

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

«3» июня 2026 г.



КЛИМАТИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ

**«Повышение энергоэффективности системы поддержания пластового
давления КНС-4Б 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

Мишанина О.Е.

Руководитель группы ОООСиЭБ УООСиЭ

Ахметзянов А.М.

Ведущий специалист (климатолог) ОООСиЭБ УООСиЭ

Костылева Н.Ю.

Ведущий специалист ОИиАР ЦПЭБ ЦОБ

Фархутдинов А.Б.

Содержание

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О КЛИМАТИЧЕСКОМ ПРОЕКТЕ	6
2. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ КЛИМАТИЧЕСКОГО ПРОЕКТА	8
3. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОТНЕСЕНИИ ПРОЕКТА К КЛИМАТИЧЕСКОМУ ПРОЕКТУ	9
4. СВЕДЕНИЯ О ПРОВЕДЕНИИ И РЕЗУЛЬТАТАХ КОНСУЛЬТАЦИЙ	15
5. ТИП КЛИМАТИЧЕСКОГО ПРОЕКТА	16
6. СВЕДЕНИЯ О ПРОВЕДЕНИИ ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	17
7. МЕСТО РЕАЛИЗАЦИИ КЛИМАТИЧЕСКОГО ПРОЕКТА	18
8. ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ, ПОГЛОТИТЕЛЕЙ И НАКОПИТЕЛЕЙ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ, СВЯЗАННЫХ С ПРОЕКТОМ (ГРАНИЦЫ ПРОЕКТА), ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТОВ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ГРАНИЦАХ ПРОЕКТА, ОПИСАНИЕ ПРАВОВЫХ ОСНОВАНИЙ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ИСПОЛНИТЕЛЯ ПРОЕКТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УКАЗАННЫХ ОБЪЕКТОВ	19
9. ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОГНОЗИРУЕМОЙ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ПРИ ОТСУТСТВИИ ПРОЕКТА ЗА ПЕРИОД РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА (БАЗОВАЯ ЛИНИЯ)	21
9.1 Выбор базового сценария	21
9.3 Описание формул, используемых для оценки выбросов, предусмотренных базовой линией (для каждого газа, источника и т.п.; в единицах CO₂ эквивалента)	24
10.1 Описание формул, используемых для оценки выбросов по проектному сценарию	28
10.2 Утечки	30
10.3 Сокращение выбросов	30
11. ОПИСАНИЕ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ РИСКОВ НЕВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПРОЕКТА И МЕР ПО ИХ МИНИМИЗАЦИИ	33
11.1 Идентификация рисков	33
11.2 Управление рисками	35
12. ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ ПО СБОРУ ПЕРВИЧНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ПОДТВЕРЖДЕНИЯ СВЕДЕНИЙ О СОКРАЩЕНИИ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ (ПЛАН МОНИТОРИНГА)	37

12.1 Цель мониторинга	37
12.2 Перечень параметров, подлежащих измерению и мониторингу	37
12.3 Типы данных и информации, которые необходимо вносить в отчет, включая единицы измерения	37
12.4 Данные и параметры, зафиксированные предварительно	41
12.5 Роли и обязанности участников, связанные с мониторингом, включая процедуры авторизации, утверждения и документирования изменений в зарегистрированных данных	42
12.6 Системы управления информации о ПГ, включая размещение и сохранность данных, процедуру передачи данных между различными видами систем или документации	43
12.7 План мониторинга	44
12.8 Организационная структура, компетенции и обязанности лиц, осуществляющих мониторинг	46
12.9 Управление качеством данных мониторинга	47
12.10 Процедуры контроля, включающие внутреннюю проверку входных данных, преобразования и выходных данных, а также процедуры для корректирующих действий	47
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	48
Приложение А. Авторские материалы	51
Приложение Б. Неопределенность	52

СОКРАЩЕНИЯ

Агр. – агрегат

АО – акционерное общество

АРМ – автоматизированное рабочее место

АСУТП – автоматизированная система управления технологическими процессами

ГОСТ – государственный стандарт

ИНН – идентификационный номер налогоплательщика

КНС – кустовая насосная станция (кустовая насосная установка)

МГЭИК – межправительственная группа экспертов по изменению климата

НГДУ – нефтегазодобывающее управление

НПА – нормативно-правовые акты

ОИиАР – отдел исследовательских и аналитических работ

ООС и Э – охрана окружающей среды и экологии

ПАО – публичное акционерное общество

ПГ – парниковые газы

ППД – поддержание пластового давления

СМР – строительно-монтажные работы

СП – структурное подразделение

ТОиР – система управления техническим обслуживанием и ремонтами

УПТЖ для ППД – управление по подготовке технологической жидкости для поддержания пластового давления

ЦНС – центробежный насос

ЦОБ – центр обслуживания бизнеса

ЦППД – цех поддержания пластового давления

ЦПЭБ – центр промышленной и экологической безопасности

ЭРЭО – эксплуатация и ремонт энергетического оборудования

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О КЛИМАТИЧЕСКОМ ПРОЕКТЕ

1.1 Исполнитель климатического проекта	
Наименование юридического лица	Публичное акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина (сокращенно – ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина)
Организационно-правовая форма	Публичное акционерное общество
Основной государственный регистрационный номер (ОГРН) и дата его присвоения	ОГРН: 1021601623702 Дата присвоения: 18.07.2002
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
1.2 Климатический проект	
Название проекта	«Повышение энергоэффективности системы поддержания пластового давления КНС-4Б НГДУ «Джалильнефть» ПАО «Татнефть»
Цель проекта	Сокращение выбросов парниковых газов за счет сокращения потребления электроэнергии
Задача проекта	Установка энергоэффективного насоса объемного действия СТ-А УНПЖЭ 2000-150 взамен насоса ЦНС 80-1400
Тип проекта	Сокращение выбросов парниковых газов
Сведения о сфере деятельности, в которой осуществляется проект, в соответствии с Общероссийским классификатором видов экономической деятельности (ОКВЭД)	06.10 - Добыча нефти и нефтяного (попутного) газа

1.3 Сроки этапов реализации проекта	
Дата принятия решения о финансовом обеспечении	01.08.2022 [1]
Сроки реализации климатического проекта	01.08.2022 - 31.12.2032
Дата начала проектной деятельности	05.12.2023 [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 - 31.12.2032
Планируемая дата завершения реализации климатического проекта	31.12.2032
1.4 Иные сведения	
Контактное лицо по климатическому проекту (фамилия, имя, отчество (при наличии), почтовый адрес, телефон, адрес электронной почты (при наличии))	Ведущий специалист ОИиАР ЦПЭБ ЦОБ Фархутдинов Алексей Борисович, г. Азнакаево, ул. Нефтяников д. 22, 8(855-92) 53-416, FarkhutdinovAB@tatneft.tatar

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.

Сырьем для КНС-4Б НГДУ «Джалильнефть» является сточная вода с очистных сооружений Сулеевского товарного парка.

До начала проектной деятельности на КНС-4Б НГДУ «Джалильнефть» в работе было два насосных агрегата ЦНС 80-1400 № 1 и № 2 [2]. Проект [3] предусматривает замену насосного агрегата № 2 ЦНС 80-1400 [2] на насос объемного действия СТ-А УНПЖЭ 2000-150 [2].

Производительность насосов приведена в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Производительность насосов

Название насоса			Производительность, м ³ /сут
Базовый сценарий	Агр. №1	ЦНС 80-1400	1920
Базовый сценарий	Агр. №2	ЦНС 80-1400	1920
Проектный сценарий	Агр. №1	ЦНС 80-1400	1920
Проектный сценарий	Агр. №2	СТ-А УНПЖЭ 2000-150	2000
			104,2 % - соблюдается условие % в пределах 90-150% [4]

После монтажа насоса СТ-А УНПЖЭ 2000-150 на КНС-4Б сократится потребление электроэнергии на закачку жидкости.

Проект позволит сократить выбросы парниковых газов на 4 982 т CO₂-экв. в течение зачетного периода.

Проект направлен на сокращение выбросов ПГ.

Зачетный период определен на 9 лет без возможности продления.

Сроки зачетного периода – 01.01.2024 - 31.12.2032г.

3. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОТНЕСЕНИИ ПРОЕКТА К КЛИМАТИЧЕСКОМУ ПРОЕКТУ

Критерии отнесения проекта к климатическому установлены в Приказе Минэкономразвития России 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].

Детальные сведения, подтверждающие соответствии проекта требованиям Приказа № 248 от 11.05.2022 г. (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 [6]	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 [7].
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	Результатом реализации проекта является сокращение выбросов парниковых газов за счет снижения потребления электроэнергии в результате замены оборудования. В результате реализации проектной деятельности

	количественной оценки выбросов или поглощений парниковых газов при отсутствии проекта за период времени, в течении 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.	снижения хозяйственной деятельности не предусмотрено.
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, подтвержденного соответствующей документированной информацией.	Решение об осуществлении проектной деятельности не обусловлено обязательными требованиями законодательства РФ и является добровольной инициативой ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, для реализации которой требуется выполнение дополнительных мероприятий и преодоление «барьеров». Решение о финансировании проекта принято 01.08.2022 [1].

5	Мероприятия проекта осуществляются в связи с наличием экономических условий для использования результатов его реализации, предусмотренных частью 1 статьи 11 Федерального закона.	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 стимулируют деятельность по проекту.
---	---	--

Проект реализован в связи с появлением благоприятных экономических условий для использования результатов реализации климатических проектов и стимулирования деятельности по реализации таких проектов, образованных в связи с подписанием Федерального закона № 296-ФЗ от 02.07.2021 «Об ограничении выбросов парниковых газов» [6].

При разработке проекта использован Приказ Минэкономразвития России от 11.05.2022 N 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], CDM AMS-II.C. «Маломасштабная методология: Мероприятия по повышению энергоэффективности на стороне спроса для конкретных технологий, ориентированных на спрос» [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» [7].

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 «Требования и руководство по валидации и верификации заявлений в отношении парниковых газов» [8].

Оценка применимости выбранной методологии [4] к деятельности по проекту представлена в таблице 3.2

Таблица 3.2 – Оценка 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	Применимо. Уровень обслуживания установленного в рамках проекта оборудования

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.	составляет 104,2 % от уровня обслуживания базового оборудования. Производительность насоса ЦНС 80-1400 составляет 1920 м³/сут. Производительность СТ-А УНПЖЭ 2000-150 составляет 2000 м³/сут.
п. 4: Требования к базовой линии для проектов модернизации и проектов, связанных с увеличением мощности, указаны в пунктах 20-21 вышеупомянутого общего руководства по методологии МЧР SSC. 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-4Б было проведено сопоставление совокупной паспортной производительности оборудования базового и проектного сценариев, что является демонстрацией базовой линии для дополнительной мощности. Согласно паспортным характеристикам оборудования, в базовом сценарии (с использованием двух насосов ЦНС 80-1400) обеспечивается перекачка технологической жидкости в объеме 1 401,6 тыс. м³/год (3840 м³/сут.). В проектном сценарии задействованы насосы СТ-А УНПЖЭ 2000-150 и ЦНС 80-1400, суммарная производительность которых составляет 1 430,8 тыс. м³/год (3920 м³/сут.). Проектом запланирована перекачка технической жидкости в объеме до 1 401,6 тыс. м³/год,

	что гарантированно не превышает показатель базового сценария – 1 401,6 тыс. м³/год. Увеличение объема перекачки с исторического уровня (среднее значение за 2020 - 2022 – 1190,6 тыс. м³/год) до проектного (1401,6 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.
п. 5: Для деятельности по проекту, связанной с внедрением ламп, характеристики ламп проекта должны превышать применимые минимальные стандарты энергоэффективности (МЭЭ) в принимающей Стороне.	Не имеет значения, так как деятельность по проекту не связана с заменой ламп.
п. 6: Проектные лампы должны иметь световую отдачу 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 проектном варианте, не должен иметь озоноразрушающего потенциала (ODP).	Не имеет значения, так как оборудование не содержит хладагенты.
п. 8: Данная методология учитывает сокращение выбросов только за счет снижения потребления электроэнергии и/или ископаемого топлива в результате 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 в процессе замены на более энергоэффективное оборудование.

п. 9: Совокупная экономия энергии в рамках одного проекта не может превышать эквивалент 60 ГВт-ч в год для технологий энергоэффективности конечного потребления электроэнергии.	Применимо. Совокупная экономия энергии 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 инициирования проекта на КНС-4Б НГДУ «Джалильнефть» жидкость для поддержания пластового давления закачивалась при помощи насосов центробежного действия ЦНС 80-1400 (Агр. №1 и Агр. №2).

Проектом предусмотрена замена насосного агрегата №2 ЦНС 80-1400 на насосную установку объемного действия СТ-А УНПЖЭ 2000-150. За счет реализации мероприятия сократится электропотребление на закачку жидкости.

Таким образом, климатический проект направлен на сокращение выбросов ПГ от электропотребления насоса.

6. СВЕДЕНИЯ О ПРОВЕДЕНИИ ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Оценка воздействия проекта на окружающую среду не проводилась, так как замена насоса на более энергоэффективный на КНС-4Б НГДУ «Джалильнефть» не вносит изменений в технологический процесс и не является объектом капитального строительства.

.

7. МЕСТО РЕАЛИЗАЦИИ КЛИМАТИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

Наименование объекта: кустовая насосная установка 4Б – НГДУ «Джалильнефть».

Местоположение установлено относительно ориентира, расположенного в границах участка. Почтовый адрес ориентира: Республика Татарстан, р-н Альметьевский, ООО "Маяк".

Кадастровый номер земельного участка: 16:07:050003:2388 [9].

Дата присвоения кадастрового номера: 27.11.2007

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: под нефтяные скважины и объекты их обустройства

Площадь: 5951 кв. м

Расположение земельного участка на кадастровой карте показано на рисунке 7.1.



Рисунок 7.1 – КНС-4Б

8. ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ, ПОГЛОТИТЕЛЕЙ И НАКОПИТЕЛЕЙ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ, СВЯЗАННЫХ С ПРОЕКТОМ (ГРАНИЦЫ ПРОЕКТА), ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТОВ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ГРАНИЦАХ ПРОЕКТА, ОПИСАНИЕ ПРАВОВЫХ ОСНОВАНИЙ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ИСПОЛНИТЕЛЯ ПРОЕКТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УКАЗАННЫХ ОБЪЕКТОВ

Агентом закачки КНС-4Б является сточная вода с очистных сооружений Сулеевского товарного парка.

Граница проекта включает в себя насосную станцию КНС-4Б, в которую входят:

Базовый сценарий:

- Два центробежных насоса ЦНС 80-1400 КНС-4Б Агр. №1, Агр. №2

Проектный сценарий:

- Насос объемного действия СТ-А УНПЖЭ 2000-150 КНС-4Б Агр. №2, ЦНС 80-1400 КНС-4Б Агр. №1

Информация об источниках выбросов ПГ включенных или исключенных из границ проекта приведена в таблице 8.1.

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

Источник		Газ	Включен	Обоснование / объяснение
Базовый сценарий (BEy)	Потребление электрической энергии от внешних генерирующих объектов для работы двух насосов: ЦНС 80-1400 Агр. №1, Агр. №2	CO ₂	Да	Выбросы от электропотребления насосов
Проектная линия (PEy)	Потребление электрической энергии от внешних генерирующих объектов для работы насосов: СТ-А УНПЖЭ 2000-150 Агр. №2, ЦНС 80-1400 Агр. №1	CO ₂	Да	Выбросы от электропотребления насосов

Границы проекта представлены на рисунке 8.1.

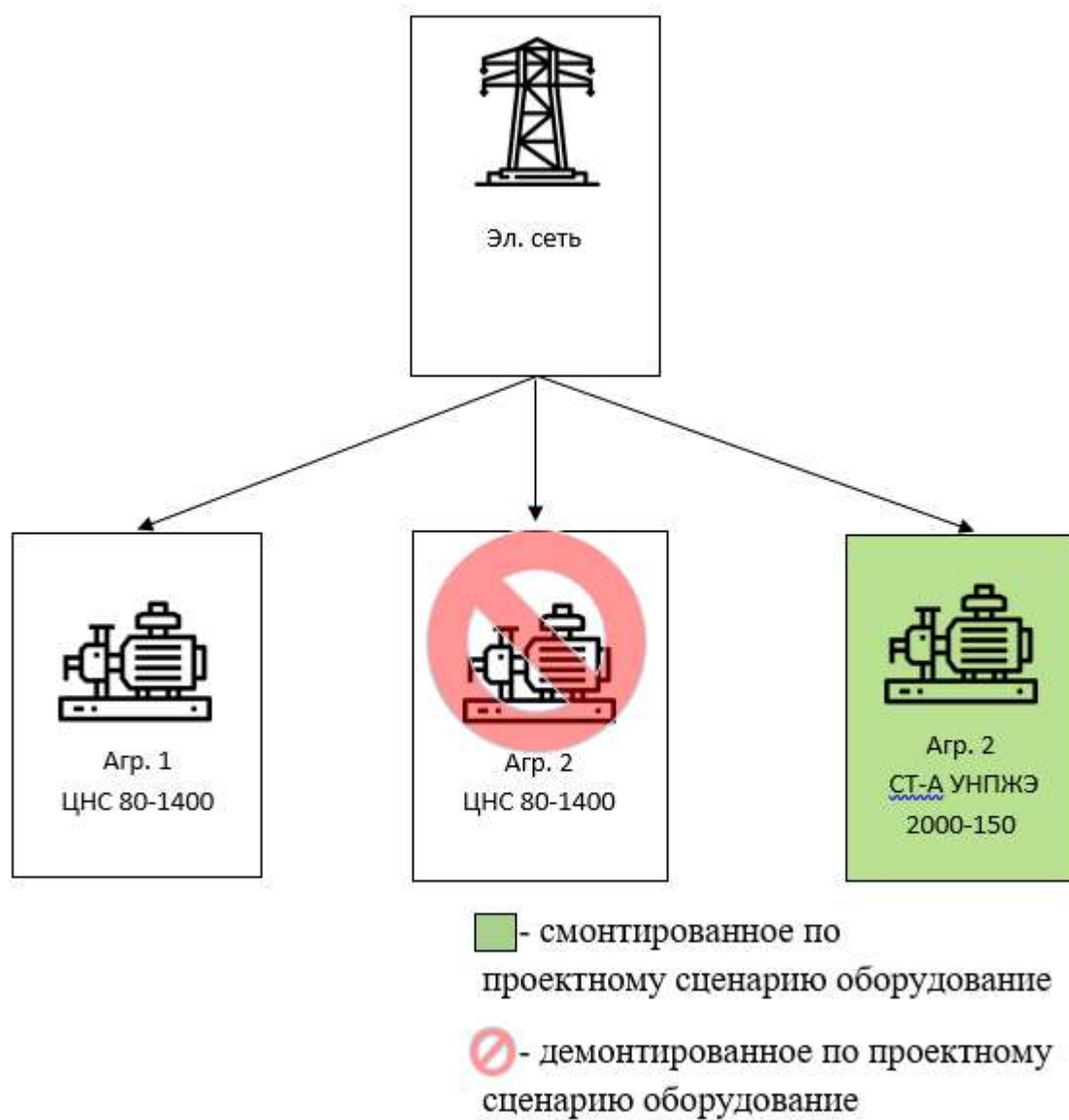


Рисунок 8.1 - Границы проекта

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

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

9.1 Выбор базового сценария

Определение базового сценария и выбор правдоподобной базовой линии проведены в соответствии с требованиями приказа Минэкономразвития России № 248 от 11.05.2022 г. [5], ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021 [7], CDM AMS-II.C [4].

При установлении базовой линии проведено выявление реалистичных и достоверных альтернативных сценариев и исключение альтернатив, не соответствующих законодательным или нормативным требованиям ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021 [7].

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.

Согласно паспортным характеристикам насосы: Агр. №1 и Агр. №2 ЦНС 80-1400 [2] обеспечивают возможность перекачки технической жидкости в объеме 3840 м³/сут., 1 401,6 тыс. м³/год.

Согласно паспортным характеристикам насосов оборудование проектного сценария: Агр. 2 СТ-А УНПЖЭ 2000-150 и Агр. 1 ЦНС 80-1400 [2] обеспечивает возможность перекачки технической жидкости в объеме 3920 м³/сут., 1 430,8 тыс. м³/год.

Проектом запланирована перекачка технической жидкости в объеме до 1 401,6 тыс. м³/год, что гарантированно не превышает показатель базового сценария – 1 401,6 тыс. м³/год.

Увеличение объема перекачки с исторического уровня (среднее значение за 2020 - 2022 – 1190,6 тыс. м³/год) до проектного (1401,6 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.

В качестве базовой линии принимается сценарий, который является наиболее вероятным с учетом всех идентифицированных препятствий (барьеров) для реализации проекта [5], в том числе:

- а) технических (возможность реализации технологии);
- б) технологических (доступность технологии);
- в) регуляторных (наличие нормативных ограничений на применение технологии);

- г) экономических (доступность финансовых ресурсов);
- д) социально-экологических (уровень воздействия на окружающую среду и местные сообщества);
- е) квалификационных (доступность необходимых компетенций для реализации технологии).

При проведении анализа возможности реализации альтернативных сценариев применен качественный подход оценки вероятности реализации предполагаемого альтернативного базового сценария с учётом барьера.

Все альтернативные сценарии реалистичны и не противоречат законодательству. Идентификация препятствий (барьеров) для реализации проекта в соответствии с требованиями приказа Минэкономразвития России [5] представлена в таблице 9.1

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 значительных 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 2000-150 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, 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 2000-150 Агр. №2 вместо существующего ЦНС 80-1400 Агр. №2), для реализации которого требуется преодоление технических и экономических барьеров.

В соответствии с п.5.2 CDM AMS-II.C, дополнительность деятельности по проекту оценена с использованием методического инструмента «Демонстрация дополнительности маломасштабной проектной деятельности» версия 13.1 Tool 21. Согласно п.10 (а) Tool 21, препятствием для реализации проектной деятельности является инвестиционный барьер (финансово более жизнеспособная альтернатива проектной деятельности привела бы к более высоким выбросам).

Исходя из результатов проведения барьерного анализа (таблица 9.1) можно сделать вывод, что финансово более жизнеспособная альтернатива проектной деятельности – это альтернативный сценарий 1 (продолжение текущей ситуации) приведет к более высоким выбросам ПГ.

Таким образом, проектную деятельность можно считать дополнительной.

9.2 Сроки зачетного периода

Согласно требованиям Приказа № 248 [5] зачетный период не должен превышать период, для которого базовая линия является наиболее вероятным сценарием с учётом нормативных сроков эксплуатации оборудования.

Для определения оставшегося срока службы оборудования согласно Tool10 [10] используется информация производителя о техническом сроке службы оборудования в сравнении с датой ввода в эксплуатацию.

Остаточный срок службы насосов базовой линии определяется как разница между техническим сроком службы и временем эксплуатации.

С целью повышения эффективности управления техническим обслуживанием и ремонтами, обеспечения надежности работы оборудования и сокращения внеплановых простоев в ПАО «Татнефть» внедрена система «1С: ТОиР».

Технический срок службы насосов составляет 15 лет, согласно [2]. Насосы ЦНС 80-1400 (Агр. №1 и Агр. №2) [2] введены в эксплуатацию 16.10.2018 и 02.12.2019 соответственно.

Зачетный период определен на 9 лет без возможности последующего продления: 01.01.2024 – 31.12.2032гг.

9.3 Описание формул, используемых для оценки выбросов, предусмотренных базовой линией (для каждого газа, источника и т.п.; в единицах CO₂ эквивалента)

Согласно п. 9 [5] определение базовой линии осуществляется за период не менее 3 лет до даты начала проектной деятельности.

Для количественного определения выбросов ПГ по базовой линии использованы сведения организации об историческом объеме перекачанной жидкости и электропотреблению КНС-4Б за 01.01.2020 - 31.12.2022, так как в этот период оборудование работало стабильно, без влияния этапа модернизации. В 2023 году проводились строительно-монтажные работы, демонтаж / монтаж оборудования.

Данные о потреблении электрической энергии и закачке технологической жидкости за период с 01.01.2020 по 31.12.2022 гг. являются количественной опорной линией отсчета выбросов, которые произошли бы в отсутствие проекта, и обеспечивают основу для сравнения с выбросами проекта [11].

В соответствии с CDM AMS-II.C [4] выбросы по базовой линии рассчитываются по Варианту 3 (Эффективность производства/удельное потребление электроэнергии).

Согласно п. 30 методологии [4], 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) [4].

В настоящем проекте сопоставимость условий подтверждена следующими способами:

- анализом помесечных данных за базовый период (01.01.2020 по 31.12.2022 гг.);
- неизменностью условий эксплуатации (перекачиваемой среды).

В результате анализа расходов объема перекачки жидкости за исторический период с 01.01.2020 по 31.12.2022 гг. установлено, что базовое оборудование перекачивало объем жидкости, приближенный к проектному (1401,6 тыс. м³/год в пересчете на месяц – 116,8 тыс. м³). В периоды с объемом перекачки, близким к проектному, удельное потребление электроэнергии базового оборудования находилось в диапазоне от 7,83 до 8,62 МВт*ч/тыс. м³, что соответствует среднему историческому значению $EER_i = 8,18 \text{ МВт*ч/тыс. м}^3$ с отклонением не более 10%.

Насосное оборудование КНС-4Б перекачивает жидкость системы ППД, параметры которой в период 01.01.2020 по 31.12.2022 гг. 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 период с 01.01.2020 по 31.12.2022 гг. с объемами, близкими к проектному и неизменность условий эксплуатации (перекачиваемой среды), подтверждают сопоставимость условий базового и проектного периодов в соответствии с пунктом 30 методологии CDM AMS-II.C. [4].

Базовые выбросы рассчитываются следующим образом:

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

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

где:

- $E_{BL,y}$ - потребление электроэнергии для базовой линии в год y (МВт*ч);
- $EF_{CO_2,ELEC,y}$ - коэффициент выбросов при производстве электроэнергии в год y , при потреблении электроэнергии от сети.

Принимаются фактические значения коэффициентов выбросов парниковых газов по первой ценовой зоне (Европа и Урал) Единой Энергетической Системы России (ЕЭС России) за 2024 год – 0,33302 тСО₂-экв./МВт*ч, за 2025-2033 гг. – 0,336089 тСО₂-экв./МВт*ч, согласно данным сайта АО «Администратора торговой системы» (<https://www.atsenergo.ru/results/co2all>) [12]. Контроль коэффициента включен в план мониторинга.

- $Q_{i,y}$ - количество перекачанной жидкости в год y для оборудования в группе i , тыс.м³;
- EER_i - удельное потребление электроэнергии для i оборудования в год y (МВт*ч/тыс. м³).

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_i должен быть основан на данных, зарегистрированных с фиксированным интервалом в течение периода не менее 12 непрерывных месяцев.

- l_y - среднегодовые технические потери в сети y . Значение по умолчанию 0,1 используется для средних годовых технических потерь в сети, если последние данные отсутствуют [4].

- $Q_{ref,BL}$ – среднегодовое количество хладагента, используемого в базовой линии для замены хладагента, из которого произошла утечка в течение года у (тонн/год). Не учувствует в расчетах. Применяется только к проектам, которые заменяют оборудование, содержащее хладагенты.

- $GWP_{ref,BL}$ – потенциал глобального потепления базового хладагента (tCO_2 /хладагент). Не участвует в расчетах.

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 за период 01.01.2020 – 31.12.2022 гг.

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

Таблица 9.2 – Расчет удельного показателя за базовый период 01.01.2020 - 31.12.2022 гг.

Период	Объем перекачанной жидкости, тыс. м ³	Потребление электроэнергии, МВт*ч
Общее за 2020 - 2022	3 571,9	29 202,2
Удельное потребление электроэнергии, EER_i , МВт*ч / тыс. м ³	$EER_i = 29\,202,2 / 3\,571,9 = 8,18$	

Согласно приборам учета за период с 01.01.2020 по 31.12.2022 гг. суммарная перекачка жидкости составила 3 571,9 тыс. м³, потребление электроэнергии от перекачки этой жидкости составило 29 202,2 МВт*ч. Удельный показатель потребляемой электроэнергии составил 8,18 МВт*ч/тыс. м³.

Исходными данными по годовому объему перекачанной жидкости $Q_{i,y}$ являются фактические данные за 2024 - 2025 гг. [11], и планируемый объем перекачки жидкости на период 2026 - 2032.

Расчет выбросов по базовой линии показан в таблице 9.3

Таблица 9.3 – Расчет выбросов ПГ по базовой линии

Год реализации проекта	Перекачанная жидкость, Q_u , тыс. м ³	Удельное потребление электроэнергии, EER , МВт*ч/тыс. м ³	Потребление электроэнергии в базовой линии с учетом потерь, E_{BLy} , МВт*ч	Кэф. выбросов, $EF_{CO_2, ELEC_y}$ tCO_2 -экв./МВт*ч	Выбросы по базовой линии, BE_u , tCO_2 -экв.
2024	1155,5	8,18	10 502,2	0,33302	3 497
2025	1180,7	8,18	10 731,3	0,336089	3 607
2026	1401,6	8,18	12 739,0	0,336089	4 281
2027	1401,6	8,18	12 739,0	0,336089	4 281
2028	1401,6	8,18	12 739,0	0,336089	4 281

2029	1401,6	8,18	12 739,0	0,336089	4 281
2030	1401,6	8,18	12 739,0	0,336089	4 281
2031	1401,6	8,18	12 739,0	0,336089	4 281
2032	1401,6	8,18	12 739,0	0,336089	4 281
Итого					37 071

Выбросы ПГ по базовой линии за зачетный период с 01.01.2024 по 31.12.2032 – **37 071** тСО₂-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 8,18 МВт*ч/тыс.м³, с учетом мониторинга коэффициента выбросов парниковых газов для потребленной электроэнергии. Контроль данных параметров включен в план мониторинга.

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

10.1 Описание формул, используемых для оценки выбросов по проектному сценарию

В соответствии с CDM AMS-II.C. [4] 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 (в период реализации проекта определяется на основе фактических данных по электропотреблению, с учетом потерь по КНС-4Б),

$EF_{CO_2,y}$ – коэффициент выбросов для электроэнергии, тCO₂-экв/МВт*ч (2024 год - 0,33302 тCO₂-экв/МВт*ч, 2025 – 2032 гг. - 0,336089 тCO₂-экв/МВт*ч) [12];

$PE_{ref,y}$ – проектные выбросы от физической утечки хладагента из проектного оборудования в год y , тCO₂-экв/год. Не участвует в расчетах.

Снабжение КНС-4Б электроэнергией осуществляется по договору энергоснабжения с гарантирующим поставщиком АО «Татэнергосбыт» [13], [14], [15], [16], [17], [18], [19], [20]. Электроэнергия приобретается только из сети, потребление контролируется в процессе мониторинга проекта.

Потребление электроэнергии в проектном сценарии рассчитывается по формуле методологии CDM AMS-II.C [4]:

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

где:

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

n_i – количество проектных устройств группы i , работающих в интервале времени t в году y ;

ρ_i – потребность в электроэнергии (МВт) проектных устройств группы i , измеренная в течение временного интервала t в году y ;

o_i – часы работы проектных устройств группы i 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 в сети, если последние данные отсутствуют [4].

Согласно методологии [4] ρ_i и o_i могут быть определены отдельно или в комбинации, т.е. как потребление электроэнергии.

Потребление электроэнергии за 2024 – 2025 принято по фактическим данным. Проектное потребление электроэнергии на 2026-2032 рассчитывается с учетом удельного показателя по формуле:

$$\rho_i \times o_i = Q_{i,y} \times R \quad (10.3)$$

где

$Q_{i,y}$ – объем перекачанной жидкости за год y (тыс.м³);

Значение показателя для 2024-2025 гг. принято по фактическим данным о закачке технологической жидкости, и планируемый объем перекачки жидкости на период 2026 - 2032.

Значения $Q_{i,y}$ аналогичны базовой линии. Эквивалентность количественной оценки выбросов парниковых газов, рассчитанных в базовом сценарии, с количественной оценкой выбросов парниковых газов по проектному сценарию не нарушена.

R – удельный показатель потребления электроэнергии (МВт·ч/тыс.м³).

Значение удельного показателя определено по фактическому расходу электрической энергии на закачку технологической жидкости за период 2024-2025 гг. [11] и вычисляется как отношение потребляемой электрической энергии [11] к объему закачиваемой технологической жидкости [11].

В расчете используется значение удельного показателя потребления электроэнергии равное $R = 7,08$ МВт·ч/тыс.м³ (таблица 10.1).

Таблица 10.1 – Удельное потребление электроэнергии

Период	Объем перекачанной жидкости, тыс. м ³	Потребление электроэнергии, МВт*ч
Общее за 2024 - 2025	2 336,2	16 535,5
Удельное потребление электроэнергии, R, МВт*ч / тыс. м ³	$R = 16\,535,5 / 2\,336,2 = 7,08$	

Информация о выбросах парниковых газов по проектной линии приведена в таблице 10.2.

Таблица 10.2 – Расчет выбросов ПГ по проектной линии

Год реализации проекта	Перекачанная жидкость, Q_y , тыс. м ³	Удельное потребление электроэнергии, R , МВт*ч/тыс. м ³	Потребление электроэнергии по проектной линии с учетом потерь, E_{Cy} , МВт*ч	Коэф. выбросов, EF_{CO_2} , тCO ₂ -экв./МВт*ч	Выбросы по проектной линии, PE_y , тCO ₂ -экв.
2024	1 155,5	-	9 065,8	0,33302	3019
2025	1 180,7	-	9 307,0	0,336089	3128
2026	1 401,6	7,08	11 025,9	0,336089	3706
2027	1 401,6	7,08	11 025,9	0,336089	3706
2028	1 401,6	7,08	11 025,9	0,336089	3706
2029	1 401,6	7,08	11 025,9	0,336089	3706
2030	1 401,6	7,08	11 025,9	0,336089	3706
2031	1 401,6	7,08	11 025,9	0,336089	3706
2032	1 401,6	7,08	11 025,9	0,336089	3706
Итого					32 089

Выбросы ПГ по проектной линии за зачетный период с 01.01.2024 по 31.12.2032 – **32 089** тCO₂-экв.

10.2 Утечки

Согласно п.39 [4] если энергоэффективная технология представляет собой оборудование, перенесенное из другой сферы деятельности, необходимо учитывать утечку. Так как оборудование не было перенесено из другой сферы деятельности (согласно паспортным данным насос СТ-А УНПЖЭ 2000-150 - новый), утечки не учитываются ($LE_y=0$).

В соответствии с п. 51 CDM AMS-II.C [4] до момента утилизации замененного насоса ЦНС 80-1400 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. Замененное оборудование не должно эксплуатироваться.

10.3 Сокращение выбросов

Прогнозируемое сокращение выбросов определяется как разница между выбросами при реализации базового сценария и выбросами, определенными проектным сценарием по формуле:

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

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 парниковых газов

Год реализации проекта	Прогнозируемые выбросы по базовой линии, ВЕу, тCO ₂ -экв.	Прогнозируемые выбросы по проектной линии, РЕу, тCO ₂ -экв.	Прогнозируемое сокращение выбросы, ЕРу, тCO ₂ -экв./год
2024	3 497	3019	478
2025	3 607	3128	479
2026	4 281	3706	575
2027	4 281	3706	575
2028	4 281	3706	575
2029	4 281	3706	575
2030	4 281	3706	575
2031	4 281	3706	575
2032	4 281	3706	575
Итого	37 071	32 089	4 982

Прогнозируемое сокращение выбросов парниковых газов за зачетный период с 01.01.2024 по 31.12.2032 – **4 982** тCO₂-экв.

С целью повышения уровня уверенности в том, что сокращения выбросов ПГ являются достоверными и не завышенными, установим уровень неопределенности, в пределах диапазона которого значения сокращений должны приводить к консервативной количественной оценке проекта.

Оценка неопределенности проводилась в соответствии с методическими указаниями:

- Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов, МГЭИК 2006 (Том 1, Глава 3 Неопределенности) [21];
- GHG Protocol 2003: Short Guidance for Calculating Measurement and Estimation Uncertainty for GHG Emissions [22];
- ГОСТ 34100.3-2017/ISO/IEC Guide 98-3:2008 «Неопределенность измерения. Часть 3. Руководство по выражению неопределенности измерения» [23].

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. [24].

Результаты расчета неопределенности представлены в Приложении Б.

Неопределенность составила 6,14 %. Согласно шкале, приведенной в [22], точность данных в диапазоне от 5% до 15% является «хорошей».

Для повышения уверенности в том, что сокращения выбросов ПГ, рассчитанные на основании первичных данных, полученных в результате осуществления мониторинга, не завышены и являются достоверными, выполняется систематическая оценка неопределенности расчетов.

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

11.1 Идентификация рисков

К рискам, которые могут повлиять на реализацию проекта и сокращение выбросов ПГ в зачетный период по проекту относятся [5]:

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

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 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 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:

- на стадии проектирования при выборе нового оборудования с запасом ресурса, обеспечивающим безаварийную работу на весь зачетный период;

– в процессе эксплуатации 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, связанные 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

Данные риски обусловлены нарушением логистических связей с поставщиками оборудования, приводящие к увеличению сроков поставки.

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.

Риск непостоянства (повторного высвобождения парниковых газов)

Не применим к проектной деятельности.

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

Согласно Приказу Минэкономразвития России от 11.05.2022 г. № 248 [5] 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 80-1400 Агр. №2 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 [4].

11.2 Управление рисками

Идентифицированные риски с учетом специфики проекта (реализация проекта внутри обособленной технологической площадки) и оценка вероятности их наступления на различных стадиях проекта представлены в таблице 11.1.

В результате оценки рисков 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 проектирования - риск качества оценки базовой линии, финансовые риски;
- на стадии выполнения мероприятий по проекту - финансовые риски;
- в зачетный период – риск качества оценки базовой линии.

Таблица 11.1 – Идентифицированные риски и оценка вероятности их наступления и влияния на проект

№ п.п.	Этап реализации проекта	Описание риска	Вероятность наступления риска	Влияние риска на проект	Период влияния риска	Способ минимизации риска	Период выполнения мероприятий
1	Проектирование (разработка климатического проекта)	Риск качества оценки базовой линии	средняя	высокое	подготовительный период	корректное определение базовой линии	на стадии проектирования
		Финансовые риски	средняя	высокое	подготовительный период	гарантированное выделение финансирования	на стадии проектирования
		Технологические риски	низкая	низкое	подготовительный период	оценка срока службы насоса	на стадии проектирования
		Риски нарушения логистических связей	низкая	низкое	подготовительный период	учет сроков и порядка поставки оборудования	на стадии проектирования
		Нормативно-правовые риски	низкая	низкое	подготовительный период	учет действующих НПА	на стадии проектирования
2	Выполнение мероприятий по проекту	Финансовые риски	средняя	среднее	выполнение мероприятий по проекту	гарантированное выделение финансирования	выполнение мероприятий по проекту
		Риски нарушения логистических связей	низкая	низкое	выполнение мероприятий по проекту	учет сроков и порядка поставки оборудования	выполнение мероприятий по проекту
		Нормативно-правовые риски	низкая	низкое	выполнение мероприятий по проекту	своевременное реагирование на изменения НПА	выполнение мероприятий по проекту
3	Зачетный период	Риск качества оценки базовой линии	средняя	высокое	зачетный период	мониторинг первичных данных	зачетный период
		Финансовые риски	среднее	высокое	зачетный период	мониторинг расходования выделенных средств	зачетный период
		Технологические риски	низкая	среднее	зачетный период	оценка срока службы насоса	зачетный период
		Риск увеличения выбросов ПГ вне границ проекта, вызванного мероприятиями проекта (утечки)	низкая	среднее	зачетный период	мониторинг работы оборудования	зачетный период

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 CDM AMS-П.С [4], Приказе Минэкономразвития России от 11.05.2022 №248 [5], ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021 [7].

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.

12.2 Перечень параметров, подлежащих измерению и мониторингу

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

- потребление электроэнергии на перекачку ($EC_{PJ,y}$);
- расход жидкости ($Q_{i,y}$);
- коэффициент выбросов для электроэнергии ($EF_{CO_2,ELEC,y}$, $EF_{CO_2,y}$);
- списание и передача на утилизацию (или хранение на складе) насоса ЦНС 80-1400 Агр. №2.

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

Точки мониторинга, на которых будут проводиться измерения параметров мониторинга, указаны на схеме мониторинга (рисунок 12.1).

Мониторинг выполняется в соответствии с 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.

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

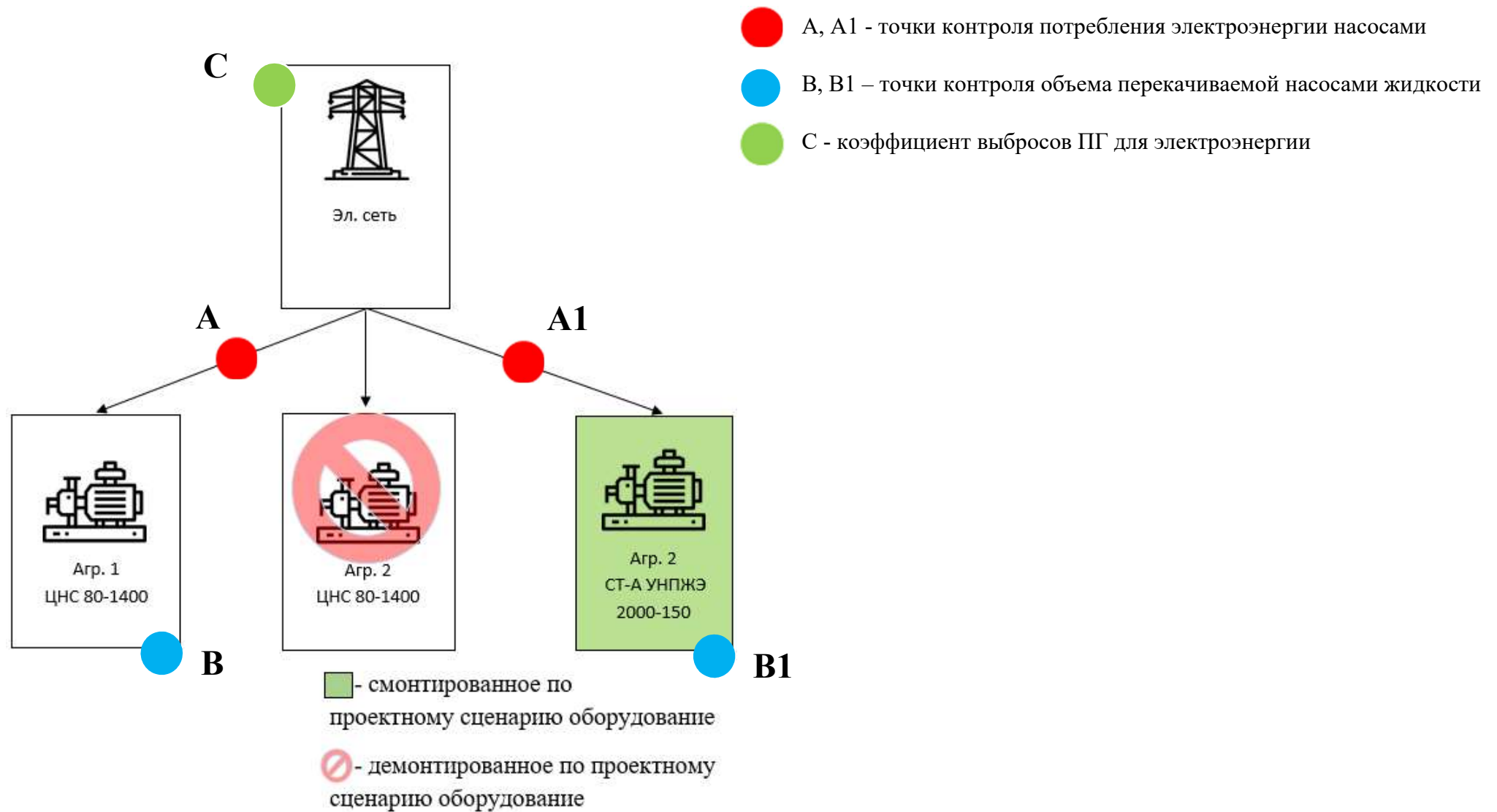


Рисунок 12.1 - Схема мониторинга

Таблица 12.1 - Данные и параметры мониторинга количества потребленной электроэнергии

Данные/параметр	$EC_{PJ, y}$
Единица измерения	МВт*ч
Наименование	Количество потребленной электроэнергии КНС-4Б насосом ЦНС 80-1400 Агр. №1 и насосом СТ-А УНПЖЭ 2000-150 Агр. №2 [2] в течение года в точке «А» и «А1» (рис.12.1).
Вид метода сбора данных	инструментальный
Источник данных	Счетчик электроэнергии в точке «А» на Агр. 1 «Меркурий 230» зав. № 34693735 [25]; в точке «А1» на Агр. 2 «Меркурий 230» зав. № 34693872 [25]. Межповерочный интервал счетчика 10 года.
Способ хранения	Электронный
Периодичность 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 и контроля качества	Поверка и техническое обслуживание измерительных приборов осуществляется в соответствии с установленными требованиями. Внутренний аудит калибровки системы учета перед каждым отчетом о мониторинге

Таблица 12.2 - Данные и параметры мониторинга расхода жидкости

Данные/параметр	$Q_{i, y}$
Единица измерения	тыс.м ³
Наименование	Расход жидкости ЦНС 80-1400 Агр. №1 в точке «В» [26]; СТ-А УНПЖЭ 2000-150 Агр. №2 в точке «В1» [27].
Вид метода сбора данных	Инструментальный
Источник данных	Счетчики жидкости: в точке «В» на Агр. 1 «Нота В» зав. № 40 [26]; в точке «В1» на Агр. 2 «Взлет» зав. № 1600178 [27]. Межповерочный интервал счетчика 4 года.

Способ хранения	Электронный
Периодичность 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 и контроля качества	Поверка и техническое обслуживание измерительных приборов осуществляется в соответствии с установленными требованиями. Внутренний аудит калибровки системы учета перед каждым отчетом о мониторинге

Таблица 12.3 - Коэффициент выбросов от производства электрической энергии

Данные/параметр :	$EF_{CO_2,y}, EF_{CO_2,ELEC,y}$
Единица измерения	тСО _{2-экв} /МВт*ч
Наименование	Коэффициент выбросов ПГ для электроэнергии (точка «С»).
Источник данных	Актуальный источник данных на момент реализации климатического проекта
Способ хранения	Электронный
Периодичность 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 СО ₂ используются коэффициенты, предлагаемые АО «АТС» [12].

Таблица 12.4 – Акт списания и передача на утилизацию (или хранение на складе) насоса ЦНС 80-1400

Данные/параметр	-
Единица измерения	-

Наименование	Акт списания и передача на утилизацию (или хранение на складе) насоса ЦНС 80-1400
Источник данных	Информация от Начальника цеха по поддержанию пластового давления (ЦППД) НГДУ «Джалильнефть» СП «Татнефть-Добыча»
Способ хранения	Электронный
Периодичность 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.

12.4 Данные и параметры, зафиксированные предварительно

Таблица 12.5 - Данные и параметры мониторинга удельного потребления электроэнергии по базовой линии

Данные/параметр:	<i>EERi</i>
Единица измерения	МВт*ч/тыс. м ³
Наименование	Удельное потребление электроэнергии насосами базовой линии ЦНС 80-1400 Агр. 1 и Агр. 2 за период с 01.01.2020 по 31.12.2022 гг.
Источник данных:	Исторические данные потребления электроэнергии и потребленной жидкости с 01.01.2020 по 31.12.2022 гг.: - Счетчик электроэнергии «Меркурий 230» зав. № 34693735 [25]; «Меркурий 230» зав. № 34693872 [25]. Межповерочный интервал счетчика 10 года. - Расходомер жидкости на Агр. 1 «Нота В» зав. № 40 [26]; на Агр. 2 «Взлет» зав. № 1600178 [27]. Межповерочный интервал счетчика 4 года.
Способ хранения	Электронный
Значение(я) контролируемого параметра:	8,18
Периодичность мониторинга	Не применимо
Процедуры обеспечения и контроля качества	Не применимо

Таблица 12.6 - Среднегодовые технические потери в сети

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

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

Лица, ответственные за проведение мониторинга, представлены в таблице 12.7.

Таблица 12.7 - Лица, ответственные за проведение мониторинга

№ п.п.	Наименование	Должностное лицо, ответственное за проведение мониторинга
1	Количество потребленной электроэнергии насосом СТ-А УНПЖЭ 2000-150 и ЦНС 80-1400	Начальник отдела по эксплуатации и ремонту энергетического оборудования СП «Татнефть-Добыча»
2	Расход жидкости насосов СТ-А УНПЖЭ 2000-150 и ЦНС 80-1400	Начальник отдела по эксплуатации фонда скважин СП «Татнефть-Добыча»
3	Коэффициент выбросов парниковых газов	Начальник отдела ИиАР ЦПЭБ ЦОБ ПАО «Татнефть»
4	Определение выбросов ПГ	Начальник отдела ИиАР ЦПЭБ ЦОБ ПАО «Татнефть»
5	Списание и передача на утилизацию (или хранение на складе) замененного насоса ЦНС 80-1400	Начальник цеха по поддержанию пластового давления (ЦППД) НГДУ «Джалильнефть» СП «Татнефть-Добыча»

Лица, ответственные за проведение мониторинга, назначаются соответствующим распоряжениям. 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» [28].

Организация деятельности по учету и расчетам выбросов ПГ по Группе «Татнефть» ведется в соответствии с внутренним стандартом организации СТО ТН 513-2021 «Управление выбросами парниковых газов» [29].

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

Система управления информацией о ПГ соответствует требованиям Политики Группы «Татнефть» в области интегрированной системы менеджмента. Требования и руководство по применению [30], а также Политики ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды с учетом изменения климата [31].

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

Ответственный за архивирование и хранение архива данных мониторинга - ведущий специалист отдела охраны окружающей среды и экологической безопасности управления охраны окружающей среды и экологии ПАО «Татнефть». Место хранения архива мониторинга - система электронного документооборота.

На КНС установлены счетчики 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» [32], 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 проверок 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 объёме 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 проверок 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. В случае выявления устаревших или некорректных данных осуществляется их замена с обязательным документальным обоснованием в отчетной документации.

Проверка соответствия заводского номера/шильдика и марки насоса данным складского учета, а также надлежащее хранение списанного оборудования (ЦНС 80-1400 Агр. №2) на складе, либо его своевременная передача на утилизацию возлагается на начальника ЦППД НГДУ «Джалильнефть». По результатам контроля наличия насоса на складе формируется запись в системе «1С: ТОиР».

Отдел ИиАР осуществляет контроль за статусом насоса в паспорте ТОиР.

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 [33].

12.7 План мониторинга

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.

План мониторинга представлен в таблице 12.8.

Таблица 12.8 - 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 2000-150 Агр. №2 и ЦНС 80-1400 Агр. №1	Счетчики электроэнергии (точки А, А1)	МВт*ч	измерение	ежедневный сбор данных / ежеквартальная выгрузка и архивация	электронный
2	Расход перекачанной жидкости насосами СТ-А УНПЖЭ 2000-150 Агр. №2 и ЦНС 80-1400 Агр. №1	Расходомер (точка В, В1)	тыс. м ³	измерение	ежедневный сбор данных / ежеквартальная выгрузка и архивация	электронный
3	Коэффициент выбросов парниковых газов для электроэнергии	Информационные источники (точка С)	тСО ₂ - экв./МВт* ч	оценка	1 раз в год	электронный
4	Списание и передача на утилизацию (или хранение на складе) замененного насоса ЦНС 80-1400 Агр. № 2	Акт списания насосов 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

12.8 Организационная структура, компетенции и обязанности лиц, осуществляющих мониторинг

Политики отчетности и надзора за деятельностью по мониторингу устанавливаются в соответствии с требованиями стандарта организации [29].

Матрица ответственности в процессе мониторинга представлена в таблице 12.9.

Таблица 12.9 - Матрица ответственности в процессе мониторинга

№ п/п	Задача мониторинга	Отдел по эксплуатации и ремонту энергетического оборудования СП «Татнефть-Добыча»	Отдел по эксплуатации фонда скважин СП «Татнефть-Добыча»	Отдел АСУТП, метрологии и информационных технологий	Отдел ИиАР ЦПЭБ	ЦПП Д	УОО С и Э
1.	Сбор измеряемых данных:						
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) насосов ЦНС 80-1400				К	О	
4.	Подготовка ежеквартальной выгрузки и архивация отчетных данных по п. 1	О	О		К		
5	Калибровка, техническое обслуживание	О		О	К		
6	Расчет сокращения выбросов ПГ				О		К
7	Подготовка отчета(ов) о реализации климатического проекта				О		К
8	Архивирование данных и отчета(ов) о реализации климатического проекта				О		К

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

12.9 Управление качеством данных мониторинга

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

- поддержание в рабочем состоянии полной информационной системы по ПГ;
- 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.

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 513-2025 «Управление выбросами парниковых газов» [29].

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 неустовленным 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.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Письмо о доведении инвестиций по проекту «Техническое перевооружение системы ППД КНС-4Б НГДУ «Джалильнефть» №4518-ПУпр(002) от 01.08.2022.
2. Паспорт объекта ремонта ЦНС 80-1400 Агр. №1, Агр. №2, СТ-А УНПЖЭ Агр. № 2 (выгрузка из системы 1С: ТОиР).
3. Проект «Техническое перевооружение системы ППД КНС-4Б НГДУ «Джалильнефть». (Изм.1). Рабочая документация.
4. CDM AMS-II.C. «Маломасштабная методология: Мероприятия по повышению энергоэффективности конкретных технологий, ориентированных на спрос».
5. Приказ Минэкономразвития 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».
6. Федеральный закон «Об ограничении выбросов парниковых газов» от 02.07.2021 № 296-ФЗ.
7. 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».
8. ГОСТ Р ИСО 14064-3-2021 «Газы парниковые. Часть 3. Требования и руководство по валидации и верификации заявлений в отношении парниковых газов.
9. Выписка из Единого государственного реестра недвижимости об объекте недвижимости №16:07:050003:2388.
10. Tool 10 Методологический инструмент «Инструмент для определения оставшегося срока службы оборудования»

11. Информация о закачке жидкости и расходе электроэнергии по КНС-4Б НГДУ «Джалильнефть».

12. Коэффициент выбросов парниковых газов энергосистемы России. Сайт АО «АТС» <https://www.atsenergo.ru/results/co2all>

13. Договор энергоснабжения № 0002/52/40/1017Э от 20.12.2018 с дополнительными соглашениями.

14. Дополнительное соглашение № 20 к договору энергоснабжения № 0002/52/40/1017Э от 20.12.2018.

15. Дополнительное соглашение № 48 к договору энергоснабжения № 0002/52/40/1017Э от 20.12.2018.

16. Дополнительное соглашение № 76 к договору энергоснабжения № 0002/52/40/1017Э от 20.12.2018.

17. Дополнительное соглашение № 100 к договору энергоснабжения № 0002/52/40/1017Э от 20.12.2018.

18. Дополнительное соглашение № 127 к договору энергоснабжения № 0002/52/40/1017Э от 20.12.2018.

19. Дополнительное соглашение № 150 к договору энергоснабжения № 0002/52/40/1017Э от 20.12.2018.

20. Дополнительное соглашение № 174 к договору энергоснабжения № 0002/52/40/1017Э от 20.12.2018.

21. Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов, МГЭИК 2006.

22. GHG Protocol 2003: Short Guidance for Calculating Measurement and Estimation Uncertainty for GHG Emissions).

23. ГОСТ 34100.3-2017/ISO/IEC Guide 98-3:2008 «Неопределенность измерения. Часть 3. Руководство по выражению неопределенности измерения». – М.: Стандартинформ, 2017.

24. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов парниковых газов из источников и их абсорбции поглотителями за 1990-2023гг. Часть 2, М., 2025г.

25. Приборы учета электрической энергии.
 26. Счетчик жидкости «Нота В» зав. 40.
 27. Счетчик жидкости энергии «Взлет» зав. 1600178.
 28. Приказ от 04.11.2023 № 348/МНУ-Пр (0002) «Об утверждении Инструкции по делопроизводству и документообороту в публичном акционерном обществе «Татнефть» имени В.Д. Шашина».
 29. СТО ТН 513-2025 «Управление выбросами парниковых газов».
 30. Политика Группы «Татнефть» в области интегрированной системы менеджмента. Требования и руководство по применению. СТО ТН 639-2020.
 31. Политика ПАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды с учетом изменения климата. СТО ТН 510-2019.
 32. СТО ТН 167-2021 «Требования к закачке технологической жидкости для поддержания пластового давления на месторождениях ПАО «Татнефть».
 33. График выездных аудитов управления процессами ТОиР на предприятиях группы «Татнефть».
-

Приложение А. Авторские материалы

При составлении рисунка 8.1 и 12.1 использовались авторские материалы сайта <https://www.flaticon.com/ru/> следующих авторов:

[](https://www.flaticon.com/ru/free-icons/- "линия электропередачи иконки")Линия электропередачи иконки от Freepik - Flaticon

[](https://www.flaticon.com/ru/free-icons/ "насос иконки")Насос иконки от smalllikeart - Flaticon

Приложение Б. Неопределенность

Показатель для расчета	Метод расчета	Тип неопределенности по ГОСТ 34100.3 [23]	Входные данные	Неопределенность, %
Базовый сценарий				
Прогнозная перекачка жидкости	Принимается согласно НДК [24]	В (Метод оценивания неопределенности, отличный от статистического анализа ряда наблюдений)	Экспертная оценка данных о производственной деятельности для сектора 1В Эмиссия от утечек и испарения топлив, В.1.2.А «Добыча нефти и ГК»	5
Потребление энергии на м ³ жидкости	Стандартное отклонение (s) рассчитывается согласно GHG Protocol 2003: Short Guidance for Calculating Measurement and Estimation Uncertainty for GHG Emissions) [22] по формуле раздела 6.2 п. 3: $s = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{k=1}^n (x_k - \bar{x})^2}$ где: s – стандартное отклонение в абсолютных единицах (МВт*ч/тыс. м³); n – количество измерений; x_k – значение параметра (МВт*ч/тыс. м³); $\bar{x}$ – среднее значение параметра (МВт*ч/тыс. м³). По формуле раздела 6.2 п. 4 рассчитываем значение доверительного интервала (неопределенности) для	А (Метод оценивания неопределенности путем статистического анализа ряда наблюдений)	Ежемесячный свод данных	1,09

Показатель для расчета	Метод расчета	Тип неопределенности по ГОСТ 34100.3 [23]	Входные данные	Неопределенность, %
	показателя: $a = \frac{s \cdot t}{\sqrt{n}}$ где: а – доверительный интервал (неопределенность) показателя в абсолютных единицах (МВт*ч/тыс. м³); s – стандартное отклонение в абсолютных единицах (МВт*ч/тыс. м³); n – количество измерений; t – коэффициент Стьюдента (принимается согласно Таблице 1 [22] для уровня достоверности 95%). Для перевода значения, представленного в абсолютных единицах, в % необходимо: $a / x \cdot 100\%$.			
Коэффициент выбросов CO ₂ от потребления электроэнергии	Принимается согласно НДК [24]	В (Метод оценивания неопределенности, отличный от статистического анализа ряда наблюдений)	Неопределенность коэффициентов выбросов для сектора 1. Энергетика, 1.А сжигание топлива, 1.А.1 Энергетическая промышленность (другие топлива)	7
Неопределенность для базового сценария (с) рассчитывается согласно GHG Protocol 2003: Short Guidance for Calculating Measurement and Estimation Uncertainty for GHG Emissions [22] по формуле раздела 7 и представляет собой квадратный корень из суммы квадратов процентных доверительных интервалов (неопределенностей) каждого показателя, а именно: $c = \sqrt{a^2 + b^2 + f^2}$				8,67

Показатель для расчета	Метод расчета	Тип неопределенности по ГОСТ 34100.3 [23]	Входные данные	Неопределенность, %
Проектный сценарий				
Прогнозная перекачка жидкости	Принимается согласно НДК [24]	В (Метод оценивания неопределенности, отличный от статистического анализа ряда наблюдений)	Экспертная оценка данных о производственной деятельности для сектора «Добыча нефти и ГК» согласно НДК [24]	5
Потребление энергии на м ³ жидкости	Стандартное отклонение (s) рассчитывается согласно GHG Protocol 2003: Short Guidance for Calculating Measurement and Estimation Uncertainty for GHG Emissions) [22] по формуле раздела 6.2 п. 3: $s = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{k=1}^n (x_k - \bar{x})^2}$ где: s – стандартное отклонение в абсолютных единицах (МВт*ч/тыс. м³); n – количество измерений; x_k – значение параметра (МВт*ч/тыс. м³); $\bar{x}$ – среднее значение параметра (МВт*ч/тыс. м³). По формуле раздела 6.2 п. 4 рассчитываем значение доверительного интервала (неопределенности) для показателя: $a = \frac{s \cdot t}{\sqrt{n}}$ где: a – доверительный интервал (неопределенность) показателя в абсолютных единицах (МВт*ч/тыс. м³);	А (Метод оценивания неопределенности путем статистического анализа ряда наблюдений)	Ежемесячный свод данных	0,75

Показатель для расчета	Метод расчета	Тип неопределенности по ГОСТ 34100.3 [23]	Входные данные	Неопределенность, %
	s – стандартное отклонение в абсолютных единицах (МВт*ч/тыс. м³); n – количество измерений; t – коэффициент Стьюдента (принимается согласно Таблице 1 [21] для уровня достоверности 95%). Для перевода значения, представленного в абсолютных единицах, в % необходимо: $a / x * 100\%$.			
Коэффициент выбросов CO ₂ от потребления электроэнергии	Принимается согласно НДК [24]	В (Метод оценивания неопределенности, отличный от статистического анализа ряда наблюдений)	Неопределенность коэффициентов выбросов для сектора 1. Энергетика, 1.А сжигание топлива, 1.А.1 Энергетическая промышленность (другие топлива)	7
Неопределенность для проектного сценария (d) рассчитывается согласно GHG Protocol 2003: Short Guidance for Calculating Measurement and Estimation Uncertainty for GHG Emissions [22] по формуле раздела 7 и представляет собой квадратный корень из суммы квадратов процентных доверительных интервалов (неопределенностей) каждого показателя, а именно: $d = \sqrt{a^2 + b^2 + f^2}$				8,63
Общая неопределенность (количественная оценка неопределенности) рассчитывается согласно GHG Protocol 2003: Short Guidance for Calculating Measurement and Estimation Uncertainty for GHG Emissions [22] по формуле раздела 8, где числовые неопределенности объединяются с помощью методов квадратного корня из суммы квадратов, используя абсолютные значения для корректировки относительного веса каждого параметра или оценки, а именно: $e = \frac{\sqrt{(C \times c)^2 + (D \times d)^2}}{E}$				6,14

Показатель для расчета	Метод расчета	Тип неопределенности по ГОСТ 34100.3 [23]	Входные данные	Неопреде- ленность, %
где: e – общая неопределенность, %; c, d – неопределенности для базового и проектного сценариев, %; C и D – выбросы ПГ в базовом и проектном сценариях в эквиваленте, тCO ₂ ; E – сумма выбросов ПГ в базовом и проектном сценариях в эквиваленте, тCO ₂ .				