

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



УТВЕРЖДАЮ

Начальник управления охраны
окружающей среды и экологии
ПАО «Татнефть»

А.Ф. Алчинов

» _____ 2024 г.

КЛИМАТИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ

**Строительство газопровода от УПСВ «Абдулово» и УПВСН-7 «Ашальчи»
до котельной «Ашальчи» ПАО «Татнефть»**

Начальник отдела
охраны окружающей среды и
экологической безопасности

П.Н. Кубарев

Альметьевск, 2024

Список исполнителей

Начальник ОИиАР ЦПЭБ ЦОБ	О.Е. Мишанина
Руководитель группы повышения экологической эффективности ОООСиЭБ УООСиЭ	А.М. Ахметзянов
Ведущий специалист (климатолог) ОООСиЭБ УООСиЭ	Н.Ю. Костылева
Ведущий специалист ОООСиЭБ УООСиЭ	М.А. Бадретдинов
Ведущий специалист ОИиАР ЦПЭБ ЦОБ	А.Б. Фархутдинов

Содержание

Сокращения.....	6
1. Общие сведения о климатическом проекте.....	8
2. Краткое описание климатического проекта.....	9
3. Информация об отнесении проекта к климатическому проекту.....	12
4. Тип климатического проекта.....	15
5. Место реализации климатического проекта.....	16
6. Перечень объектов хозяйственной и иной деятельности, сопровождающейся выбросами парниковых газов, а также иных объектов, которые обеспечивают сокращение выбросов парниковых газов (границы проекта).....	17
7. Описание и обоснование определения прогнозируемой количественной оценки выбросов парниковых газов при отсутствии проекта за период реализации проекта (базовая линия).....	19
7.1 Выбор базового сценария.....	19
7.2 Сроки зачетного периода.....	21
7.3 Описание формул, используемых для оценки выбросов, предусмотренных базовой линией (для каждого газа, источника и т.п.; в единицах CO ₂ эквивалента).....	21
8. Описание и обоснование определения результата количественной оценки планируемых к сокращению выбросов парниковых газов в результате реализации мероприятий проекта (проектный сценарий)...	27
8.1 Описание формул, используемых для оценки выбросов по проектному сценарию.....	27
8.2 Сокращение выбросов.....	29
9. Описание потенциальных рисков невыполнения мероприятий проекта и мер по их минимизации.....	31
9.1 Идентификация рисков.....	31
9.2 Управление рисками.....	33
10. План мероприятий по сбору первичных данных для подтверждения сведений о сокращении выбросов парниковых газов (план мониторинга).....	36
10.1 Цель мониторинга.....	36

10.2 Перечень параметров, подлежащих измерению и мониторингу.....	36
10.3 Источники данных.....	36
10.4 Типы данных и информации, которые необходимо вносить в отчет, включая единицы измерения	37
10.5 Методики мониторинга, включая оценку, моделирование, измерение, подходы к проведению расчетов и неопределенность	41
10.6 Частота проведения мониторинга с учетом потребностей предполагаемых потребителей.....	42
10.7 Роли и обязанности участников, связанные с мониторингом, включая процедуры авторизации, утверждения и документирования изменений в зарегистрированных данных.....	42
10.8 Процедуры контроля, включающие внутреннюю проверку входных данных, преобразования и выходных данных, а также процедуры для корректирующих действий.....	44
10.9 Системы управления информацией о ПГ, включая размещение и сохранность данных, процедуру передачи данных между различными видами систем или документации	44
10.10 План мониторинга.....	45
10.11 Организационная структура, компетенции и обязанности лиц, осуществляющих мониторинг.....	49
10.12 Управление качеством данных мониторинга.....	49
Список использованных источников.....	51
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	54
Приложение 1. Письмо № 20287530/Вн(ТНД) от 05.08.2024 о фактических расходах газа на факела УПСВ «Абдулово» и УПСВН-7 «Ашальчи», а также о прогнозируемых объемах добычи нефти и газа на 2024-2034 гг.....	56
Приложение 2. Справка о планируемом потреблении ТЭР котельными СВН.....	65
Приложение 3. Сводная информация по составу попутного газа за 2020-2023 гг.....	67
Приложение 4. Сводная информация по составу природного газа за период 2020-2023 гг.....	69
Приложение 5. Письмо АО «ТатНИИнефтемаш» от 14 августа 2024 г. о бездымном горении ПНГ на факелах с оголовком ОФСР.....	71
Приложение 6. Расчеты выбросов парниковых газов по базовой линии в отсутствии деятельности по проекту (выгрузки из модуля	74

«Парниковые газы» программного продукта «ЭкоСфера-ПРЕДПРИЯТИЕ»).....

Приложение 7. Расчет выбросов по проектному сценарию (выгрузки из модуля «Парниковые газы» программного продукта «ЭкоСфера-ПРЕДПРИЯТИЕ»).....

Сокращения

В настоящем проекте применяют следующие сокращения:

АВО – аппарат воздушного охлаждения

АРМ – автоматизированное рабочее место

АСУТП - автоматизированная система управления технологическим процессом

БКНС – блочная кустовая насосная станция

БМПГУ - блочно-модульная парогенераторная установка

БМХВП – блок модульный химводоподготовки

ГЗУ – групповая замерная установка

ГОСТ – государственный стандарт

ГС – газосепаратор

ДДНГ – департамента добычи нефти и газа

ДНС – дожимная насосная станция

ИиАР ЦПЭБ - отдел исследовательских и аналитических работ центра промышленной и экологической безопасности ЦОБ

КНС - кустовая насосная станция

КС – компрессорная станция

МФНУ – многофазная насосная установка

НВОС - негативное воздействие на окружающую среду

НГДУ – нефтегазодобывающее управление

НПА – нормативно-правовой акт

ОГРН – основной государственный регистрационный номер

ООО – общество с ограниченной ответственностью

ОООСиЭБ – отдел охраны окружающей среды и экологической безопасности

ОЭиРТЭО – отдел эксплуатации ремонта теплоэнергетического оборудования

ОИиАР – отдел исследовательских и аналитических работ

ПАО – публичное акционерное общество

ПАО ТН – публичное акционерное общество «Татнефть»

ПБ ОТиЭ – промышленная безопасность охрана труда и экология

ПГ – парниковый газ

ПДВ – попутно добываемая вода

ППД – поддержание пластового давления

СВН – сверхвязкая нефть

ПНСТ – предварительный национальный стандарт Российской Федерации

СП – структурное подразделение

СИКГ – система измерения количества газа

ТН-Д – «Татнефть - Добыча», структурное подразделение ПАО «Татнефть»

ТР – технологический регламент

УООСиЭ – управление охраны окружающей среды и экологии

УПСВ – установка предварительного сброса воды

УПВСН – установка подготовки высокосернистой нефти

УПСВН – установка подготовки сверхвязкой нефти

УСПП ДДНГ – управление сопровождения производственных процессов
департамента добычи нефти и газа
УТНГП – Управление «Татнефтегазпереработка»
ФУ – факельная установка
ЦОБ – центр обслуживания бизнеса
ЦПЭБ – центр промышленной и экологической безопасности

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О КЛИМАТИЧЕСКОМ ПРОЕКТЕ

Название климатического проекта	Строительство газопровода от УПСВ «Абдулово» и УПСВ-7 «Ашальчи» до котельной «Ашальчи» ПАО «Татнефть»
Сведения об отраслевой принадлежности климатического проекта в соответствии с Общероссийским классификатором видов экономической деятельности	06.10 - Добыча нефти и нефтяного (попутного) газа
Сроки климатического проекта	Дата начала: 16.06.2023 Дата завершения: 30.11.2034
Период сокращения или предотвращения выбросов парниковых газов или увеличения их поглощения	Дата начала периода: 01.12.2024 Дата окончания периода: 30.11.2034
Исполнитель климатического проекта:	
наименование	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 и дата его присвоения (при наличии)	1021601623702 Дата присвоения: 19.07.2002 г.
адрес места нахождения	423460, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 75.
идентификационный номер налогоплательщика	1644003838
основной вид деятельности в соответствии с Общероссийским классификатором видов экономической деятельности	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 ОИиАР ЦПЭБ ЦОБ Фархутдинов Алексей Борисович, г. Азнакаево, ул. Нефтяников, д.22, 8(855-92) 58-107, FarkhutdinovAB@tatnpi.ru

2. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ КЛИМАТИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

УПСВ «Абдулово» в административном отношении расположена в Альметьевском районе Республики Татарстан. Минимальное расстояние от УПСВ до жилой застройки – н.п. Кзыл Кеч Альметьевского района РТ – составляет 2,4 км в северо-восточном направлении.

Ближайший водный объект - р. Шешма – находится на расстоянии 930 м к северу от границ промышленной площадки.

УПСВ «Абдулово» предназначена для проведения сепарации и предварительного обезвоживания сверхвязкой нефти (СВН) до содержания в ней воды не более 10 % масс., очистки попутно добываемой воды (ПДВ) до требований установки подготовки попутно добываемой воды (УППДВ), для откачки очищенных стоков с УППДВ или стоков с блока модульного химводоподготовки (БМХВП) на утилизацию в систему поддержания пластового давления (ППД).

Производительность УПСВ «Абдулово» по нефти составляет 750 тыс. тонн в год.

Продукция скважин сверхвязкой нефти поступает на УПСВ «Абдулово» по двум потокам:

- первый поток – со Студено-Ключевского поднятия;
- второй поток – с МФНУ «Аверьяновская», МФНУ «Южно-Екатериновского, Архангельского, Грядинского поднятий.

Нефтяные потоки объединяются в один поток и направляются на установку подготовки сверхвязкой нефти.

На УПСВ «Абдулово» сверхвязкая нефть проходит следующие ступени подготовки:

- ступень сепарации нефти и предварительного сброса воды в нефтегазовых сепараторах со сбросом воды до содержания воды не более 10 % масс.;
- ступень сепарации нефти в буферной емкости [1].

До реализации климатического проекта отсепарированный попутный газ из сепараторов поступал в газосепаратор и далее на факельную систему, где осуществлялась его утилизация посредством сжигания на факеле.

УПВСН-7 «Ашальчи» в административном отношении расположена в Альметьевском районе Республики Татарстан. Минимальное расстояние от УПСВ до жилой застройки – н.п. Кзыл Кеч Альметьевского района РТ – составляет 1,6 км в северо-восточном направлении.

Ближайший водный объект - р. Шешма – находится на расстоянии 1,12 км северу от границ промышленной площадки.

Объекты месторождения «Ашальчи» УПСВ-7, УПСВН и УППДВ предназначены для приема промысловой жидкости (сырой нефти) с групповых замерных установок Ашальчинского месторождения НГДУ «Нурлатнефть» (нефти карбоновых отложений - на УПСВ-7, сверхвязкой нефти - на УПСВН), предварительного сброса пластовой воды, сепарации попутного газа на указанных установках и откачки подготовленной нефти на УПВСН-2 «Кутема», подготовки попутно добываемой пластовой воды на УППДВ (узел подготовки попутно-

добываемой воды) и откачки подготовленной воды на КНС-4760, КНС-6А, КНС-6 и БКНС-13А для закачки в систему ППД.

Установка подготовки сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения предназначена для подготовки сверхвязкой нефти с удалением газа, механических примесей, воды и солей до требований I группы качества по ГОСТ Р 51858-2002 [2].

Целью проекта является сокращение выбросов ПГ от сжигания попутного газа на факельных установках УПСВ «Абдулово» и УПВСН-7 «Ашальчи», а также сокращение использования природного газа при эксплуатации котельной.

Попутный газ представляет собой смесь летучих углеводородов – метана, этана, пропана и бутана, а также содержит легкие жидкие углеводороды, в основном, пентан и гексан. В результате сжигания попутного газа в атмосферу попадают значительные объемы углекислого газа, оксидов азота и других загрязняющих веществ.

Сокращение выбросов ПГ происходит в результате полезного использования на объектах ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина той доли попутного газа, которая может сжигаться в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 8 ноября 2012 г. № 1148 [3] и составляет 5 % объема добытого попутного нефтяного газа.

Для реализации указанной цели был разработан проект строительства газопровода от УПСВ «Абдулово» и УПВСН-7 «Ашальчи» до котельной «Ашальчи» [4], которым предусмотрено строительство участка газопровода для транспортировки попутного нефтяного газа с УПСВ «Абдулово» на котельную «Ашальчи» НГДУ «Нурлатнефть» с целью использования ПНГ в качестве топлива.

Объем попутного нефтяного газа, транспортируемого с УПСВ «Абдулово», составляет 0,73 млн. м³/год, с УПВСН-7 «Ашальчи» - 2,4 млн. м³/год. [4]

Протяженность участка газопровода от УПСВ «Абдулово» до УПВСН-7 «Ашальчи» составляет 1366 м [5], основной диаметр трубопровода – 89 мм [6].

Проектная документация на газопровод от УПСВ «Абдулово» и УПВСН-7 «Ашальчи» до котельной «Ашальчи» имеет положительное заключение ФАУ «Главгосэкспертиза России» [7], Заключение о соответствии построенного, реконструированного объекта капитального строительства требованиям проектной документации, в том числе требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности объекта капитального строительства приборами учета используемых энергетических ресурсов, утвержденное приказом Приволжского управления Ростехнадзора [8].

Проектом № 13466 предусмотрено строительство участка газопровода от УПСВ «Абдулово» до точки врезки на территории УПВСН-7 «Ашальчи» в существующий газопровод от УПВСН-7 «Ашальчи» до котельной «Ашальчи».

Существующий участок газопровода введен в эксплуатацию в 2011 году, имеет наружный диаметр 159 мм, протяженность 1270 м [9], работы по техническому обслуживанию газопровода проводятся регулярно [10].

Ранее данный участок газопровода использовался для подачи природного газа на печи УПВСН-7 «Ашальчи».

В климатический проект входят действующие площадки УПСВ «Абдулово» и УПВСН-7 «Ашальчи», газопровод от УПСВ «Абдулово» и УПВСН-7 «Ашальчи» до котельной «Ашальчи», а также котельная «Ашальчи».

Схема объекта газопровод от УПСВ «Абдулово» и УПВСН-7 «Ашальчи» до котельной «Ашальчи» представлена на рисунке 2.1.

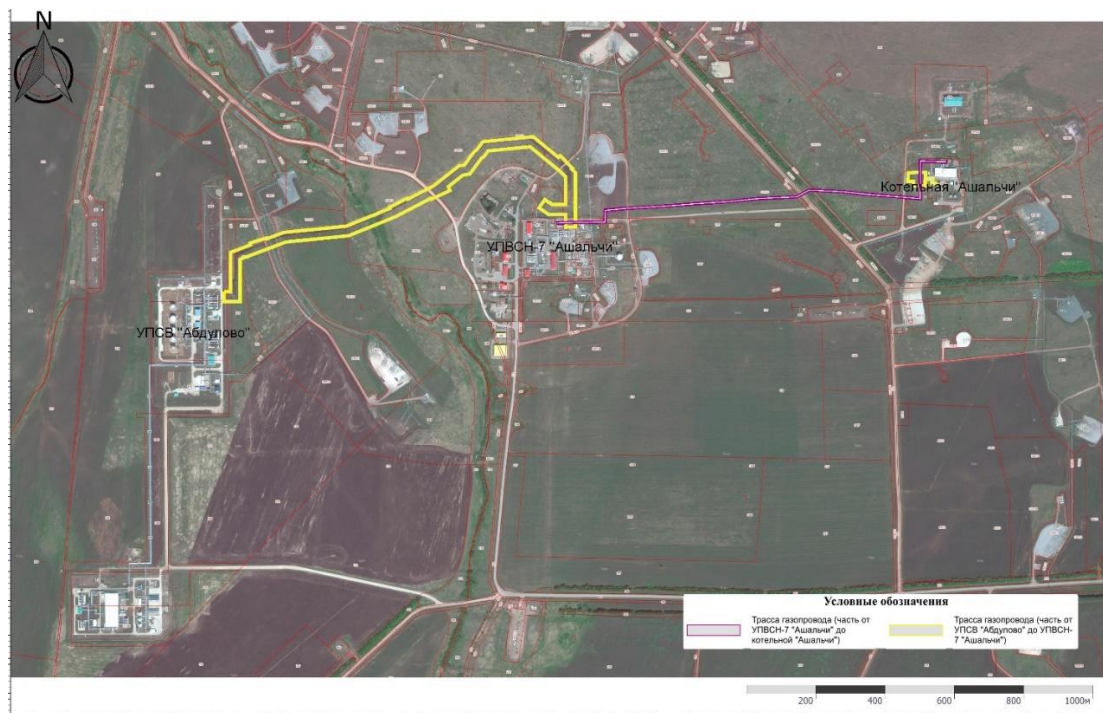


Рисунок 2.1 - Схема объекта газопровод от УПСВ «Абдулово» и УПВСН-7 «Ашальчи» до котельной «Ашальчи»

3. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОТНЕСЕНИИ ПРОЕКТА К КЛИМАТИЧЕСКОМУ ПРОЕКТУ

Критерии отнесения проекта к климатическому установлены в Приказе Минэкономразвития от 11.05.2022 № 248 [11]. Детальные сведения, подтверждающие соответствие проекта требованиям Приказа № 248, представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Оценка отнесения проекта к климатическому проекту

№ п/п	Критерии отнесения проектов к климатическим проектам	Оценка/Обоснование
1	<p>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</p>	<p>Соответствует. Мероприятия проекта не противоречат требованиям федеральных законов, иных нормативных правовых актов Российской Федерации, а также законов и иных нормативных правовых актов Республики Татарстан</p>
2	<p>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 реализации проекта, за исключением случаев,</p>	<p>Соответствует. Результатом реализации проекта является сокращение выбросов на факельных установках, а также сокращение использования природного газа при эксплуатации котельной.</p>

№ п/п	Критерии отнесения проектов к климатическим проектам	Оценка/Обоснование
	когда сокращение (предотвращение) выбросов парниковых газов достигается путем сокращения хозяйственной деятельности и (или) объема производимой продукции (в натуральном выражении) исполнителя проекта.	
3	Мероприятия проекта не приводят к совокупному увеличению массы выбросов парниковых газов или снижению уровня их поглощения вне области влияния таких мероприятий.	Соответствует. Мероприятия проекта не приведут к увеличению массы выбросов ПГ вне области таких мероприятий, так как все технологические процессы происходят в границах проекта.
4	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.	Соответствует. Сокращение выбросов ПГ связано исключительно с реализацией мероприятий в рамках климатического проекта: - предотвращение сжигания попутного газа на факелах, - передача попутного газа в котельную для генерации энергии, и сокращения расхода природного газа при эксплуатации котельной.
5	Мероприятия проекта осуществляются в дополнение к мероприятиям, направленным на выполнение предусмотренных законодательством Российской Федерации обязательных требований, действующих по состоянию на начало реализации проекта.	Соответствует. ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина выполняют требования Постановления Правительства РФ от 08.11.2012 № 1148 [3] по сжиганию не более 5 процентов объема добытого попутного нефтяного газа. Реализация климатического проекта направлена на добровольное сокращение объема сжигаемого попутного газа.

При разработке проекта использована система стандартов реализации климатических проектов ПНСТ 899-2023 [12].

Деятельность по проекту соответствует области применения ПНСТ 899-2023, а именно:

- весь извлеченный попутный газ поступает из действующих нефтяных скважин, которые находятся в эксплуатации и обеспечивают добычу нефти на момент извлечения попутного газа;

- попутный газ, используемый в рамках проектной деятельности, сжигался на факельной установке в течение последних 3 лет до начала проекта;

- в рамках проектной деятельности часть ранее сжигаемого попутного газа по газопроводу направляется на котельную «Ашальчи» для генерации энергии и сокращения расхода природного газа при эксплуатации котельной;

- имеются данные по химическому составу попутного газа (количество и доля углерода).

Попутный газ используется для производства энергии (пара) на собственном существующем объекте ПАО «Татнефть» (котельной «Ашальчи»).

4. ТИП КЛИМАТИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

До инициирования проекта весь отсепарированный попутный газ на площадках УПСВ «Абдулово» и УПСН-7 «Ашальчи» сжигался на факельных установках площадок.

Таким образом, климатический проект направлен на сокращение выбросов ПГ на факельных установках, а также сокращение использования природного газа при эксплуатации котельной.

5. МЕСТО РЕАЛИЗАЦИИ КЛИМАТИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

Объекты, расположенные в границах проекта, не затрагивают водные объекты, особо охраняемые природные территории (заповедники, заказники, памятники природы и др.).

Место расположения УПСВ «Абдулово», УПСН-7 «Ашальчи», газопровода, котельной «Ашальчи»:

Российская Федерация, Республика Татарстан, Альметьевский район, Нижнеабдулловское сельское поселение, земельные участки

КУ № 16:07:240001:226, КУ № 16:07:240001:1332,
КУ № 16:07:240001:1044, КУ № 16:07:240001:1353,
КУ № 16:07:240001:1354, КУ № 16:07:240001:1331,
КУ № 16:07:240001:1317, КУ № 16:07:240001:1316,
КУ № 16:07:240001:103, КУ № 16:07:240001:429,
КУ № 16:07:240001:1338, КУ № 16:07:240001:1340,
КУ № 16:07:240001:1341, КУ № 16:07:240001:417,
КУ № 16:07:240001:416, КУ № 16:07:240001:172,
КУ № 16:07:240001:572, КУ № 16:07:240001:1045,
КУ № 16:07:240001:1042 [13].

6. ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, СОПРОВОЖДАЮЩЕЙСЯ ВЫБРОСАМИ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ, А ТАКЖЕ ИНЫХ ОБЪЕКТОВ, КОТОРЫЕ ОБЕСПЕЧИВАЮТ СОКРАЩЕНИЕ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ (ГРАНИЦЫ ПРОЕКТА)

В границы проекта, в соответствии с ПНСТ 899-2003, входят:

1. Площадки, где попутный газ сжигался на факельных установках в отсутствие проектной деятельности: УПСВ «Абдулово», УПСВ-7 «Ашальчи».

2. Котельная «Ашальчи» НГДУ «Нурлатнефть».

Источники выбросов, включенные в границы проекта или исключенные из них, установленные в соответствии с ПНСТ 899-2003, представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Источники выбросов, включенные или исключенные из границ проекта

Источник		Газ	Включен	Обоснование / объяснение
Базовый сценарий (BE _y)	Сжигание попутного газа (BE _{CO2,CH4,сжиг.у})	CO ₂	Да	Основной источник выбросов в базовой линии
		CH ₄	Да	Предполагается, что сжигание на факеле приводит к неполному окислению углерода в попутном газе
		N ₂ O	Нет	Предполагается пренебрежимо малым
	Сжигание природного газа в котельной (BE _{CO2})	CO ₂	Да	Основной источник выбросов в базовой линии
		CH ₄	Нет	Предполагается пренебрежимо малым
		N ₂ O	Нет	Предполагается пренебрежимо малым
Проектная линия (PE _y)	Сжигание подготовленного газа для производства тепла и/ или электроэнергии (PE _{генер.у}), а также факельное сжигание попутного газа при сбросе и продувке насосов тепло и/или электрогенерирующих установок (PE _{CO2,CH4,сжиг.,у=0})	CO ₂	Да	Основной источник выбросов в проектной деятельности
		CH ₄	Да	Предполагается, что сжигание приводит к неполному окислению углерода в попутном газе
		N ₂ O	Нет	Предполагается пренебрежимо малым
	Неорганизованные выбросы при подготовке и транспортировке	CO ₂	Нет	Предполагается пренебрежимо малым
		CH ₄	Нет	Предполагается пренебрежимо малым
		N ₂ O	Нет	Предполагается пренебрежимо малым

попутного газа или очищенного газа ($PE_{уп,y} = 0$)			
Объем косвенных энергетических выбросов CO_2 ($PE^{рег} CO_{2,элек,k,y}=0$)	CO_2	Да	Основной источник косвенных энергетических выбросов
	CH_4	Нет	Предполагается пренебрежимо малым
	N_2O	Нет	Предполагается пренебрежимо малым

Границы проекта представлены на рисунке 6.1.

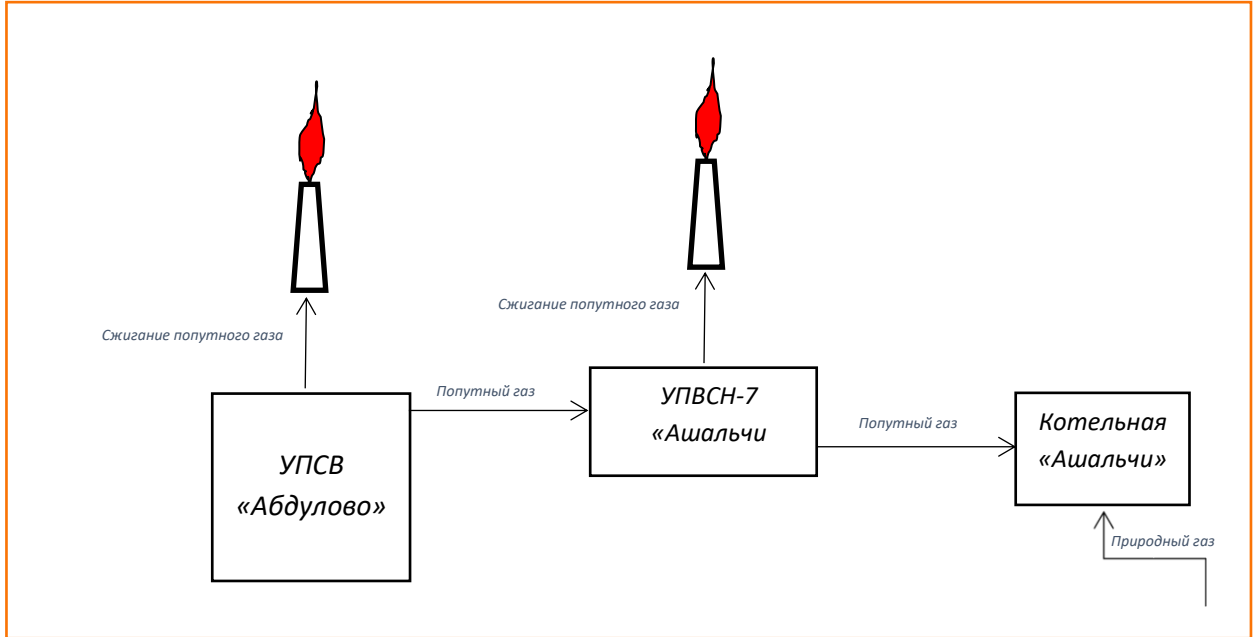


Рисунок 6.1- Границы проекта

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.

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

7.1 Выбор базового сценария

При установлении базовой линии проведено выявление всех реалистичных и достоверных альтернативных сценариев и исключение альтернатив, не соответствующих законодательным или нормативным требованиям ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021 [14].

Возможные альтернативные базовые сценарии использования попутного нефтяного газа могут включать следующие альтернативы:

1. Продолжение текущей ситуации: сжигание попутного нефтяного газа на факельной установке.

2. Использование попутного нефтяного газа на месторождении для производства энергии.

3. Закачка попутного нефтяного газа в нефтяной или газовый пласт.

4. Улавливание, транспортировка, переработка и распределение попутного нефтяного газа конечным пользователям.

5. Предлагаемая деятельность без регистрации климатического проекта: попутный нефтяной газ используется в качестве сырья за пределами месторождения.

6. Попутный нефтяной газ используется и транспортируется другим потребителям с целью производства энергии.

Альтернатива № 1: Продолжение текущей ситуации: Сжигание попутного нефтяного газа на факельной установке

Продолжение текущей ситуации является наиболее простым и экономически привлекательным вариантом, так как ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина соблюдает предельно допустимое значение показателя сжигания на факельных установках и (или) рассеивания попутного нефтяного газа в размере не более 5 процентов объема добытого попутного нефтяного газа, установленный Постановлением Правительства РФ от 08.11.2012 № 1148.

Сжигание газа в факелах не связано с какими-либо затратами, поэтому эта альтернатива является наиболее вероятным сценарием.

Альтернатива № 2: Использование попутного нефтяного газа на месторождении для производства энергии

Данная альтернатива является проектным сценарием на УПСВ «Абдулово» и УПВСН-7 «Ашальчи».

Для её реализации компания должна инвестировать дополнительные ресурсы для реконструкции УПСВ «Абдулово» и УПВСН-7 «Ашальчи», строительство газопровода и приобретения необходимого оборудования. ПАО

«Татнефть» им. В.Д. Шашина, вкладывая дополнительные финансовые средства в мероприятия климатического проекта.

Альтернатива № 3: Закачка попутного нефтяного газа в нефтяной или газовый пласт

Технологический процесс добычи исторически на месторождениях, разрабатываемых ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, установлен так, что для поддержания пластового давления в нефтяной пласт закачивается вода. Для добычи нефти используются насосы, система газлифта не применяется.

Очищенный и специально подготовленный попутный нефтяной газ может закачиваться обратно в нефтеносный пласт при помощи компрессорных станций [15]. При этом решение проблемы использования попутного газа откладывается на будущие периоды – до появления ресурсов или технологических возможностей, позволяющих эффективно перерабатывать попутный газ, а также поддерживать добычу нефти на месторождении на том же уровне. Указанный метод условно можно охарактеризовать как экологически нейтральный, так как при этом не возникает дополнительных отрицательных воздействий на окружающую среду по сравнению с воздействиями, характерными для обычного процесса нефтедобычи. Однако часть попутного нефтяного газа, как полезного сырья (до 40%), теряется, так как при последующей добыче нефти не весь попутный нефтяной газ, закачанный в пласт, можно будет извлечь обратно.

Реализация указанного метода обусловлена привлечением существенных капитальных и эксплуатационных затрат, которые необходимы на строительство установок комплексной подготовки и очистки попутного нефтяного газа, компрессорных станций и т.д.

Таким образом, данный вариант не является реалистичной моделью.

Альтернатива № 4: Улавливание, транспортировка, переработка и распределение попутного нефтяного газа конечным пользователям

Реализация указанного процесса обусловлена привлечением существенных капитальных и эксплуатационных затрат [14], которые необходимы для строительства установок комплексной подготовки и очистки попутного нефтяного газа, строительство трубопровода и т.д.

С учетом объемов потенциально образующегося попутного нефтяного газа (недостаточных для загрузки завода по переработке попутного газа), а также деятельности по улавливанию, транспортировке и строительству завода по переработке попутного нефтяного газа, реализация данного процесса является нецелесообразной.

Таким образом, данный вариант не является реалистичной моделью.

Альтернатива № 5: Попутный нефтяной газ используется в качестве сырья за пределами месторождения

С учетом объемов потенциально образующегося попутного нефтяного газа, а также отсутствия инфраструктуры для его транспортировки, реализация данного метода является не целесообразной.

Таким образом, данный вариант не является реалистичной моделью.

Альтернатива № 6: Попутный нефтяной газ используется и транспортируется другим потребителям с целью производства энергии

С учетом объемов потенциально образующегося попутного нефтяного газа, а также отсутствия инфраструктуры для его транспортировки, реализация данного метода является не целесообразной.

Таким образом, данный вариант не является реалистичной моделью.

Вывод:

Альтернатива № 1 (продолжение текущей ситуации в виде сжигания попутного нефтяного газа на факельной установке на площадке УПСВН) выбрана в качестве базовой линии. Из всех альтернатив, описанных выше, она технически осуществима и, одновременно, не противоречит законодательству.

Альтернатива № 2 выбрана в качестве проектного сценария, в связи с тем, что Альтернатива № 3 технически нецелесообразна, а Альтернативы №№ 4, 5, 6 являются маловероятными в силу того, что они либо не решают проблему утилизации всего объема попутного нефтяного газа, либо требуют в качестве первого шага сбор и переработку попутного нефтяного газа, что является по определению более затратным, чем Альтернатива № 2.

7.2 Сроки зачетного периода

Согласно ПНСТ 899-2023 [12] требования к дате начала выполнения проекта не устанавливаются. Зачетный период определен как 10 лет.

Согласно паспортам котлов, год изготовления котлов КА-1,2 – 2011, котлов КА-3,4,5,6 - 2013, срок службы - 20 лет [16]. Таким образом, срок службы котлов КА-1,2 заканчивается в 2031 году, а котлов КА-3,4,5,6 – в 2033 году.

Однако, согласно справке ПАО «Татнефть» им В.Д. Шашина [17], возможно продление срока службы котлов котельной «Ашальчи» до 2034 года и далее после прохождения процедур технического диагностирования состояния котлов и положительного заключения экспертизы промышленной безопасности.

Следовательно, целесообразно принять срок зачетного периода климатического проекта 10 лет.

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

В связи со снижением запасов нефти Студено-Ключевского, Южно-Екатерининского, Архангельского, Грядинского поднятий СВН, с которых сверхвязкая нефть приходит на УПСВ «Абдулово», а также запасов Ашальчинского месторождения, с которого СВН приходит на УПСВН-7 «Ашальчи», на данных объектах планируется уменьшение количества нефти, поступающей на подготовку.

Следовательно, за базовую линию исторические данные (за 3 предшествующих года 2021-2023 гг.) (Приложение 1) взять не можем, т.к. сравнивать исторические значения и прогнозируемые некорректно.

Для количественного определения выбросов ПГ по базовой линии использованы прогнозируемые данные о сжигании попутного газа на факеле (Приложение 1) и природного газа в котельной (Приложение 2) на период с 2024 по 2034 годы, которые учитывают планы по добыче нефти.

В качестве фактических данных для количественного определения базовой линии использовались исторические данные по компонентному составу попутного и природного газа за период с 2020 по 2023 гг. (Приложения 3, 4 соответственно).

При подготовке отчета о реализации климатического проекта расчеты по базовой линии планируется актуализировать на основании информации о фактическом расходе природного газа и попутного газа, а также о компонентном составе и теплотворной способности природного и попутного газа. Контроль показателей включен в план мониторинга.

Выбросы базовой линии скорректированы в сторону уменьшения путем использования консервативных принципов. Ввиду того, что для оценки выбросов использовались прогнозируемые объемы образования попутного газа и использования природного газа, согласно ПНСТ 899-2023 выбираем наиболее консервативный подход корректировки базовой линии, а именно, корректировка в сторону уменьшения не менее чем на 3% [12].

Котельная включена в границы проекта, следовательно, выбросы ПГ от эксплуатации котельной на природном газе учитываем в базовой линии.

Количество выбросов ПГ, предусмотренных базовой линией, рассчитано по формуле:

$$BE_y = (BE_{1,CO_2,CH_4, сжиг., y} + BE_{2,CO_2,CH_4, сжиг., y} + BE_{генер., y} + BE_{CO_2, y}) \times k, \quad (7.1)$$

где

$BE_{1,CO_2,CH_4, сжиг., y}$ — выбросы CO_2 и CH_4 от сжигания попутного газа на факеле УПСВ «Абдулово» в год y , tCO_2 -экв;

$BE_{2,CO_2,CH_4, сжиг., y}$ — выбросы CO_2 и CH_4 от сжигания попутного газа на факеле и УПСВ-7 «Ашальчи» в год y , tCO_2 -экв;

$BE_{генер., y}$ — выбросы CO_2 в результате сжигания ископаемого топлива для производства электроэнергии на объекте в год y (в случае, если установка не получает электроэнергию из электросети), tCO_2 /год. УПСВН получает энергию из электросети [18] ($BE_{генер., y} = 0$);

$BE_{CO_2, y}$ — выбросы CO_2 от сжигания природного газа на котельной в год y , т CO_2 ; Выбросы CH_4 и N_2O , потенциально возникающие при стационарном сжигании топлива, не учитываются.

k — коэффициент дисконтирования, $k = 0,97$.

Базовые выбросы от сжигания на факеле $BE_{CO_2, CH_4, сжиг., y}$, т CO_2 -экв, рассчитываются по формуле:

$$BE_{CO_2, CH_4, сжиг., y} = \sum_{j=1}^n (FC_{j, y} \times EF_{i, j, y}), \quad (7.2)$$

где

$FC_{j, y}$ — объем j -углеводородной смеси в период y , тыс. м³;

Для поддержания горения факельной установки применяется природный газ, объем которого не изменен, как в базовом, так и в проектном сценарии, следовательно, выбросы от сжигания природного газа на факеле не учитываем в базовой и проектной линиях.

$EF_{i, j, y}$ — коэффициент выбросов i -ПГ от сжигания j -углеводородной смеси на факельной установке за период y , т/тыс. м³;

i — CO_2 , CH_4 ;

j — тип углеводородной смеси;

n — количество видов углеводородных смесей, сжигаемых на факельной установке.

Согласно письму АО «ТатНИИнефтемаш» (Приложение 5) оголовок, ОФСР, установленный на факеле, обеспечивает бездымное горение при нормальной работе факельных установок.

Коэффициенты выбросов ПГ от сжигания j -углеводородной смеси на факельной установке рассчитывается в соответствии с приложением № 2, часть 2 Методики количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов (далее Методика) [19].

На основании таблицы 2.2 Методики [19], значение коэффициента недожога углеводородной смеси на факельной установке принимается равным 0,0006 (Бессажевое сжигание (в том числе природного газа некондиционных газовых и газоконденсатных смесей)).

Базовые выбросы от стационарного сжигания топлива в котельной $BE_{CO_2, y}$, т CO_2 , рассчитываются по Методике [19] по формуле:

$$BE_{CO_2, y} = \sum_{j=1}^n (FC_{j, y} \times EF_{CO_2, j, y} \times OF_{j, y}), \quad (7.3)$$

где

$FC_{j, y}$ - расход топлива j за период y , тыс. м³;

Для расчета учитывается объем природного газа котельной, замещаемого в проектной сценарии на попутный газ, а именно: разница между планируемым потреблением природного газа котельной и планируемым потреблением природного газа котельной, при переходе на потребление попутного газа с учетом его теплотворной способности (Приложение 2).

$EF_{CO_2, j, y}$ - коэффициент выбросов CO_2 от сжигания топлива j за период y , т CO_2 /ед.;

$OF_{j, y}$ - коэффициент окисления топлива j , доля;

Коэффициент окисления топлива ($OF_{j, y}$) принимается для всех видов газообразного и жидкого топлива по умолчанию равным 1,0 (соответствует 100% окислению топлива) независимо от применяемых процессов стационарного сжигания топлива.

j - вид топлива, используемого для сжигания – природный газ;

n - количество видов топлива, используемых за период y .

При подготовке отчета о реализации климатического проекта расчеты объемов выбросов ПГ по базовой линии при использовании попутного газа на котельной актуализируются.

Количество замещенного природного газа определяется на основании информации о фактическом расходе и теплотворной способности попутного газа, заместившего природный газ на котельной.

Расчет объема замещенного природного газа проводится в соответствии с п. 4.8 «Методических указаний по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку теплоты отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий» [20] по формуле:

$$V_{\text{прир.}} = V_{\text{попутн.}} / \mathcal{E}, \quad (7.4)$$

где

$V_{\text{прир.}}$ – объем природного газа;

$V_{\text{попутн.}}$ – объем попутного газа;

\mathcal{E} - калорийный эквивалент, определяемый по соотношению:

$$\mathcal{E} = Q_{\text{прир.}} / Q_{\text{попутн.}}, \quad (7.5)$$

где:

$Q_{\text{прир.}}$ – низшая теплота сгорания природного газа, ккал/м³;

$Q_{\text{попутн.}}$ - низшая теплота сгорания попутного газа, ккал/м³.

Расчеты коэффициентов выбросов и выбросов ПГ проведены по Методике [19] с использованием программного модуля «Парниковые газы» программного продукта «ЭкоСфера-ПРЕДПРИЯТИЕ» [21] (зарегистрирован в реестре программ для ПЭВМ Федеральной службой по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам, Свидетельство № 2007611713).

Расчеты выбросов ПГ по базовой линии представлены в Приложении 6. Выбросы базовой линии в соответствии с установленными требованиями [11], [12] приняты в сторону уменьшения на 3% с учетом консервативного допущения.

Результаты расчета выбросов парниковых газов по базовой линии **BE_y** в отсутствии деятельности по проекту, рассчитанные по формуле (7.1), представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Выбросы по базовой линии в отсутствии деятельности по проекту

Год реализации проекта (зачетный период)	Выброс ПГ от сжигания ПНГ на факеле УПСВ «Абдулово» ($BE_1 CO_2, CH_4, сжиг.у.$), тСО ₂ -экв./год	Выброс ПГ от сжигания ПНГ на факеле УПСВ-7 «Ашальчи» ($BE_2 CO_2, CH_4, сжиг.у.$), тСО ₂ -экв./год	Выброс ПГ от сжигания природного газа в котельной "Ашальчи" ($BE_{CO_2, генер}$), тСО ₂ /год	Всего выбросы ПГ для базовой линии, (BE_y), тСО ₂ -экв./год	Выбросы ПГ для базовой линии, с учетом консервативных принципов (-3%), (BE_y), тСО ₂ -экв./год
01.12.2024 – 31.12.2024	63	16	36	115	111
2025 год	737	238	455	1430	1387
2026 год	693	262	459	1414	1371
2027 год	632	253	430	1315	1275
2028 год	564	236	392	1192	1157
2029 год	491	214	348	1053	1021
2030 год	419	188	302	909	882
2031 год	350	162	256	767	744
2032 год	285	136	212	632	613
2033 год	228	111	171	510	495
01.01.2024 - 30.11.2034	157	82	122	361	351
ИТОГО за весь период действия проекта	4619	1898	3183	9699	9407

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

8.1 Описание формул, используемых для оценки выбросов по проектному сценарию

Выбросы в рамках климатического проекта.

В соответствии с ПНСТ 899-2023 [12] учитываются следующие источники проектных выбросов:

- выбросы CO_2 в результате сжигания подготовленного газа для производства тепла и/или электроэнергии на объекте;
- выбросы CO_2 , CH_4 от факельного сжигания попутного газа, возникающие при сбросе и продувке насосов тепло- и/или электрогенерирующих установок на месторождении;
- выбросы CO_2 от сжигания ископаемого топлива для выработки электроэнергии, необходимой для работы установки подготовки попутного газа (если установка не получает электроэнергию от сети или не использует попутный газ).

Проектные выбросы PE_y , т CO_2 -экв рассчитываются по формуле:

$$PE_y = PE_{генер.,y} + PE_{\text{CO}_2, \text{CH}_4, \text{сжиг.}, y} + PE_{УП,y} + PE^{pez}_{\text{CO}_2, \text{элек}, k, y} \quad (8.1)$$

где:

$PE_{генер.,y}$ – выбросы CO_2 в результате сжигания подготовленного газа для производства тепла на объекте в год y , т CO_2 ;

Для поддержания горения факельной установки применяется природный газ, объем которого неизменен, как в базовом, так и в проектном сценарии, следовательно, выбросы от сжигания природного газа на факеле не учитываем в базовой и проектной линиях.

$PE_{\text{CO}_2, \text{CH}_4, \text{сжиг.}, y}$ – выбросы CO_2 и CH_4 от факельного сжигания попутного газа, возникающие при сбросе и продувке насосов теплогенерирующих установок на месторождении в год y , т CO_2 -экв;

В котельной имеется шесть паровых котлов марки Е-25-2,4ГМ (ДЕ-25-24 ГМ-О). При ремонте, остановке, продувке одного из котлов, газ перенаправляется на другие, сжигание газа на факеле не осуществляется ($PE_{\text{CO}_2, \text{CH}_4, \text{сжиг.}, y} = 0$);

$PE_{УП,y}$ – выбросы CO_2 в результате сжигания ископаемого топлива для выработки электроэнергии, необходимой для работы установки подготовки попутного газа на объекте в год y (если установка не получает электроэнергию от сети или не использует попутный газ), т CO_2 . УПСВ «Абдулово», УПВСН-

7 «Ашальчи» и котельная «Ашальчи» получают энергию из электросети [18] ($PE_{уп,y} = 0$);

$PE^{рег}_{CO_2,элек,k,y}$ - объем косвенных энергетических выбросов CO_2 , определенный в соответствии с региональным методом при потреблении организацией, расположенной в энергосистеме k , электрической энергии, полученной от внешних генерирующих объектов, за период времени y , т CO_2 .

Так как для перекачки ПНГ по газопроводу от УПСВ «Абдулово» и УПСВН-7 «Ашальчи» достаточно давления первой ступени сепарации и не требуется использование компрессорных установок, реализация проекта не приведет к увеличению косвенных энергетических выбросов CO_2 , $PE^{рег}_{CO_2,элек,k,y}$ принимается равным 0.

Проектные выбросы от выработки тепла для собственных нужд УПСВ «Абдулово», УПСВН-7 «Ашальчи» и месторождений подъемов СВН рассчитывают по формуле:

$$PE_{генер.,y} = \sum_{j=1}^n (FC_{j,y} \times EF_{CO_2j,y} \times OF_{j,y}), \quad (8.2)$$

где:

$PE_{генер.,y}$ - выбросы CO_2 в результате сжигания подготовленного газа для производства тепла на объекте в год y , т CO_2 ;

$FC_{j,y}$ - объем j -углеводородной смеси, в период y , тыс. м³;

$EF_{CO_2j,y}$ - коэффициент выбросов CO_2 от сжигания j -углеводородной смеси за период y , т CO_2 /ед.;

$OF_{j,y}$ - коэффициент окисления топлива j , доля;

Коэффициент окисления топлива ($OF_{j,y}$) принимается для всех видов газообразного и жидкого топлива по умолчанию равным 1,0 (соответствует 100% окислению топлива) независимо от применяемых процессов стационарного сжигания топлива.

j - вид топлива, используемого для сжигания – природный газ;

n - количество видов топлива, используемых за период y .

Количественные значения выбросов при сжигании топлива на котельной определяются по Методике [19] (Приложение 7).

Результаты расчетов проектных выбросов парниковых газов представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 - Проектные выбросы парниковых газов

Год реализации проекта (зачетный период)	Проектные выбросы от сжигания попутного газа в котельной, т CO_2 /год ($PE_{генер.,y}$)	Проектные выбросы. Всего, т CO_2 -экв./год (PE_y)
01.12.2024 – 31.12.2024	79	79

Год реализации проекта (зачетный период)	Проектные выбросы от сжигания попутного газа в котельной, тСО ₂ ./год (<i>PE_{генер.,y}</i>)	Проектные выбросы. Всего, тСО ₂ -экв./год (<i>PE_y</i>)
2025 год	975	975
2026 год	954	954
2027 год	884	884
2028 год	800	800
2029 год	704	704
2030 год	607	607
2031 год	511	511
2032 год	421	421
2033 год	338	338
01.01.2024 - 30.11.2034	239	239
ИТОГО за весь период действия проекта	6511	6511

8.2 Сокращение выбросов

Сокращение выбросов определяется как разница между выбросами при реализации базовой линии и выбросами, определенными проектным сценарием по формуле:

$$ER_y = BE_y - PE_y, \quad (8.4)$$

где

ER_y - сокращение выбросов в течение года *y*, тСО₂-экв./год;

BE - базовые выбросы в год *y*, тСО₂-экв./год;

PE_y - проектные выбросы в год *y*, тСО₂-экв./год;

Сокращение выбросов представлено в таблице 8.2.

Таблица 8.2 - Сокращение выбросов парниковых газов

Год реализации проекта (зачетный период)	Базовые выбросы, тСО ₂ -экв./год	Проектные выбросы, тСО ₂ -экв./год	Сокращение выбросов, тСО ₂ -экв./год
01.12.2024 – 31.12.2024	111	79	32
2025 год	1387	975	412
2026 год	1371	954	417
2027 год	1275	884	391
2028 год	1157	800	357
2029 год	1021	704	317
2030 год	882	607	275

Год реализации проекта (зачетный период)	Базовые выбросы, тСО ₂ -экв./год	Проектные выбросы, тСО ₂ -экв./год	Сокращение выбросов, тСО ₂ -экв./год
2031 год	744	511	233
2032 год	613	421	192
2033 год	495	338	157
01.01.2034 - 30.11.2034	351	239	112
ИТОГО за весь период действия проекта	9407	6511	2896

Сокращение выбросов за период с 01.12.2024 по 30.11.2034 – **2 896** тСО₂-экв.

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

9.1 Идентификация рисков

К рискам, которые могут повлиять на реализацию проекта и сокращение выбросов ПГ в зачетный период по проекту относятся [14]:

- риск качества оценки базовой линии;
- финансовые риски;
- технологические риски;
- изменение планов по добыче нефти;
- экологические риски;
- природные факторы риска;
- риски нарушения логистических связей;
- нормативно-правовые риски.

Риск качества оценки базовой линии

Риск качества количественной оценки базовой линии обусловлен возможностью переоценки выбросов ПГ при установлении базовой линии и 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 7.

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:

- на стадии проектирования при выборе 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.

Изменение планов по добыче нефти

При изменении планов по добыче нефти относительно прогнозных данных по объемам добытой нефти и выделившегося попутного нефтяного газа, принятых для расчетов базовой и проектной линии климатического проекта, возникают риски недооценки или переоценки сокращения выбросов парниковых газов в ходе проведения мероприятий, заложенных в климатическом проекте.

Изменения планов по добыче нефти могут возникать как по технологическим (освоение новых технологий, изменения в работе оборудования), так и по экономическим причинам (стоимость товарной нефти на рынке). Следовательно, минимизация рисков, связанных с изменением планов по добыче нефти, связана с тщательным прогнозированием технических возможностей добычи, характеристик нефтяных месторождений и экономической ситуации.

Экологические риски

Экологические риски связаны с увеличением НВОС. Они возможны при:

- неполной оценке всех экологических аспектов проекта на стадии проектирования;
- изменении характеристик технологического оборудования в процессе эксплуатации;
- отсутствии своевременного контроля состояния окружающей среды на объектах, находящихся в границах проекта с целью своевременного поиска и устранения источников загрязнения.

Минимизация риска НВОС достигается контролем полноты оценки мероприятий по охране окружающей среды на стадии проектирования, минимизацией технологических рисков, организацией производственного экологического контроля и своевременным мониторингом состояния окружающей среды на объектах, входящих в границы проекта.

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.

Минимизация риска природных факторов достигается полнотой учета погодных, климатических и сейсмических особенностей региона на стадии проектирования.

Риски нарушения логистических связей

Данные риски обусловлены нарушением логистических связей с поставщиками оборудования, приводящим 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.

9.2 Управление рисками

Идентифицированные риски и оценка вероятности их наступления на различных стадиях реализации проекта представлены в таблице 9.1.

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 реализации проекта - Изменение планов по добыче нефти;
- в зачетный период - Изменение планов по добыче нефти.

Таблица 9.1 – Риски проекта

№ 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	Риск качества оценки базовой линии	средняя	высокое	подготовительный период	корректное определение базовой линии	на стадии проектирования
		Финансовые риски	низкая	высокое	подготовительный период	гарантированное выделение финансирования	на стадии проектирования
		Изменение планов по добыче нефти	средняя	среднее	подготовительный период	учет планов по добыче нефти	на стадии проектирования
		Технологические риски по сжиганию попутного газа	низкая	низкое	подготовительный период	расчет и оценка пригодности топлива для работы котельной	на стадии проектирования
		Экологические риски	низкая	низкое	подготовительный период	участие в разработке	на стадии проектирования
		Природные факторы риска	низкая	низкое	подготовительный период	учет при разработке	на стадии проектирования
		Риски нарушения логистических связей	низкая	низкое	подготовительный период	учет сроков и порядка поставки оборудования	до 01.12.2024
		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
		Изменение планов по добыче нефти	средняя	высокое	выполнение мероприятий по проекту	учет планов по добыче нефти	выполнение мероприятий по проекту
		Экологические риски	низкая	низкое	выполнение мероприятий по проекту	проведение ПЭК, мониторинг окружающей среды	выполнение мероприятий по проекту

		Риски нарушения логистических связей	низкая	низкое	выполнение мероприятий по проекту	учет сроков и порядка поставки оборудования	до 03.06.2024
		Нормативно-правовые риски	низкая	низкое	выполнение мероприятий по проекту	своевременное реагирование на изменения НПА	выполнение мероприятий по проекту
3	Зачетный период	Финансовые риски	низкая	низкое	01.12.2024 – 30.11.2034	мониторинг расходования выделенных средств	зачетный период
		Изменение планов по добыче нефти	средняя	высокое	01.12.2024 – 30.11.2034	учет планов по добыче нефти	зачетный период
		Технологические риски по сжиганию попутного газа	низкая	низкое	01.12.2024 – 30.11.2034	расчет и оценка пригодности топлива для работы котельной	зачетный период
		Экологические риски	низкая	низкое	01.12.2024 – 30.11.2034	проведение ПЭК, мониторинг окружающей среды	зачетный период
		Нормативно-правовые риски	низкая	низкое	01.12.2024 – 30.11.2034	своевременное реагирование на изменения НПА	зачетный период

10. 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, установленном в приказе Министерства экономического развития РФ [11] и национальном стандарте РФ [14]. ПНСТ 899-2023 [12] устанавливаются следующие требования к плану мониторинга:

- все данные, собранные в рамках мониторинга, должны архивироваться в электронном виде и храниться не менее двух лет после окончания последнего зачетного периода;
- сто процентов данных должны контролироваться в рамках мониторинга;
- все измерения должны проводиться с помощью калиброванного измерительного оборудования в соответствии с отраслевыми стандартами.

10.1 Цель мониторинга

Мониторинг проекта проводится с целью периодической оценки выбросов ПГ и других данных, связанных с достижением запланированного результата сокращения выбросов ПГ при осуществлении климатического проекта. Мониторинг проекта будет проводиться с начала эксплуатации по проекту (декабрь 2024 года).

10.2 Перечень параметров, подлежащих измерению и мониторингу

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

- состав и количество попутного газа, переданного в котельную через газопровод;
- количество природного газа, использованного в котельной.

10.3 Источники данных

Источником информации об объемах попутного газа, сжигаемого на факелах и отправляемого по газопроводу в котельную, являются расходомеры, поверенные в установленном порядке, расположенные в узлах учета газа.

Источником информации об объемах сжигания природного газа в котельной «Ашальчи» являются расходомеры, установленные на котлах Е-25-2,4ГМ (ДЕ-25-24 ГМ-О) (6 шт.), поверенные в установленном порядке, расположенные в узлах учета газа.

Источником информации о компонентном составе природного газа являются паспорта качества газа, предоставляемые ежемесячно ООО «Газпром трансгаз Казань».

Источником информации о компонентном составе попутного газа являются протоколы, полученные по результатам лабораторных исследований отобранных проб. Отборы проб газа и лабораторные исследования проводятся газоаналитической лабораторией УТНГП ПАО «Татнефть» с использованием официально утвержденных методик и лабораторного оборудования, поверенного, откалиброванного и проходящего техническое обслуживание в соответствии с требованиями законодательства, аккредитованной в установленном порядке [22].

Информация с узлов учета и результаты анализов лаборатории поступают в информационную систему APG Control (далее - Система), предназначенную для автоматизации и оптимизации перечисленных задач [23] и концентрируются в модулях системы «Учет попутного нефтяного газа» и «Исследования газа».

Централизованный сбор замеров и предоставление данных для Системы основан на расширении уже созданной и эксплуатируемой в настоящее время корпоративной универсальной системы сбора и передачи телеметрических данных TagPlaNNet, являющейся средним уровнем сбора, обработки и хранения телеметрических данных.

Наличие и достоверность замеров в системе TagPlaNNet, устойчивое функционирование TagPlaNNet обеспечивается специалистами в соответствии со спецификацией сервиса.

Заведующий лабораторией УТНГП по итогам отчетного месяца (до 5 числа месяца, следующего за отчетным) обеспечивает размещение файлов протоколов исследований на ресурсе «Сводный журнал газовой группы».

Информация из полученных файлов протоколов исследований попутного газа импортируется в Систему автоматически ежемесячно, до 8-го числа месяца, следующего за отчетным.

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

Мониторинг предлагается производить в точках А, Б, В, Г:

– в точке А - узел учета расхода попутного газа, поступающего на факел УПСВ «Абдулово» при остановке его подачи на котельную, а также точка отбора проб состава попутного газа;

– в точке Б - узел учета расхода попутного газа, поступающего на факел УПВСН-7 «Ашальчи» при остановке его подачи на котельную, а также точка отбора проб состава попутного газа;

– в точке В – узел учета общего объема попутного газа, поступающего в котельную «Ашальчи» с площадок УПСВ «Абдулово» и УПВСН-7 «Ашальчи», а также точка отбора проб состава попутного газа;

– в точке Д - узел учета поступления природного газа на котельную «Ашальчи» (состав природного газа – согласно паспорту качества газа, представленного ООО «Газпром трансгаз Казань»);

Расположение точек мониторинга, в которых будут производиться измерения, указаны на схеме мониторинга (рисунок 10.1).

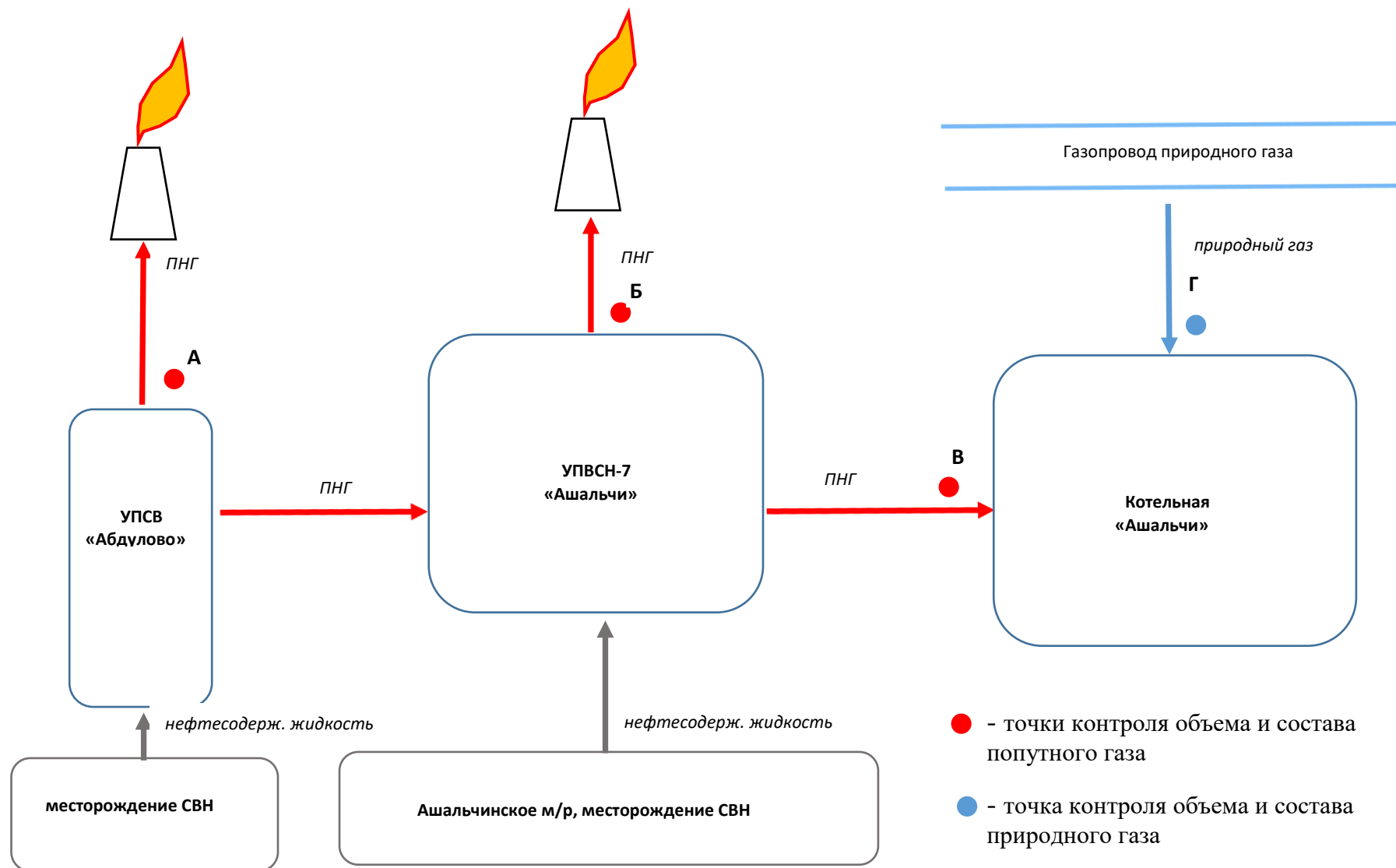


Рисунок 10.1 - Схема мониторинга

Периодичность проведения мониторинга первичных данных в рамках климатического проекта согласно ПНСТ 899-2023 представлена в таблицах 10.1, 10.2.

Таблица 10.1 Данные и параметры мониторинга объема j -углеводородной смеси.

Данные/параметр	$FC_{j,y}$
Единица данных	м ³
Наименование	Объем j -углеводородной смеси, измеренный в точках в период y : - количество попутного газа, сожженного на факеле УПСВ «Абдулово», при остановке его подачи на котельную (точка А); - количество попутного газа, сожженного на факеле УПВСН-7 «Ашальчи», при остановке его подачи на котельную (точка Б); - общее количество попутного газа, переданного в котельную «Ашальчи» через газопровод от промплощадок УПСВ «Абдулово» и УПВСН-7 «Ашальчи» (точка В); - количество природного газа, использованного в котельной «Ашальчи» (точка Г).
Источник данных	Расходомер
Порядок измерений (при наличии)	Система учета установлена и обслуживается в соответствии с требованиями соответствующих эталонных стандартов технологии учета. Калибровка измерительных приборов проводится с соответствующей периодичностью для обеспечения поддержания характеристик в пределах расчетной точности.
Периодичность мониторинга	В непрерывном режиме.
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 10.2 Данные и параметры мониторинга химического состава j -углеводородной смеси.

Данные/параметр	Химический состав j -углеводородной смеси
Единица данных	Объемная доля, %; низшая теплота сгорания, МДж/м ³

Данные/параметр	Химический состав j -углеводородной смеси
Наименование	Среднее содержание компонентов в j -углеводородной смеси в точках за период у: - для попутного газа после сепарации на промплощадке УПСВ «Абдулово» (точка А); - для попутного газа после сепарации на промплощадке УПВСН-7 «Ашальчи» (точка Б); - для смеси попутного газа с площадок УПСВ «Абдулово» и УПВСН-7 «Ашальчи» при подаче ПНГ в котельную «Ашальчи» (точка В); - для природного газа, в котельной (точка Г) согласно паспорту качества газа, представленного ПАО «Газпром».
Источник данных	Анализ, выполняемый с помощью экспресс-анализатора или ручного отбора проб и лабораторного анализа с использованием лабораторного анализатора.
Порядок измерений (при наличии)	Оборудование и процедура отбора проб, газоанализатор и процедуры анализа отвечают требованиям соответствующих эталонных стандартов, лаборатория соответствует национальным стандартам аккредитации.
Периодичность мониторинга	Ежемесячно
Процедуры обеспечения и контроля качества	Калибровка и техническое обслуживание анализатора осуществляется в соответствии с требованиями производителя и эталонного стандарта. Внутренний аудит калибровки анализатора проводится перед каждым отчетом о мониторинге.

10.5 Методики мониторинга, включая оценку, моделирование, измерение, подходы к проведению расчетов и неопределенность

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:

1. ГОСТ Р 8.740-2023 «Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и объем газа. Методика (метод) измерений с применением турбинных, ротационных и вихревых расходомеров и счетчиков» (утв. приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28 декабря 2023 г. N 1696-ст).

2. ФР.1.31.2018.289860 Методика измерения компонентного состава попутного нефтяного газа методом газовой хроматографии.

Расчет количественной оценки выбросов ПГ выполняется по Методике количественного определения объема выбросов парниковых газов [19], в которой, при определении коэффициентов выбросов, содержания углерода и физико-химических характеристик топлива, необходимых для количественного определения выбросов ПГ, используются данные, обеспечивающие их наименьшую неопределенность.

10.6 Частота проведения мониторинга с учетом потребностей предполагаемых потребителей

Мониторинг работы ФУ выполняется Системой учета в соответствии со стандартом СТО ТН 834-2022 [23].

В целях ежесуточного мониторинга работы факельных хозяйств в Системе настроена автоматическая рассылка отчетной формы за предыдущие отчетные сутки (отчет «Ежесуточный мониторинг работы факельных хозяйств»).

В целях ежемесячного мониторинга работы факельных хозяйств в Системе настроена автоматическая рассылка отчетной формы за прошедший отчетный месяц (отчеты «Ежемесячный мониторинг работы факельных хозяйств (подробный)» и «Ежемесячный мониторинг работы факельных хозяйств (сжатый)»). Периодичность проведения мониторинга первичных данных представлена в таблице 10.3.

Таблица 10.3 - Периодичность проведения мониторинга первичных данных в рамках климатического проекта

№ п.п.	Наименование данных	Частота проведения мониторинга
1	Объем попутного газа	В непрерывном режиме
2	Компонентный состав попутного газа	Ежемесячно
3	Объем сжигания природного газа	В непрерывном режиме
4	Компонентный состав природного газ (согласно паспорту качества газа)	Ежемесячно
5	Количественное определение выбросов ПГ	1 раз/кв.

10.7 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 10.4.

Таблица 10.4 - Лица, ответственные за проведение мониторинга

№ п.п.	Наименование	Должностное лицо, ответственное за проведение мониторинга	Документ о назначении (ответственности) должностного лица
1	Компонентный состав попутного газа	начальник газоаналитической лаборатории УТНГП ПАО «Татнефть»	Распоряжение о назначении ответственных
2	Объем и компонентный состав природного газа	Начальник отдела по эксплуатации и ремонту теплоэнергетического оборудования департамента добычи нефти и газа СП «Татнефть-Добыча»	
3	Объем попутного газа	Начальник отдела по эксплуатации и ремонту теплоэнергетического оборудования департамента добычи нефти и газа СП «Татнефть-Добыча»	
4	Определение выбросов ПГ	Начальник отдела исследовательских и аналитических работ Центра промышленной и экологической безопасности	

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. Обязанности по проведению мониторинга включены в Положения о структурных подразделениях (должностные инструкции персонала). Ознакомление с Положениями и инструкциями осуществляется под подпись. Изменение зарегистрированных данных осуществляется в порядке, установленном Инструкцией по делопроизводству ПАО «Татнефть» [24].

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

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» [25].

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

Доступ пользователям к функционалу информационной системы ARG Control предоставляется администраторами процессов и функциональными администраторами в соответствии с занимаемыми ими должностями. Пользователи производят проверку и сопоставление проимпортированных исследований попутного нефтяного газа с нефтепромысловыми объектами Системы по показаниям вторичных приборов (вычислители) СИКГ или на АРМ оператора объекта подготовки и переработки нефти (при наличии) до 10-го числа месяца, следующего за отчетным, и направляют их для дальнейших расчетов.

Порядок корректировки и допустимые варианты корректировки данных установлены справочником Системы [23].

Пользователь указывает основную причину сжигания или рассеивания попутного нефтяного газа на объекте мониторинга. Указание причины сжигания или рассеивания для фактического объема попутного газа менее 10 м³ не требуется.

Пользователями, при проведении корректировок, связанных с сжиганием или рассеиванием попутного нефтяного газа, обязательно внесение следующих сведений:

- краткое описание обстоятельства причин корректировки;
- выполненные мероприятия по устранению причин корректировки;
- Ф.И.О, должность и телефон специалиста для оперативной связи и уточнения деталей корректировки;
- при наличии, вносятся номера и даты писем, распоряжений к проводимым мероприятиям.

10.9 Системы управления информацией 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 [26], а также Политики ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды с учетом изменения климата [27].

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

Информация, после получения отчетности за предыдущий месяц, архивируется администратором Процесса «Учет попутного нефтяного газа» с целью недопущения изменения архивной информации пользователями.

Все данные, собранные в рамках мониторинга проекта, должны архивироваться в электронном виде и быть доступны в течение 2 лет после окончания зачетного периода.

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

Все измерения будут проводиться измерительным оборудованием с калибровкой согласно соответствующим отраслевым стандартам.

10.10 План мониторинга

План мониторинга представлен в таблице 10.5.

Таблица 10.5 - План мониторинга

№ п/п	Показатель	Источник данных	Ед. изм.	Действия с показателем мониторинга	Частота проведения мониторинга	Способ хранения	Ответственный за выполнение (ФИО и должность)
1	Объем попутного газа по данным приборов учета	Объем попутного газа, сжигаемого на факельной установке УПСВ «Абдулово» при остановке его подачи на котельную «Ашальчи» (точка А)	тыс. куб. м	измерение	в непрерывном режиме	электронный	Отдел эксплуатации объектов газосбора департамента добычи нефти и газа СП «Татнефть-Добыча»
		Объем попутного газа, сжигаемого на факельной установке УПВСН-7 «Ашальчи» при остановке его подачи на котельную «Ашальчи» (точка Б)					
		Общий объем ПНГ с УПСВ «Абдулово» и УПВСН-7 «Ашальчи», поступающий на котельную «Ашальчи» (точка В)					
2	Анализ состава попутного газа	Отбор и анализ проб попутного газа на УПСВ «Абдулово» (точка А)	Об.%, Масс.%, г/м ³ , МДж/м ³	измерение	ежемесячно	электронный	Цех научно-исследовательских и производственных работ Управление «Татнефтегазпереработка»
		Отбор и анализ проб попутного газа на УПВСН-7 «Ашальчи» (точка Б),					

№ п/п	Показатель	Источник данных	Ед. изм.	Действия с показателем мониторинга	Частота проведения мониторинга	Способ хранения	Ответственный за выполнение (ФИО и должность)
		Отбор и анализ проб попутного газа на входе в котельную «Ашальчи» (точка В),					
3	Объем природного газа по данным приборов учета	Объем природного газа, поступающий на котельную «Ашальчи» (точка Г)	тыс. куб. м	измерение	в непрерывном режиме	электронный	Отдел по эксплуатации и ремонту теплоэнергетического оборудования департамента добычи нефти и газа СП «Татнефть-Добыча
4	Состав природного газа	Паспорт качества газа	об.%, МДж/м ³	оценка	ежемесячно	электронный	Отдел энергообеспечения и энергоэффективности управления энергетикой
5	Выбросы парниковых газов	Модуль «Парниковые газы» программного продукта «ЭкоСфера-ПРЕДПРИЯТИЕ»	тСО ₂ -экв.	оценка, расчет	1 раз в год	электронный	Отдел исследовательских и аналитических работ Центра промышленной и экологической безопасности

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.

10.11 Организационная структура, компетенции и обязанности лиц, осуществляющих мониторинг

Политики отчетности и надзора за деятельностью по мониторингу устанавливаются в соответствии с требованиями стандарта организации [25].

Матрица ответственности должностных лиц в процессе мониторинга представлена в таблице 10.6.

Таблица 10.6 - Матрица ответственности должностных лиц в процессе мониторинга

Задача мониторинга	Группа повышения экологической эффективности ОООСнЭБ УООСнЭ	Отдел энергообеспечения и энергоэффективности	Газоаналитическая лаборатория УТНГП	Отдел АСУТП	Отдел ИиАР ЦПЭБ	ЦПЭБ	Зам. ген. директора по ПБ ОТиЭ
Сбор измеряемых данных	О	О			К		
Передача данных	О	О			К		
Согласование полученных данных и отчет					О	К, И, КК	
Отбор проб			О, КК				
Анализ состава попутного газа			О, КК		И		
Калибровка, техническое обслуживание				О	И	И	
Подготовка ежемесячных, ежеквартальных и ежегодных отчетов					О	К, И, КК	И
Архивирование данных и отчетов			У			О, К, КК	И
Расчет сокращения выбросов	И	И	И	И	О	К, И	И

Условные сокращения, принятые в таблице: О – ответственность за сбор существующих данных; К – координация; КК – ответственность за контроль качества; И – информирование; У – участие.

10.12 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.

Список использованных источников

1. Технологический регламент на эксплуатацию участка предварительной подготовки нефти с установкой предварительного сброса воды (УПСВ) «Абдулово» с очистными сооружениями НГДУ «Ямашнефть» СП «Татнефть-Добыча», 2024 год
2. Технологический регламент на эксплуатацию процесса предварительного сброса воды (УПСВ-7), процесса подготовки сверхвязкой нефти (УПСВН) и процесса подготовки попутно-добываемой пластовой воды (УППДВ) Ашальчинского месторождения НГДУ «Нурлатнефть», 2019 год
3. Постановление Правительства РФ от 08.11.2012 № 1148 «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа».
4. Проектная документация. Раздел 1 «Пояснительная записка» 13466-ПЗ Том 1 «Строительство газопровода от УПСВ «Абдулово» и УПСВН-7 «Ашальчи» до котельной «Ашальчи» НГДУ «Нурлатнефть». Раздел 3 «Сведения о функциональном назначении объекта капитального строительства, состав и характеристика производства, номенклатура выпускаемой продукции (работ, услуг)», Раздел 5 «Данные о проектной мощности объекта капитального строительства»
5. Проектная документация. Раздел 1 «Пояснительная записка» 13466-ПЗ Том 1 «Строительство газопровода от УПСВ «Абдулово» и УПСВН-7 «Ашальчи» до котельной «Ашальчи» НГДУ «Нурлатнефть». Раздел 14 «Технико-экономические показатели проектируемых объектов капитального строительства»
6. Проектная документация. Раздел 7 «Мероприятия по охране окружающей среды» 13466-ООС Том 7 «Строительство газопровода от УПСВ «Абдулово» и УПСВН-7 «Ашальчи» до котельной «Ашальчи» НГДУ «Нурлатнефть» подраздел 2.5.2 «Воздействие объекта на территорию, условия землепользования и геологическую среду»
7. Положительное заключение ФАУ «Главгосэкспертиза России» № 16-1-1-3-028274 -2023 от 26.05.2023 г
8. Заключение о соответствии построенного, реконструированного объекта капитального строительства требованиям проектной документации, в том числе требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности объекта капитального строительства приборами учета используемых энергетических ресурсов, утвержденное приказом Приволжского управления Ростехнадзора от 01.04.2024 г. № ПР-290-401-0
9. Паспорт газопровода газоснабжения УПСВН-7 «Ашальчи».
10. Журнал технического обслуживания запорной арматуры подземного и надземного газопровода газоснабжения УПСВ-7 «Ашальчи».
11. 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».

12. ПНСТ 899-2023 «Система стандартов реализации климатических проектов. Методика для проектов по извлечению газа из нефтяных месторождений, который в противном случае сжигался бы на факелах или выбрасывался в атмосферу с его утилизацией для генерации энергии».

13. Выписки из Единого государственного реестра недвижимости об основных характеристиках и зарегистрированных правах на объекты недвижимости КУ № 16:07:240001:226, КУ № 16:07:240001:1332, КУ № 16:07:240001:1044, КУ № 16:07:240001:1353, КУ № 16:07:240001:1354, КУ № 16:07:240001:1331, КУ № 16:07:240001:1317, КУ № 16:07:240001:1316, КУ № 16:07:240001:103, КУ № 16:07:240001:429, КУ № 16:07:240001:1338, КУ № 16:07:240001:1340, КУ № 16:07:240001:1341, КУ № 16:07:240001:417, КУ № 16:07:240001:416, КУ № 16:07:240001:172, КУ № 16:07:240001:572, КУ № 16:07:240001:1045, КУ № 16:07:240001:1042.

14. 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».

15. Бюро наилучших доступных технологий. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям ИТС 28-2021 «Добыча нефти».

16. Паспорта котлов котельной «Ашальчи» марки Е-25-2,4ГМ (ДЕ-25-24 ГМ-О).

17. Письмо ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина о продлении срока службы котлов

18. Договор Энергоснабжения от 20.12.2018 № 0002/52/40/1017Э.

19. Методика количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов, утв. приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 27.05.2022 № 371.

20. Методические указания по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку теплоты отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий (Издание 4-ое), Москва 2002.

21. Модуль «Парниковые газы» программного продукта «ЭкоСфера-ПРЕДПРИЯТИЕ». Электронный ресурс: <http://ecospher.ru/products/greenhouse-gases.html>.

22. Аттестат аккредитации Газоаналитической лаборатории Управления «Татнефтегазпереработка» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. номер записи об аккредитации: RA.RU.513484, дата внесения в реестр: 16.12.2015. Электронный ресурс: <https://pub.fsa.gov.ru/ral/view/17885/applicant>.

23. СТО ТН 834-2022 Стандарт организации «Система учёта и контроля использования попутного нефтяного газа в ПАО «Татнефть», утв. 12.10.2021.

24. 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».

25. СТО ТН 513-2021 «Регламент учета и предоставления информации о выбросах парниковых газов», утв. распоряжением ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина от 09.12.2021.

26. Политика Группы «Татнефть» в области интегрированной системы менеджмента. Требования и руководство по применению. СТО ТН 639-2020. Электронный ресурс:

<https://www.tatneft.ru/uploads/publications/63beb52a4ece8759020973.pdf>

27. Политика ПАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды с учетом изменения климата. СТО ТН 510-2019. Эл. ресурс: <https://www.tatneft.ru/uploads/publications/63be9dd47a271151714268.pdf>

ПРИЛОЖЕНИЯ