 960 м³/сутки [3].

Техническое перевооружение КНС-153 НГДУ «Джалильнефть» предусматривает замену ЦНС 40-1400 на новый энергоэффективный плунжерный насос СТ-А УНПЖЭ 1000-150 производительностью 1000 м³/сутки [2].

Производительность насосов приведена в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Производительность насосов

Наименование насоса	Производительность, м ³ /сут	Производительность, м ³ /час
ЦНС 63-1800	1512	63
ЦНС 40-1400	960	40
СТ-А УНПЖЭ 1000-150	1000	41,6

За счет внедрения нового энергоэффективного оборудования СТ-А УНПЖЭ 1000-150 производительностью 1000 м³/сут, вместо ЦНС 40-1400 производительностью 960 м³/сут, сократится потребление электроэнергии на закачку жидкости.

Проект направлен на сокращение выбросов парниковых газов за счет снижения электропотребления насосов.

Проект позволит сэкономить электроэнергию и снизить выбросы парниковых газов на **4620 т СО₂-экв.** в течение зачетного периода.

Сроки зачетного периода – 01.01.2022 – 31.12.2031.

Разработка климатического проекта проведена на основании и в соответствии со следующими документами:

- 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» [4];

- 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 [5];

- CDM AMS-II.C Small-scale Methodology «Demand-side energy efficiency activities for specific technologies» (Version 16.0) (пер. с англ.: CDM AMS-II.C

Маломасштабная методология: Мероприятия по повышению энергоэффективности конкретных технологий, ориентированных на спрос (Версия 16.0)) [6].

В случае инициирования процесса валидации или верификации ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина гарантирует, что валидация и верификация будет проведена в соответствии с принципами и требованиями ГОСТ Р ИСО 14064-3-2021 «Газы парниковые. Часть 3. Требования и руководство по валидации и верификации заявлений в отношении парниковых газов» [7].

3. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОТНЕСЕНИИ ПРОЕКТА К КЛИМАТИЧЕСКОМУ ПРОЕКТУ

Критерии отнесения проекта к климатическому установлены в приказе Минэкономразвития от 11.05.2022 № 248 (ред. от 08.07.2024) «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» [4]. Сведения, подтверждающие соответствие проекта требованиям приказа № 248 от 11.05.2022 (ред. от 08.07.2024), представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 –Обоснование отнесения проекта к климатическому проекту

№ п/п	Критерии отнесения проектов к климатическим проектам	Обоснование
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 [8]	Климатический проект не противоречит требованиям законодательства, федеральных законов, иных нормативных правовых актов Российской Федерации, а также законов и иных нормативных правовых актов Республики Татарстан. Проект разработан в соответствии с ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021 [5].
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 за период 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	Результатом реализации проекта является сокращение выбросов парниковых газов за счет снижения потребления электроэнергии в результате замены оборудования. В результате реализации проектной деятельности снижения хозяйственной деятельности не предусмотрено.

	и (или) объема производимой продукции (в натуральном выражении) исполнителя 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 мероприятия 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, подтвержденного соответствующей документированной информацией.	Решение об осуществлении проектной деятельности не обусловлено обязательными требованиями законодательства РФ и является добровольной инициативой ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шапина, для реализации которой требуется выполнение дополнительных мероприятий и преодоление «барьеров».
5	Мероприятия проекта осуществляются в связи с наличием экономических условий для использования результатов его реализации, предусмотренных частью 1 статьи 11 Федерального закона [8].	Мероприятия проекта осуществляются в связи с наличием экономических условий для использования результатов его реализации. По результатам валидации климатического проекта планируется его регистрация в Реестре углеродных единиц и выпуск углеродных единиц в течение зачетного периода по результатам верификации. Выпуск и продажа углеродных единиц стимулирует деятельность по проекту.

Климатический проект разработан в соответствии с методологией CDM AMS-II.C [6]. Эта методология, согласно п. 1, включает в себя мероприятия по установке нового энергоэффективного оборудования на одной или нескольких проектных площадках в качестве проектов модернизации или нового строительства.

Обоснование применимости выбранной методологии CDM AMS-II.C [6] к деятельности по проекту представлено в таблице 3.2.

Таблица 3.2 –Обоснование применимости методологии к деятельности по проекту

Критерии применимости	Обоснование
П.3 Данная методология применима только в том случае, если уровень обслуживания (например, номинальная мощность или производительность) установленного проектного энергоэффективного оборудования составляет от 90% до 150% уровня обслуживания базового оборудования. Соотношение уровня обслуживания проектного энергоэффективного оборудования к базовому оборудованию может быть заменой один к одному или много к одному. В последнем случае уровень обслуживания проекта и базового уровня можно сравнивать на совокупной основе.	Применимо. Производительность насосов находится в пределах от 90 до 150% (104%). Уровень обслуживания установленного проектного энергоэффективного оборудования (СТ-А УНПЖЭ 1000-150 = 1000 м³/сутки), а базового оборудования (ЦНС 40-1400 = 960 м³/сутки) составляет 104%.
П. 4 Требования к базовой линии для проектов модернизации и проектов, связанных с увеличением мощности, указаны в пунктах 20-21 Общих руководящих принципов для методологий SSC CDM. В случае, если объем производства проекта в год у превышает средний исторический объем производства (средний показатель за три последних года, предшествующих реализации проекта), а демонстрация исходного уровня для увеличения мощности не проводится, значение объема производства в год у ограничивается значением среднего исторического уровня производства.	Применимо. В рамках проекта технического перевооружения КНС-153 было проведено сопоставление совокупной паспортной производительности оборудования базового и проектного сценариев, что является демонстрацией базовой линии для увеличения мощности. Согласно паспортным характеристикам насосы ЦНС 63-1800 и ЦНС 40-1400 базового сценария обеспечивают возможность перекачки технической жидкости в объеме 2472 м³/сут., 902,28 тыс. м³/год. Согласно паспортным характеристикам оборудования проектного сценария, насосы ЦНС 63-1800 и СТ-А УНПЖЭ 1000-150 обеспечивают возможность перекачки технической жидкости в объеме 2512 м³/сут., 916,88 тыс. м³/год.

	Проектом запланирована перекачка технической жидкости в объеме 350,4 тыс. м³/год (прогнозный объем закачки установлен по производительности замененного оборудования в базовой линии (ЦНС 40-1400)), что не превышает значение объема перекачки, установленное паспортными характеристиками насосов в базовом сценарии (2472 м³/сут., 902,28 тыс. м³/год.). Увеличение объема перекачки с исторического уровня (среднее значение за 2018 - 2020 – 210,98 тыс.м³/год) до проектного объема (350,4 тыс.м³/год) не выводит оборудование за пределы его паспортных характеристик. Таким образом, мощность и производительность оборудования в базовом сценарии позволили бы перекачивать проектный объем жидкости, дополнительная мощность не требуется.
П. 5 Для проектной деятельности, связанной с распространением ламп, эксплуатационные характеристики проектных ламп должны превышать применимые минимальные стандарты энергоэффективности в принимающей Стороне.	Не имеет значения, так как деятельность по проекту не связана с заменой ламп.
П.6 Световая отдача проектных ламп должна быть не менее 70 люмен на ватт.	Не имеет значения, так как деятельность по проекту не связана с заменой ламп.
П.7 Если энергоэффективное оборудование содержит хладагенты, то хладагент, используемый в проекте, не должен иметь озоноразрушающего потенциала (ОРП).	Не имеет значения, так как оборудование не содержит хладагенты.
П. 8 Данная методология учитывает сокращение выбросов только за счет сокращения потребления электроэнергии и/или ископаемого топлива за счет использования более эффективного оборудования. Однако расчет выбросов по проекту должен включать любые дополнительные выбросы, по сравнению с базовым уровнем, связанные с хладагентами, используемыми в оборудовании по проекту.	Применимо. Сокращение выбросов происходит только за счет снижения потребления электроэнергии более эффективным оборудованием.

П 9 Совокупная экономия энергии по одному проекту не может превышать эквивалент 60 ГВт·ч в год для технологий энергоэффективности конечного использования электроэнергии. Для технологий энергоэффективности конечного использования ископаемого топлива предел составляет 180 ГВт·ч тепловой энергии в год.	Применимо. Совокупная экономия электроэнергии в рамках проекта не превышает 60 ГВт·ч в год.
---	--

4. СВЕДЕНИЯ О ПРОВЕДЕНИИ И РЕЗУЛЬТАТАХ КОНСУЛЬТАЦИЙ

Размещение информации о проектной деятельности в публичном доступе в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» не производилось, консультации не осуществлялись. Права третьих лиц проектом не затрагиваются.

5.ТИП КЛИМАТИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

До начала проектной деятельности на КНС-153 НГДУ «Джалильнефть» жидкость перекачивали два центробежных насоса: ЦНС 63-1800 и ЦНС 40-1400.

Техническое перевооружение КНС-153 НГДУ «Джалильнефть» предусматривает замену ЦНС 40-1400 на новый энергоэффективный плунжерный насос СТ-А УНПЖЭ 1000-150.

За счет внедрения нового энергоэффективного оборудования СТ-А УНПЖЭ 1000-150 сократится потребление электроэнергии на закачку жидкости.

Проект направлен на сокращение выбросов парниковых газов за счет снижения электропотребления насоса.

6. СВЕДЕНИЯ ОБ ОЦЕНКЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРОЕКТА НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Оценка воздействия проекта на окружающую среду не проводилась, так как замена насоса на более энергоэффективный на КНС-153 НГДУ «Джалильнефть» не вносит изменений в технологический процесс и не является объектом капитального строительства.

7. МЕСТО РЕАЛИЗАЦИИ КЛИМАТИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

Наименование объекта: кустовая насосная станция КНС-153 НГДУ «Джалильнефть».

Местоположение установлено относительно ориентира, расположенного в границах участка. Почтовый адрес ориентира: Российская Федерация, Республика Татарстан (Татарстан), м.р-н Сармановский, с.п. Иляксайское, кв-л 040403, з/у 582 [9].

Кадастровый номер земельного участка: 16:36:040403:582.

Дата присвоения кадастрового номера: 19.12.2011 [9].

Категория земель: Земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения.

Виды разрешенного использования: БКНС-153.

Площадь, кв.м 3087 +/- 97,23

Схема расположения земельного участка КНС-153 на кадастровой карте показана на рисунке 7.1.



Рисунок 7.1 – Схема расположения КНС-153

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

Согласно п.16 CDM AMS-II.C [6] границы проекта - это физическое, географическое местоположение всего оборудования и систем, затрагиваемых деятельностью проекта.

Граница проекта включает в себя КНС-153 НГДУ «Джалильнефть», а именно следующие объекты:

Базовый сценарий:

- ЦНС 63-1800
- ЦНС 40-1400

Проектный сценарий:

- ЦНС 63-1800
- СТ-А УНПЖЭ 1000-150

Объекты внутри границ проекта, указанные в настоящем разделе, принадлежат одному юридическому лицу ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, возможность двойного учета сокращения выбросов ПГ, достигаемых в результате проектной деятельности, исключена.

Таблица 8.1 – Источники выбросов, включенные или исключенные из границ проекта

Источник		Газ	Включен	Обоснование
Базовая линия (BEu)	Потребление электрической энергии от внешних генерирующих объектов для работы насосов: ЦНС 63-1800 ЦНС 40-1400	CO ₂	Да	Выбросы от электропотребления насосов
Проектная линия (PEu)	Потребление электрической энергии от внешних генерирующих объектов для работы насосов: СТ-А УНПЖЭ 1000-150 ЦНС 63-1800	CO ₂	Да	Выбросы от электропотребления насосов

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

9.1 Описание и обоснование базового сценария

Определение базового сценария и выбор правдоподобной базовой линии проведено в соответствии с требованиями приказа Минэкономразвития РФ [4], ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021 [5] и CDM AMS-П.С [6].

При установлении базовой линии проекта проведено выявление всех реалистичных и достоверных альтернативных сценариев предлагаемой проектной деятельности и исключение альтернатив, не соответствующих законодательным или нормативным требованиям [5].

Определение правдоподобных альтернативных сценариев:

Альтернативный сценарий № 1. Продолжение текущей ситуации: работа центробежного насоса. Продолжение текущей ситуации является традиционной технологией и не нарушает действующие законы и нормативные акты.

Альтернативный сценарий № 2. Замена существующего центробежного насоса на насос объемного действия с меньшим электропотреблением.

В рамках проекта технического перевооружения КНС-153 было проведено сопоставление совокупной паспортной производительности оборудования базового и проектного сценариев, что является демонстрацией базовой линии для увеличения мощности.

Согласно паспортным характеристикам насосы ЦНС 63-1800 и ЦНС 40-1400 базового сценария обеспечивают возможность перекачки технической жидкости в объеме $2472 \text{ м}^3/\text{сут.}$, $902,28 \text{ тыс. м}^3/\text{год}$.

Согласно паспортным характеристикам оборудования проектного сценария, насосы ЦНС 63-1800 и СТ-А УНПЖЭ 1000-150 обеспечивают возможность перекачки технической жидкости в объеме $2512 \text{ м}^3/\text{сут.}$, $916,88 \text{ тыс. м}^3/\text{год}$.

Проектом запланирована перекачка технической жидкости в объеме $350,4 \text{ тыс. м}^3/\text{год}$ (прогнозный объем закачки установлен по производительности замененного оборудования в базовой линии (ЦНС 40-1400)), что не превышает значение объема перекачки, установленное паспортными характеристиками насосов в базовом сценарии ($2472 \text{ м}^3/\text{сут.}$, $902,28 \text{ тыс. м}^3/\text{год}$).

Увеличение объема перекачки с исторического уровня (среднее значение за 2018 - 2020 – $210,98 \text{ тыс. м}^3/\text{год}$) до проектного объема ($350,4 \text{ тыс. м}^3/\text{год}$) не выводит оборудование за пределы его паспортных характеристик.

Таким образом, мощность и производительность оборудования в базовом сценарии позволили бы перекачивать проектный объем жидкости, дополнительная мощность не требуется.

В качестве базовой линии принимается сценарий, который является наиболее вероятным с учетом всех идентифицированных препятствий (барьеров) [4] для реализации проекта, в том числе:

- а) технические (возможность реализации технологии);
- б) технологические (доступность технологии);
- в) регуляторные (наличие нормативных ограничений на применение технологии);
- г) экономические (доступность финансовых ресурсов);
- д) социально-экологические (уровень воздействия на окружающую среду и местные сообщества);
- е) квалификационные (доступность необходимых компетенций для реализации технологии).

Таблица 9.1 - Результаты проведения барьерного анализа.

Возможные барьеры для реализации проекта	Влияние барьеров на реализацию мероприятий	
	Альтернативный сценарий № 1	Альтернативный сценарий № 2
а) технические (возможность реализации технологии)	Отсутствует. Продолжение текущей ситуации технически является наиболее простым сценарием, так как не требует внедрения дополнительного оборудования.	Значительное. Для реализации сценария необходимо провести работы по техническому перевооружению по замене оборудования.
б) технологические (доступность технологии)	Отсутствует. Продолжение текущей ситуации технологически является наиболее простым сценарием, так как не требует изменения технологического процесса.	Отсутствует. Реализация сценария не требует изменения технологического процесса.
в) регуляторные (наличие нормативных ограничений на применение технологии)	Отсутствует. Не имеется нормативных ограничений на уже эксплуатируемое оборудование и применяемые технологии.	Отсутствует. Не имеется нормативных ограничений на новое оборудование и применяемые технологии.
г) экономические (доступность финансовых ресурсов)	Отсутствует. Продолжение текущей ситуации не требует дополнительных финансовых ресурсов и СМР.	Значительное. Реализация сценария потребует финансовых ресурсов и СМР.
д) социально-экологические (уровень воздействия на окружающую среду и местные сообщества)	Отсутствует. Продолжение текущей ситуации не увеличивает уровень воздействия на окружающую среду и местные сообщества при соблюдении нормативов допустимых выбросов.	Отсутствует. Реализация сценария не увеличивает уровень воздействия проекта на окружающую среду и местные сообщества.

е) квалификационные (доступность необходимых компетенций для реализации технологии)	Отсутствует. Продолжение текущей ситуации не требует дополнительных компетенций. Персонал компании обладает необходимыми компетенциями.	Отсутствует. Установка СТ-А УНПЖЭ 1000-150 не требует дополнительных компетенций для обслуживающего персонала.
---	---	--

Вывод:

В качестве базового сценария принимается Альтернативный сценарий № 1 (продолжение текущей ситуации). Для реализации данного сценария отсутствуют препятствия (барьеры), и не требуется дополнительных действий. Сценарий является наиболее экономически привлекательным, реалистичным и правдоподобным, не нарушающим действующие законы и правила.

В качестве проектного сценария принимается альтернативный сценарий № 2 (внедрение нового энергоэффективного оборудования СТ-А УНПЖЭ 1000-150 вместо существующего ЦНС 40-1400), для реализации которого требуется преодоление технического и экономического барьеров.

9.2 Сроки зачетного периода

Согласно требованиям приказа № 248 [4] зачетный период не должен превышать период, для которого базовая линия является наиболее вероятным сценарием с учётом нормативных сроков эксплуатации оборудования.

В соответствии с методологией CDM AMS-II.C [6], проектная деятельность должна рассматриваться как один из возможных базовых сценариев в конце срока службы существующего базового оборудования, с использованием TOOL10 «Инструмент для определения оставшегося срока службы оборудования» [10].

С целью повышения эффективности управления техническим обслуживанием и ремонтами, обеспечения надежности работы оборудования и сокращения внеплановых простоев в ПАО «Татнефть» внедрена система «IC:ТОиР».

Технический срок службы насоса, согласно паспортным данным ЦНС 40-1400, составляет 15 лет [3].

Согласно паспортным данным ЦНС 40-1400 эксплуатируется с 01.01.2018, остаточный срок службы насоса на момент начала проектной деятельности составляет 11 лет [3].

Зачетный период определен на 10 лет без возможности последующего продления [4] на срок с 01.01.2022 по 31.12.2031.

9.3 Описание количественной оценки выбросов до реализации проектной деятельности (базовая линия)

Согласно требованиям п. 9⁽¹⁾ приказа № 248 [4], 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.

Для количественного определения выбросов ПГ по базовой линии использованы сведения об историческом объеме перекачанной жидкости и электропотреблению насосов на КНС-153 за 2018 - 2020, так как в этот период оборудование работало стабильно, без влияния этапа модернизации.

Данные за 2018-2020 являются количественной опорной линией отсчета выбросов, которые произошли бы в отсутствие проекта, и обеспечивают основу для сравнения с выбросами проекта.

В соответствии с методологией CDM AMS-II.C [6] базовые выбросы рассчитываются по варианту 3 – Эффективность производства, удельное потребление электроэнергии. Базовые выбросы рассчитываются путем использования удельного потребления энергии на единицу продукции в базовой линии, умноженного на продукцию в проектном году U , умноженное на коэффициент выбросов электроэнергии. В данном КП «продукция» это объем перекачанной жидкости.

Согласно п. 30 методологии [6], при применении Варианта 3 требуется продемонстрировать, что отношение выходной энергии к входной энергии для базового оборудования остается постоянным в диапазоне выходных параметров, наблюдаемых в течение периода начисления углеродных единиц и установить сопоставимость условий базового и проектного периодов. Это может быть установлено различными способами (включая, но не ограничиваясь вариантами (a) и (b), приведенными в методологии [6]).

В настоящем проекте сопоставимость условий подтверждена следующими способами:

- анализом помесечных данных за базовый период (2018-2020);
- неизменностью условий эксплуатации (перекачиваемой среды).

В результате анализа расходов объема перекачки жидкости за исторический период 2018-2020 гг. установлено, что базовое оборудование перекачивало объем жидкости, приближенный к проектному (350,40 тыс. м³/год в пересчете на месяц – 29,2 тыс. м³). В периоды с объемом перекачки, близким к проектному, удельное потребление электроэнергии базового оборудования находилось в диапазоне от 7,84 до 8,99 МВт*ч/тыс. м³, что соответствует среднему историческому значению $EER_i = 8,36$ МВт*ч/тыс. м³ с отклонением не более 10%.

Насосное оборудование КНС-153 перекачивает жидкость системы ППД, параметры которой в период 2018-2020 и на период реализации проекта остаются неизменными (температура, плотность и вязкость жидкости, глубина скважин и гидравлическое сопротивление системы и пр.), т.е. изменение объема перекачки не сопровождается изменением условий эксплуатации оборудования.

Таким образом, анализ помесечных данных за 2018-2020 гг. с объемами, близкими к проектному и неизменностью условий эксплуатации (перекачиваемой среды), подтверждают сопоставимость условий базового и проектного периодов в соответствии с пунктом 30 методологии CDM AMS-II.C. [6].

Выбросы по базовой линии рассчитываются следующим образом:

$$BE_y = (E_{BL,y} \times EF_{CO_2,ELEC,y}) + (Q_{ref,BL} \times GWP_{ref,BL}) \quad (9.1)$$

где:

BE_y базовые выбросы в году y , т CO₂-экв.;

$E_{BL,y}$ потребление энергии для базового уровня в году y , МВт*ч;

$EF_{CO_2,ELEC,y}$ коэффициент выбросов электроэнергии, т CO₂-экв./МВт*ч;

Определен по фактическим значениям для первой ЦЗ (Европа и Урал), представленным на сайте АО «АТС» (<https://www.atsenergo.ru/results/co2all>) [11].

$EF_{CO_2,ELEC,y} = 0,325401$ т CO₂-экв./МВт*ч (усредненное значение за период 2022-2024 гг.). Контроль коэффициента включен в план мониторинга.

$Q_{ref,BL}$ – среднегодовое количество хладагента, используемого в базовой линии для замены хладагента, который вытек, тонн/год. Неприменимо в данном проекте;

$GWP_{ref,BL}$ – потенциал глобального потепления базового хладагента, т CO₂-экв./т хладагента. Неприменим в данном проекте.

Потребление электроэнергии в базовой линии определяется по формуле методологии CDM AMS-II.C [6]:

$$E_{BL,y} = \sum_i \left(\frac{EER_i \times Q_{i,y}}{1 - l_y} \right) \quad (9.2)$$

где:

$E_{BL,y}$ – электропотребление в базовой линии, МВт*ч.

EER_i удельное потребление энергии в базовом варианте (МВт*ч/тыс.м³/год) для оборудования в группе i .

Согласно п. 31 методологии AMS-II.C EER_i рассчитывается как общее годовое потребление энергии в базовой линии, деленное на общее количество годовой выработки продукции (объем перекачанной жидкости) оборудования в базовой линии. Расчет EER должен быть основан на данных, зарегистрированных с фиксированным интервалом в течение периода не менее 12 непрерывных месяцев.

$Q_{i,y}$ общий объем перекачанной жидкости в проектом году y для оборудования в группе i , тыс.м³.

l_y среднегодовые технические потери в сети.

Значение по умолчанию 0,1 используется для средних годовых технических потерь сети, если последние данные отсутствуют [6].

В соответствии с требованиями п. 9⁽¹⁾ приказа № 248 и применив консервативный подход к определению выбросов по базовой линии, значение удельного потребления энергии в базовом варианте (EER_i) рассчитано на основании исторических данных по электропотреблению и объему перекачанной

жидкости на КНС-153 за 2018 – 2020, так как в этот период оборудование работало стабильно, без влияния этапа модернизации.

Расход электроэнергии, объем перекачанной жидкости и расчет удельного потребления, принятые для расчета базовой линии представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Расход электроэнергии, объем перекачанной жидкости, расчет удельного потребления.

Период	Электроэнергия, МВт*ч	Объем перекачанной жидкости, тыс.м ³
Общее за 2018 - 2020	5289,66	632,96
Удельное потребление, EER_t , МВт*ч/тыс.м ³	$EER_t = 5289,66 / 632,96 = 8,36$	

Исходными данными по годовому объему перекачанной жидкости являются фактические данные за период с 2022 по 2025 г. и планируемые объемы перекачки жидкости на период с 2026 по 2031 гг.

Информация о выбросах парниковых газов по базовой линии приведена в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Расчет выбросов парниковых газов по базовой линии.

Год реализации проекта (зачетный период)	Перекачанная жидкость, Q_p , тыс.м ³	Удельное потребление электроэнергии, EER_t , МВт*ч/ тыс.м ³	Потребление электроэнергии в базовой линии, с учетом потерь, E_{BLy} , МВт*ч	Коэффициент выбросов, $EF_{CO_2, ELEC_y}$ тCO ₂ -экв./МВт*ч	Выбросы по базовой линии, BE_y , тCO ₂ -экв.
2022	265,83	8,36	2469,27	0,325401	804
2023	197,53	8,36	1834,83	0,325401	597
2024	272,24	8,36	2528,81	0,325401	823
2025	300,26	8,36	2789,08	0,325401	908
2026	350,40	8,36	3254,83	0,325401	1059
2027	350,40	8,36	3254,83	0,325401	1059
2028	350,40	8,36	3254,83	0,325401	1059
2029	350,40	8,36	3254,83	0,325401	1059
2030	350,40	8,36	3254,83	0,325401	1059
2031	350,40	8,36	3254,83	0,325401	1059
Итого:					9486

Выбросы парниковых газов по базовой линии за зачетный период с 01.01.2022 по 31.12.2031 – **9486** тCO₂-экв.

Базовая линия определяется для того же периода времени, что и зачетный период, и обеспечивает оценку того, что наступит в отсутствие проекта. Применение одного и того же типа и объемов производства продукции и оказания услуг в базовом и проектном сценариях соответствует установленному принципу согласованности в части обеспечения функциональной эквивалентности.

При подготовке отчета о реализации климатического проекта расчеты по базовой линии будут актуализированы на основании информации о фактическом объеме перекачанной жидкости с использованием удельного показателя потребления электроэнергии $8,36 \text{ МВт}\cdot\text{ч}/\text{тыс.м}^3$, с учетом мониторинга коэффициента выбросов парниковых газов для потребленной электроэнергии. Контроль данных параметров включен в план мониторинга.

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

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

В соответствии с п. 36 CDM AMS-II.C [5] проектные выбросы определяются следующим образом:

$$PE_y = (EC_{PJ,y} \times EF_{CO_2,y}) + PE_{ref,y} \quad (10.1)$$

где:

PE_y – выбросы по проекту в год y , тCO₂-экв.

$EC_{PJ,y}$ – потребление энергии в проектной деятельности в год y , МВт*ч.

$EF_{CO_2,y}$ – коэффициент выбросов для электроэнергии, тCO₂-экв./МВт*ч.

Определен по фактическим значениям для первой ЦЗ (Европа и Урал), представленным на сайте АО «АТС» (<https://www.atsenergo.ru/results/co2all>) [11].

$EF_{CO_2,y} = 0,325401$ т CO₂-экв./МВт*ч (усредненное значение за период 2022-2024 гг.). Контроль коэффициента включен в план мониторинга.

$PE_{ref,y}$ – проектные выбросы от физической утечки хладагента из проектного оборудования в год y , т CO₂-экв./год. Неприменимо в данном проекте.

Снабжение КНС-153 электроэнергией осуществляется по договору энергоснабжения с гарантирующим поставщиком АО «Татэнергосбыт» [12]. Электроэнергия приобретается только из сети, потребление контролируется в процессе мониторинга проекта.

Потребление электроэнергии в проектном сценарии рассчитывается по формуле п. 37 методологии [6]:

$$EC_{PJ,y} = \sum_i \left(\frac{n_i \times \rho_i \times o_i}{1 - l_y} \right) \quad (10.2)$$

где:

n_i – количество проектных устройств группы i , работающих в интервале времени t год y .

ρ_i – потребление электроэнергии (МВт) проектными устройствами группы i , измеренное в течение временного интервала t в году y .

o_i – часы работы группы i проектных устройств в интервале времени t в году y .

l_y – среднегодовые технические потери в сети. Значение по умолчанию 0,1 используется для средних годовых технических потерь сети, если последние данные отсутствуют [6].

Согласно п. 37 методологии [6] ρ_i и o_i могут быть определены отдельно или в комбинации, т.е. как потребление энергии.

Потребление электроэнергии за 2022 – 2025 принято по фактическим данным. Проектное потребление электроэнергии на 2026 – 2031 определялось с использованием удельного потребления энергии на закачку жидкости (МВт*ч/тыс.м³), определенного на основании фактических данных об объемах перекачанной жидкости и электропотреблении за период 2022 - 2025.

Принятые в расчетах значения аналогичны базовой линии. Эквивалентность количественной оценки выбросов парниковых газов, рассчитанных в базовом сценарии, с количественной оценкой выбросов парниковых газов по проектному сценарию не нарушена.

Таблица 10.1 – Удельное потребление электроэнергии

Период	Объем перекачанной жидкости, тыс. м ³	Потребление электроэнергии, МВт*ч
Общее за 2022 - 2025	1035,86	4446,67
Удельное потребление, EER_t МВт*ч/тыс.м ³	$EER_t = 4446,67 / 1035,86 = 4,29$	

В период реализации проекта потребление электроэнергии принимается на основе фактических данных по электропотреблению, с учетом потерь, по КНС-153.

Расчет выбросов парниковых газов по проектному сценарию приведен в таблице 10.2.

Таблица 10.2 – Проектные выбросы парниковых газов.

Год реализации проекта (зачетный период)	Перекачанная жидкость, Q_j , тыс.м ³	Удельное потребление электроэнергии, R , МВт*ч/тыс.м ³	Потребление электроэнергии в проектном сценарии, с учетом потерь, EC_{PLy} МВт*ч	Коэффициент выбросов, EF_{CO_2} , тCO ₂ -экв./МВт*ч	Проектные выбросы, PE_y , тCO ₂ -экв.
2022	265,83	-	1468,18	0,325401	478
2023	197,53	-	495,02	0,325401	161
2024	272,24	-	1259,33	0,325401	410
2025	300,26	-	1718,21	0,325401	559
2026	350,4	4,29	1670,24	0,325401	543
2027	350,4	4,29	1670,24	0,325401	543
2028	350,4	4,29	1670,24	0,325401	543
2029	350,4	4,29	1670,24	0,325401	543
2030	350,4	4,29	1670,24	0,325401	543
2031	350,4	4,29	1670,24	0,325401	543
Итого:					4866

Выбросы парниковых газов по проектному сценарию за зачетный период с 01.01.2022 по 31.12.2031 – **4866** тCO₂-экв.

Средняя годовая масса выбросов – **487** тCO₂-экв.

10.2 Утечки

В соответствии с п.39 [6], если энергоэффективная технология представляет собой оборудование, перенесенное из другой сферы деятельности, необходимо учитывать утечку. Согласно паспортным данным, насос СТ-А УНПЖЭ 1000-150 – новый, и не перенесен из другой сферы деятельности, следовательно, утечки не учитываются ($LE_y = 0$).

До момента утилизации замененного насоса ЦНС 40-1400 необходимо проводить его мониторинг. Мониторинг включает проверку соответствия количества оборудования, замененного в рамках проекта, и количества сданного в утиль оборудования. Списанное оборудование должно храниться до тех пор, пока это соответствие не будет проверено [6]. Замененное оборудование не должно эксплуатироваться.

10.3 Сокращение выбросов

Сокращение выбросов, достигаемое в результате проектной деятельности, определяется как разница между базовыми выбросами и проектными выбросами и утечками.

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y \quad (10.4)$$

где:

ER_y – сокращение выбросов в течение года y , тCO₂-экв.;

BE_y – базовые выбросы в год y , тCO₂-экв.;

PE_y – проектные выбросы в год y , тCO₂-экв.;

LE_y – утечки выбросов в год y , тCO₂-экв.

В границы проекта включены все источники выбросов парниковых газов, которые участвуют в механизме сокращения выбросов.

Прогнозируемое сокращение выбросов парниковых газов представлено в таблице 10.3.

Таблица 10.3 – Прогнозируемое сокращение выбросов ПГ.

Год реализации проекта (зачетный период)	Базовые выбросы, тCO ₂ -экв. (BE_y)	Проектные выбросы, тCO ₂ -экв. (PE_y)	Сокращение выбросов, тCO ₂ -экв. (ER_y)
2022	804	478	326
2023	597	161	436
2024	823	410	413
2025	908	559	349
2026	1059	543	516
2027	1059	543	516
2028	1059	543	516
2029	1059	543	516
2030	1059	543	516
2031	1059	543	516
Итого:	9486	4866	4620

Сокращение выбросов парниковых газов за зачетный период с 01.01.2022 по 31.12.2031 составит **4620** тСО₂-экв.

Средняя годовая масса сокращения – 462 тСО₂-экв.

С целью повышения уровня уверенности в том, что сокращения выбросов ПГ не завышены и являются достоверными, рассчитан уровень неопределенности значений. Величина сокращений выбросов ПГ в пределах установленного диапазона неопределенности обеспечивает консервативность количественной оценки проекта.

Оценка неопределенности проводилась в соответствии с методическими указаниями МГЭИК 2006 (Том 1, Глава 3 Неопределенности) [13], GHG Protocol 2003: Short Guidance for Calculating Measurement and Estimation Uncertainty for GHG Emissions [14] и ГОСТ 34100.3-2017/ISO/IEC Guide 98-3:2008 «Неопределенность измерения. Часть 3. Руководство по выражению неопределенности измерения» [15].

Для расчета неопределенности также были использованы доступные данные о неопределенности по различным промышленным секторам/источникам выбросов Российской Федерации, опубликованным в Национальном докладе о кадастре антропогенных выбросов за 1990-2023 гг. [16].

Средний уровень неопределенности значений сокращения выбросов парниковых газов, прогнозируемых в результате реализации проекта, составляет 8,92 %. Согласно шкале, приведенной в [14], точность данных в диапазоне 5-15% является «хорошей».

Для повышения качества данных, полученных в результате осуществления мониторинга, выполняется систематическая оценка неопределенности расчетов (раздел 12).

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

11.1 Описание рисков

К рискам, которые могут повлиять на реализацию проекта и сокращение выбросов ПГ в зачетный период по проекту относятся [4]:

- риск качества оценки базовой линии;
- финансовые риски;
- технологические риски;
- экологические риски;
- природные факторы риска;
- риски нарушения логистических связей;
- нормативно-правовые риски;
- риск непостоянства;
- риск увеличения выбросов ПГ вне границ проекта, вызванного мероприятиями проекта.

Риск качества оценки базовой линии

Риск качества количественной оценки базовой линии обусловлен возможностью переоценки выбросов ПГ при установлении базовой линии.

Минимизация риска достигается путём рассмотрения всех допустимых базовых сценариев выбросов ПГ, эквивалентных с точки зрения полноты, согласованности, прозрачности и применимости с целью реализации проекта. Описание выбора базовой линии, правдоподобной в диапазоне допущений на период действия базового сценария, приведено в разделе 9.

Финансовые риски

Финансовые риски связаны с возможным недостатком средств, выделенных на осуществление проекта по причине 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 непосредственной реализации проекта, так и на поддержание функционирования проекта в зачетный период.

Технологические риски

Технологические риски зависят от состояния оборудования по причине выработки установленного ресурса и могут привести к повышению аварийности объектов, включенных в границы проекта.

Минимизация технологических рисков достигается путем своевременного проведения осмотров, выполнения профилактических и ремонтных работ, установленных соответствующими технологическими регламентами.

Экологические риски

Экологические риски невыполнения мероприятий проекта отсутствуют.

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 повышению аварийности объектов и невыполнению мероприятий проекта, отсутствуют.

Риски нарушения логистических связей

Риски невыполнения мероприятий проекта отсутствуют. Данные риски обусловлены нарушением логистических связей с поставщиками оборудования, приводящие к увеличению сроков поставки. На момент разработки климатического проекта проектное оборудование введено в эксплуатацию.

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.

Риск непостоянства (повторного высвобождения парниковых газов)

Неприменим к проектной деятельности.

Риск увеличения выбросов ПГ вне границ проекта, вызванного мероприятиями проекта (утечки)

Согласно приказу № 248 [4] мероприятия проекта не должны приводить к совокупному увеличению массы выбросов парниковых газов или снижению уровня их поглощения вне области влияния таких мероприятий.

Для минимизации риска увеличения выбросов ПГ вне границ проекта все источники выбросов включены в границы проекта и в процессе реализации будет осуществляться мониторинг.

До момента утилизации замененного насоса ЦНС 40-1400 необходимо проводить мониторинг. Мониторинг включает проверку соответствия количества оборудования, замененного в рамках проекта, и количества сданного в утиль оборудования. Списанное оборудование должно храниться до тех пор, пока это соответствие не будет проверено [6].

11.2 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 11.1.

Таблица 11.1 – Риски проекта и оценка вероятности их наступления и влияния на проект

№ 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	на стадии проектирования
		выполнение мероприятий по проекту	-	-	-	-	-
		зачетный период	средняя	высокое	01.01.2022 – 31.12.2031	мониторинг первичных данных	01.01.2022 – 31.12.2031
2	Финансовые риски	разработка КП	средняя	высокое	подготовительный период	учет финансовых затрат с учетом инфляционных, валютных и инвестиционных изменений	на стадии проектирования
		выполнение мероприятий по проекту	низкая	среднее	02.04.2021 – 01.08.2021	мониторинг расходования выделенных средств	02.04.2021 – 01.08.2021
		зачетный период	низкая	среднее	01.01.2022 – 31.12.2031	мониторинг расходования выделенных средств	01.01.2022 – 31.12.2031
3	Технологические риски	разработка КП	-	-	-	-	-
		выполнение мероприятий по проекту	-	-	-	-	-
		зачетный период	низкая	среднее	01.01.2022 – 31.12.2031	соблюдение требований эксплуатации	01.01.2022 – 31.12.2031

Продолжение Таблицы 11.1

1	2	3	4	5	6	7	8
4	Экологические риски	разработка КП	-	-	-	-	-
		выполнение мероприятий	-	-	-	-	-
		зачетный период	-	-	-	-	-
5	Природные факторы риска	разработка КП	-	-	-	-	-
		выполнение мероприятий по проекту	-	-	-	-	-
		зачетный период	-	-	-	-	-
6	Риски нарушения логистических связей	разработка КП	-	-	-	-	-
		выполнение мероприятий по проекту	-	-	-	-	-
		зачетный период	-	-	-	-	-
7	Нормативно- правовые риски	разработка КП	низкая	низкое	подготовительный период	своевременное реагирование на изменения НПА	на стадии проектирования
		выполнение мероприятий по проекту	низкая	низкое	02.04.2021 – 01.08.2021		02.04.2021 – 01.08.2021
		зачетный период	низкая	среднее	01.01.2022 – 31.12.2031		01.01.2022 – 31.12.2031
8	Риск непостоянства	разработка КП	-	-	-	-	-
		выполнение мероприятий по проекту	-	-	-	-	-
		зачетный период	-	-	-	-	-

Продолжение Таблицы 11.1

1	2	3	4	5	6	7	8
9	Риск увеличения выбросов ПГ вне границ проекта, вызванного мероприятиями проекта (утечки)	разработка КП	-	-	-	-	-
		выполнение мероприятий	-	-	-	-	-
		зачетный период	низкая	среднее	01.01.2022 – 31.12.2031	акт списания ЦНС 40-1400 и передача на утилизацию (или хранение на складе)	01.01.2022 – 31.12.2031

12 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. План мониторинга, описанный ниже, базируется на подходе, описанном в ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021 [5], приказе Министерства экономического развития РФ [4], CDM AMS-II.C [6].

12.1 Цель мониторинга

Мониторинг проекта проводится с целью периодической оценки фактических выбросов ПГ и других данных, связанных с достижением запланированного результата сокращения выбросов ПГ при осуществлении климатического проекта. Мониторинг проекта проводится с началом зачетного периода по проекту с 01.01.2022 г.

12.2 Перечень параметров, подлежащих измерению и мониторингу

В перечень первичных данных, необходимых для достижения цели мониторинга, входит:

- потребление электроэнергии на перекачку жидкости;
- объем перекачанной жидкости;
- коэффициент выбросов для электроэнергии,
- акт списания и передача на утилизацию (или хранение на складе) насоса ЦНС 40-1400.

12.3 Схема мониторинга

Точки мониторинга, на которых проводятся измерения параметров мониторинга, указаны на рисунке 12.1.

Мониторинг выполняется в соответствии с признанными действующими методиками, устанавливающими порядок подготовки к проведению измерений, выполнение измерений и расчетов, оценку полученных результатов и меру возможной погрешности оцененного значения измеряемой величины, полученной как результат измерения.

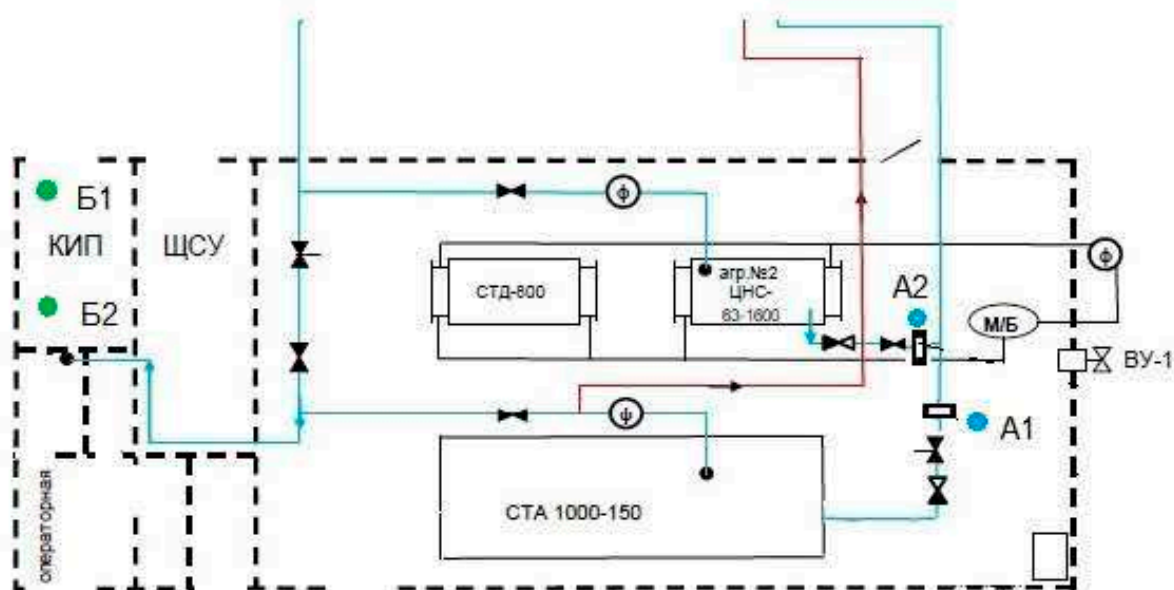


Рисунок 12.1 – Схема мониторинга на КНС-153

Точки мониторинга:

- А1, А2 – учет объема перекачанной жидкости
- Б1, Б2 – учет электропотребления насосов

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

Точки мониторинга и приборы, с помощью которых будет производиться измерение параметров мониторинга, указаны на схеме мониторинга (рисунок 12.1).

Контролируемые типы данных и информация, фиксируемая в процессе мониторинга выполнения проекта, представлена в таблицах 12.1 – 12.4.

Таблица 12.1 - Количество потребляемой электроэнергии

Данные/параметр	$EC_{\text{Эл.у}}$
Ед. измерения	МВт*ч
Описание	Количество электроэнергии, потребляемой насосами СТА УНПЖЭ 1000-150 и ЦНС 63-1800, точки «Б1» и «Б2» (рис.12.1).
Вид метода сбора данных	инструментальный
Источник данных	Приборы учета: ЦНС 63-1800: Меркурий 230 № 24395126; Меркурий 230 № 45253154; СТА УНПЖЭ 1000-150: Меркурий 230 № 34693845

Частота мониторинга	Непрерывный мониторинг – в режиме реального времени с использованием контрольно-измерительного оборудования. Каждые полчаса по системе телемеханики информация поступает на АРМ инженера отдела ЭРЭО и диспетчера ЦППД. Ежедневный свод данных по энергопотреблению, ежеквартальная выгрузка данных и архивация.
Процедуры обеспечения / контроля качества	Расходомеры обслуживаются в соответствии с требованиями соответствующих технологий учета. Калибровка проводится с соответствующей периодичностью для обеспечения поддержания характеристик в пределах расчетной точности. Внутренний аудит калибровки системы учета перед каждым отчетом о мониторинге.

Таблица 12.2 – Количество перекачанной жидкости

Данные/параметр	$Q_{i,y}$
Ед. измерения	тыс.м ³
Описание	Количество перекачанной жидкости насосами СТ-А УНПЖЭ 1000-150 и ЦНС 63-1800, (точки «А1» и «А2») (рис.12.1).
Вид метода сбора данных	инструментальный
Источник данных	Приборы учета: СТ-А УНПЖЭ 1000-150: НОТА № 157; ЦНС 63-1800: НОТА № 307
Частота мониторинга	Непрерывный мониторинг – в режиме реального времени с использованием контрольно-измерительного оборудования. Каждые два часа по системе телемеханики информация поступает на диспетчерский пункт единой диспетчерской службы. Ежедневный свод данных по объему перекачанной жидкости, ежеквартальная выгрузка данных и архивация.
Процедуры обеспечения / контроля качества	Расходомеры обслуживаются в соответствии с требованиями соответствующих технологий учета. Калибровка проводится с соответствующей периодичностью для обеспечения поддержания характеристик в пределах расчетной точности. Внутренний аудит калибровки системы учета перед каждым отчетом о мониторинге.

Таблица 12.3 – Коэффициент выбросов парниковых газов для электроэнергии

Данные/параметр	$EF_{CO_2,y}$ $EF_{CO_2,ELEC,y}$
Единица измерения	тСО ₂ -экв./МВт*ч
Описание	Коэффициент выбросов для электроэнергии (коэффициент выбросов парниковых газов)
Источник данных	Актуальный источник данных на момент реализации климатического проекта
Частота мониторинга	Ежегодно

Процедуры обеспечения и контроля качества	Актуализация данных и контроль осуществляется ежегодно сотрудниками отдела ИиАР ЦПЭБ ЦОБ ПАО «Татнефть». При отсутствии официально опубликованной информации о региональном коэффициенте выбросов CO ₂ используются коэффициенты, предлагаемые АО «АТС»
---	--

Таблица 12.4 – Акт списания и передача на утилизацию (или хранение на складе) насоса ЦНС 40-1400

Данные/параметр	-
Единица измерения	-
Наименование	Акт списания и передача на утилизацию (или хранение на складе) насоса ЦНС 40-1400
Источник данных	Информация от начальника-цеха по поддержанию пластового давления (ЦППД) НГДУ «Джалильнефть»
Частота мониторинга	Ежегодно
Процедуры обеспечения и контроля качества	Проверка соответствия заводского номера/шильдика и марки насоса данным складского учета. Результаты осмотра заносятся в систему «1С:ТОиР» с последующим оформлением акта Управлением ООСиЭ.

12.5 Данные и параметры зафиксированные предварительно

Типы данных и параметры, зафиксированные предварительно, представлены в таблицах 12.5 – 12.8.

Таблица 12.5 – Удельное электропотребление по базовой линии

Данные/параметр	<i>EERi</i>
Единица измерения	МВт*ч/тыс.м ³
Наименование	Удельное электропотребление насосами базовой линии за период 2018-2020 гг.
Источник данных	Исторические данные по потреблению электроэнергии и объему перекачанной жидкости за 2018-2020 гг.
Значение зафиксированного параметра	8,36
Частота мониторинга	Неприменимо
Процедуры обеспечения и контроля качества	Неприменимо

Таблица 12.6 - Количество электроэнергии за период 2018 – 2020.

Данные/параметр	$EC_{PJ,y}$
Ед. измерения	МВт*ч
Описание	Количество электроэнергии, потребляемой насосами ЦНС 63-1800 и ЦНС 40-1400
Вид метода сбора данных	инструментальный
Источник данных	Приборы учета: ЦНС 40-1400: Меркурий 230 № 34693845; ЦНС 63-1800: Меркурий 230 № 24395126.
Частота мониторинга	Непрерывный мониторинг – в режиме реального времени с использованием контрольно-измерительного оборудования. Каждые полчаса по системе телемеханики информация поступает на АРМ инженера отдела ЭРЭО и диспетчера ЦППД. Ежедневный свод данных по энергопотреблению, ежеквартальная выгрузка данных и архивация.
Процедуры обеспечения / контроля качества	Расходомеры обслуживаются в соответствии с требованиями соответствующих технологий учета. Калибровка проводится с соответствующей периодичностью для обеспечения поддержания характеристик в пределах расчетной точности.

Таблица 12.7 – Количество перекачанной жидкости за период 2018 – 2020.

Данные/параметр	Q_y
Ед. измерения	тыс.м ³
Описание	Количество перекачанной жидкости насосами ЦНС 63-1800 и ЦНС 40-1400
Вид метода сбора данных	инструментальный
Источник данных	Приборы учета: ЦНС 40-1400: Нота №564 (паспорт 21.01.2018г) - Нота №119 (паспорт 29.04.2019г) – Взлет УРСВ № 1200439 (св-во о поверке 2021г) – Нота №157 (паспорт 2022г монтаж); ЦНС 63-1800: Нота №547 (паспорт 21.01.2018г) - Нота №120 (паспорт 29.04.2019г) – Взлет УРСВ №1200359 (св-во о поверке 2021г) – Нота №307 (паспорт 2022г с монтажом).
Частота мониторинга	Непрерывный мониторинг – в режиме реального времени с использованием контрольно-измерительного оборудования. Каждые два часа по системе телемеханики информация поступает на диспетчерский пункт единой диспетчерской службы. Ежедневный свод данных по объему перекачанной жидкости, ежеквартальная выгрузка данных и архивация.
Процедуры обеспечения / контроля качества	Расходомеры обслуживаются в соответствии с требованиями соответствующих технологий учета. Калибровка проводится с соответствующей периодичностью для обеспечения поддержания характеристик в пределах расчетной точности.

Таблица 12.8 – Среднегодовые технические потери в сети.

Данные/параметр	I_y
Единица измерения	%
Наименование	Среднегодовые технические потери в сети
Источник данных	п. 23 методологии CDM AMS-II.C. [6]
Значение зафиксированного параметра	0,1 (10%)
Частота мониторинга	Неприменимо
Процедуры обеспечения и контроля качества	Неприменимо

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

Лица, ответственные за проведение мониторинга, назначаются соответствующим распоряжением. При проведении мониторинга должностные лица анализируют получаемую информацию, отвечают за её соответствие установленным методикам и требованиям, полноту и качество ввода и использования информации для расчетов. Изменение зарегистрированных данных осуществляется в порядке, установленном Инструкцией по делопроизводству ПАО «Татнефть» [17].

При проведении мониторинга должностные лица анализируют получаемую информацию, отвечают за её соответствие установленным методикам и требованиям, полноту и качество ввода и использования информации для расчетов.

Организация деятельности по учету и расчетам выбросов ПГ ведется в соответствии со стандартом ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина СТО ТН 513-2025 «Управление выбросами парниковых газов» [18], в котором установлен централизованный подход к сбору данных, контролю и консолидации полученной информации по выбросам парниковых газов.

Лица, ответственные за проведение мониторинга, представлены в таблице 12.6.

Таблица 12.6 – Лица, ответственные за проведение мониторинга

№ п.п.	Наименование	Должностное лицо, ответственное за проведение мониторинга
1	Количество электроэнергии, потребляемой насосами СТ-А УНПЖЭ 1000-150 и ЦНС 63-1800	Начальник отдела по эксплуатации и ремонту энергетического оборудования СП «Татнефть-Добыча»
2	Объем перекачанной жидкости насосами СТ-А УНПЖЭ 1000-150 и ЦНС 63-1800	Начальник отдела по эксплуатации фонда скважин СП «Татнефть-Добыча»
3	Коэффициент выбросов парниковых газов	Начальник отдела ИиАР ЦПЭБ ЦОБ ПАО «Татнефть»
4	Списание и передача на утилизацию (или хранение на складе) ЦНС 40-1400	Начальник цеха по поддержанию пластового давления (ЦППД) НГДУ «Джалильнефть»
5	Определение выбросов ПГ	Начальник отдела ИиАР ЦПЭБ ЦОБ ПАО «Татнефть»

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

Система управления информацией о парниковых газах соответствует требованиям Политики Группы «Татнефть» в области интегрированной системы менеджмента. Требования и руководство по применению [19], а также Политики ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды с учетом изменения климата [20].

При проведении внутреннего аудита интегрированной системы менеджмента выполняется аудит процедур мониторинга.

Ответственный за архивирование и хранение архива данных мониторинга - отдел ИиАР ЦПЭБ ЦОБ ПАО «Татнефть». Место хранения архива мониторинга - система электронного документооборота.

На КНС установлены приборы учета потребления электроэнергии и объема перекачанной жидкости.

Согласно СТО ТН 167-2021 «Требования к закачке технологической жидкости для поддержания пластового давления на месторождениях ПАО «Татнефть» [21], учёт расхода электроэнергии насосными агрегатами на объектах системы ППД производится с помощью стационарных электросчётчиков классом точности не ниже 1,0, внесённых в Федеральный информационный реестр по обеспечению единства измерений.

Все приборы учета электроэнергии подключены к системе телемеханики. Информация о расходе электроэнергии поступает на АРМ инженера отдела по эксплуатации и ремонту энергетического оборудования и диспетчера ЦППД с интервалом не менее 0,5 часа.

Ежеквартально, из системы телемеханики, выгружаются данные, и направляются для архивации в отдел ИиАР ЦПЭБ ЦОБ ПАО «Татнефть».

Ответственность за поддержание приборов учета электроэнергии в технически исправном состоянии, организация проведения их поверок и метрологических испытаний согласно действующим нормативным документам возлагается на отдел ЭРЭО.

Учет жидкости на технологических объектах ППД ведется с применением стационарных расходомеров-счетчиков. Стационарными расходомерами ведется непрерывное с нарастающим итогом измерение объема жидкости.

Измерительная информация о расходе и объеме воды с расходомеров, установленных на объектах ППД, передается по системе телемеханики на диспетчерский пункт единой диспетчерской службы через каждые 2 ч.

Информация по закачке жидкости на объектах ППД поступает на автоматизированное рабочее место специалиста отдела по эксплуатации фонда скважин.

Ежеквартально, из системы телемеханики, выгружаются данные, и направляются для архивации в отдел ИиАР ЦПЭБ ЦОБ ПАО «Татнефть».

Ответственность за поддержание приборов учета расхода жидкости в технически исправном состоянии, организация проведения их поверок и метрологических испытаний согласно действующим нормативным документам возлагается на отдел автоматизированных систем управления технологическими процессами, метрологии и информационных технологий.

Начальник отдела ИиАР ЦПЭБ ЦОБ ПАО «Татнефть» ежегодно проверяет актуальность и корректность выбранного значения коэффициента выбросов CO_2 для электроэнергии ($EF_{\text{CO}_2, \text{ELEC}, y}$, $EF_{\text{CO}_2, y}$). В случае выявления устаревших или некорректных данных осуществляется их замена с обязательным документальным обоснованием в отчетной документации.

Также отдел ИиАР осуществляет контроль за надлежащим хранением списанного оборудования (ЦНС 40-1400) на складе либо за его своевременной передачей на утилизацию. Проверка соответствия заводского номера/шильдика и марки насоса данным складского учета возлагается на начальника ЦППД НГДУ «Джалильнефть». По результатам визуального осмотра формируется запись в системе «1С:ТОиР», после чего Управлением ООСиЭ оформляется соответствующий акт.

В целях оценки эффективности поддерживающих (вспомогательных) процессов и соблюдения утвержденных регламентов ТОиР, соблюдения правил по эксплуатации, обслуживанию и ремонту оборудования, а также проверке полноты и достоверности данных в системах учета на предприятиях группы «Татнефть» осуществляется плановый аудит выполнения процессов ТОиР в соответствии с графиком [22].

12.8 План мониторинга

План мониторинга представлен в таблице 12.7.

Таблица 12.7 – План мониторинга

№ п/п	Показатель	Источник данных	Ед. изм.	Действия с показателем мониторинга	Частота проведения мониторинга	Способ хранения
1	Потребление электроэнергии насосами СТ-А УНПЖЭ 1000-150 и ЦНС 63-1800	Счетчики электроэнергии (точки Б1 и Б2)	МВт*ч	измерение	ежедневный сбор данных / ежеквартальная выгрузка и архивация	электронный
2	Объем перекачанной жидкости насосами СТ-А УНПЖЭ 1000-150 и ЦНС 63-1800	Расходомеры (точки А1 и А2)	тыс.м ³	измерение	ежедневный сбор данных / ежеквартальная выгрузка и архивация	электронный
3	Коэффициент выбросов парниковых газов для электроэнергии	Информационные источники	тСО ₂ -экв /МВт*ч	оценка	1 раз в год	электронный
4	Списание насоса (или хранение на складе) ЦНС 40-1400	Акт списания насоса и передача на утилизацию (или хранение на складе)	-	-	1 раз в год	бумажный / электронный
5	Определение выбросов ПГ	По результатам мониторинга	тСО ₂ -экв.	оценка, расчет	1 раз в год	электронный

Процедуры сбора данных в соответствии с планом мониторинга просты и прозрачны. При необходимости план мониторинга может быть обновлен и скорректирован в соответствии с эксплуатационными требованиями. Данные изменения будут подтверждаться при верификации независимым органом согласно действующему порядку.

12.9 Организационная структура, компетенции и обязанности лиц, осуществляющих мониторинг

Политики отчетности и надзора за деятельностью по мониторингу устанавливаются в соответствии с требованиями стандарта организации [18].

Матрица ответственности должностных лиц в процессе мониторинга представлена в таблице 12.8.

Таблица 12.8 Матрица ответственности в процессе мониторинга

№ п/п	Задача мониторинга	Отдел по эксплуатации и ремонту энергетического оборудования СП «Татнефть-Добыча»	Отдел по эксплуатации и фонда скважин СП «Татнефть-Добыча»	Отдел АСУТП, метрологии и информационных технологий	Отдел ИиАР ЦПЭБ	ЦППД	УООС и Э
1.	Сбор измеряемых данных:						
1.1	- потребление электроэнергии	О					
1.2	- объем перекачанной жидкости		О				
2.	Определение коэффициента выбросов для электроэнергии				О		
3.	Списание и передача на утилизацию (или хранение на складе) ЦНС 40-1400				К	О	
4.	Подготовка ежеквартальной выгрузки и архивация отчетных данных по п. 1	О	О		К		
3.	Калибровка, техническое обслуживание	О		О	К		
4.	Расчет сокращения выбросов ПГ				О		К
5.	Подготовка отчета(ов) о реализации климатического проекта				О		К
6.	Архивирование данных и отчета(ов) о реализации климатического проекта				О		К

*Условные сокращения, принятые в таблице: О – ответственность за сбор существующих данных; К – контроль.

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

Организация деятельности по учету и расчетам выбросов ведется в соответствии с внутренним стандартом организации СТО ТН 513-2021 «Управление выбросами парниковых газов» [18].

В Группе «Татнефть» закреплён централизованный подход к сбору данных по выбросам парниковых газов, для консолидации выбросов используется подход на основе контроля.

Проектная деятельность не приведет к каким-либо неуставленным видам деятельности, которые могут привести к значительным выбросам от проекта.

Отсутствует необходимость в подготовке к чрезвычайным ситуациям при мониторинге данных.

Установленные приборы учета обслуживаются и калибруются в соответствии с законодательством РФ в области метрологического обеспечения.

12.11 Управление качеством данных мониторинга

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

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

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Письмо о доведении инвестиций КНС-153 НГДУ «Джалильнефть» от 02.04.2021.
2. Паспорт объекта ремонта СТ-А УНПЖЭ 1000-150 (выгрузка из системы 1С:ТОиР).
3. Паспорт объекта ремонта ЦНС 40-1400, паспорт объекта ремонта ЦНС 63-1800 (выгрузка из системы 1С:ТОиР).
4. Приказ Минэкономразвития от 11.05.2022 № 248 (ред. от 08.07.2024) «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».
5. 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».
6. Методология CDM AMS-II.C Small-scale Methodology «Demand-side energy efficiency activities for specific technologies» (Version 16.0) (пер. с англ.: CDM AMS-II.C Маломасштабная методология: Мероприятия по повышению энергоэффективности конкретных технологий, ориентированных на спрос (Версия 16.0)).
7. ГОСТ Р ИСО 14064-3-2021 «Газы парниковые. Часть 3. Требования и руководство по валидации и верификации заявлений в отношении парниковых газов».
8. Федеральный закон «Об ограничении выбросов парниковых газов» от 02.07.2021 № 296-ФЗ.
9. Выписка из Единого государственного реестра недвижимости об объекте недвижимости.
10. TOOL10 «Инструмент для определения оставшегося срока службы оборудования».
11. <https://www.atsenergo.ru/results/co2all>
12. Договор энергоснабжения № 0002/52/40/1017Э от 20.12.2018 с дополнительными соглашениями.
13. Методические указаниями МГЭИК 2006 (Том 1, Глава 3 Неопределенности). - URL: https://www.ipccnggip.iges.or.jp/public/2006gl/russian/pdf/1_Volume1/V1_3_Ch3_Uncertainties.pdf.
14. GHG Protocol 2003: Short Guidance for Calculating Measurement and Estimation Uncertainty for GHG Emissions. - URL: <https://ghgprotocol.org/sites/default/files/2023-03/ghg-uncertainty.pdf>
15. ГОСТ 34100.3-2017/ISO/IEC Guide 98-3:2008 «Неопределенность измерения. Часть 3. Руководство по выражению неопределенности измерения».
16. НДК. (2025). Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и их абсорбции поглотителями за 1990-2023 гг. В 2-х томах. М, 2025.

17. Приказ от 04.11.2023 № 348/МНУ-Пр (0002) «Об утверждении Инструкции по делопроизводству и документообороту в публичном акционерном обществе «Татнефть» имени В.Д. Шапина».
18. СТО ТН 513-2025 «Управление выбросами парниковых газов».
19. Политика Группы «Татнефть» в области интегрированной системы менеджмента. Требования и руководство по применению. СТО ТН 639-2020.
20. Политика ПАО «Татнефть» им. В.Д.Шапина в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды с учетом изменения климата. СТО ТН 510-2019.
21. СТО ТН 167-2021 «Требования к закачке технологической жидкости для поддержания пластового давления на месторождениях ПАО «Татнефть».
22. График выездных аудитов управления процессами ТОиР на предприятиях группы «Татнефть».