

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер

ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Самара»

А.О. Сараев

" 15 " 01 2021 г.

Отчёт о выбросах парниковых газов
для объектов АО «Оренбургнефтеотдача»
в 2020 году

г. Самара
2021 г.

АННОТАЦИЯ

Отчёт о выбросах парниковых газов разработан для объектов АО «Оренбургнефтеотдача», расположенных на территории Пашкинского, Кирсановского, Черновского месторождений в Северном районе Оренбургской области.

Количественное определение выбросов парниковых газов проведено на 2020 год в целом по организации.

В отчёте определены выбросы парниковых газов, поступающих в атмосферу из стационарных источников объектов АО «Оренбургнефтеотдача», а именно диоксида углерода и метана.

Остальные парниковые газы не учитывались, в силу их отсутствия в выбросах источников АО «Оренбургнефтеотдача».

Из количественного определения выбросов парниковых газов для объектов АО «Оренбургнефтеотдача» исключены:

- неорганизованные выбросы в результате утечек из технологического оборудования через сварные швы, фланцевые и резьбовые соединения, сальниковые уплотнения, штоки кранов, согласно п. 3.3 [12];
- источники выбросов, для которых не приводятся методы количественного определения выбросов парниковых газов в приложении № 2 [12].

СОДЕРЖАНИЕ

АННОТАЦИЯ	2
СОДЕРЖАНИЕ	3
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	4
ВВЕДЕНИЕ	5
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ХОЗЯЙСТВУЮЩЕМ СУБЪЕКТЕ	7
1.1. Общие сведения о предприятии	7
1.2. Сведения об лицах ответственных за сбор исходных данных и количественное определение выбросов парниковых газов в организации за отчётный период	12
1.3. Сведения об объектах негативного воздействия предприятия	12
2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ КОЛИЧЕСТВЕННОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ	13
3. КОЛИЧЕСТВЕННОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ	14
3.1. Сведения об источниках и категориях выбросов парниковых газов	14
3.2. Описание выбранных методов количественного определения выбросов парниковых газов	16
3.3. Параметры, необходимые для количественного определения выбросов парниковых газов	18
3.4. Результаты расчёта выбросов парниковых газов	19
4. СВЕДЕНИЯ О РЕАЛИЗУЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЯХ, ПРИВОДЯЩИХ К СОКРАЩЕНИЮ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ	21
БИБЛИОГРАФИЯ	22
ПРИЛОЖЕНИЯ	23
ПРИЛОЖЕНИЕ № 1 – АНКЕТА ДЛЯ СБОРА И ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ИСХОДНЫХ ДАнных	24
ПРИЛОЖЕНИЕ № 2 – РАСЧЁТЫ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ	33

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВПТ	- внутрипромысловые трубопроводы
ЗРА	- запорно-регулирующая арматура
ЛУ	- лицензионный участок
ОНВ	- объект негативного воздействия
АГЗУ	- автоматизированные групповые замерные установки
ПНН	- пункт налива нефти
УПСВ	- Установка предварительного сброса воды
ПНГ	- попутный нефтяной газ

ВВЕДЕНИЕ

Российская Федерация, являясь Стороной Рамочной Конвенции ООН об изменении климата (РКИК ООН) и Парижского соглашения, приняла обязательства по формированию национальной политики и реализации мер, направленных на ограничение антропогенных выбросов парниковых газов из источников и увеличения их поглощения.

Указом Президента РФ от 04.11.2020 N 666 «О сокращении выбросов парниковых газов» установлены следующие цели:

а) обеспечить к 2030 году сокращение выбросов парниковых газов до 70 процентов относительно уровня 1990 года с учетом максимально возможной поглощающей способности лесов и иных экосистем и при условии устойчивого и сбалансированного социально-экономического развития Российской Федерации;

б) разработать с учетом особенностей отраслей экономики Стратегию социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года и утвердить ее;

в) обеспечить создание условий для реализации мер по сокращению и предотвращению выбросов парниковых газов, а также по увеличению поглощения таких газов.

Каждая организация, осуществляющая хозяйственную деятельность, связанную с выбросами парниковых газов, осуществляет составление отчёта о выбросах парниковых газов.

Настоящий отчёт о выбросах выбросов парниковых газов для объектов АО «Оренбургнефтеотдача» разработан на основании требований законодательных, распорядительных и нормативных документов:

1) Федеральный закон Российской Федерации «Об охране окружающей среды» от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ.

2) Федеральный закон от 4 мая 1999 г. № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха».

3) Федеральный закон от 4 ноября 1994 г. № 34-ФЗ «О ратификации Рамочной конвенции ООН об изменении климата».

4) Распоряжение Президента Российской Федерации от 17 декабря 2009 г. № 861-рп «О климатической доктрине Российской Федерации».

5) Рамочная конвенция Организаций Объединенных Наций об изменении климата (принята 9 мая 1992 г.).

6) Пересмотренные руководящие принципы проведения национальных инвентаризаций парниковых газов. МГЭИК, 1996 г.

7) Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов. МГЭИК, 2006 г.

8) Киотский протокол к Рамочной конвенции ООН об изменении климата.

9) Парижское соглашение в рамках Рамочной конвенции ООН об изменении климата.

10) Постановление Правительства РФ от 21.09.2019 № 1228 «О принятии Парижского соглашения».

11) Указ Президента РФ от 04.11.2020 N 666 «О сокращении выбросов парниковых газов».

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ХОЗЯЙСТВУЮЩЕМ СУБЪЕКТЕ

1.1. Общие сведения о предприятии

Отчёт о выбросах парниковых газов разработан для объектов АО «Оренбургнефтеотдача», расположенных на Пашкинском, Кирсановском, Черновском нефтяных месторождениях, которые находятся в Северном районе Оренбургской области.

АО «Оренбургнефтеотдача» имеет лицензии на пользование недрами: Пашкинское месторождение (ОРБ 00898 НЭ), Кирсановское месторождение (ОРБ 00896 НЭ), Черновское месторождение (ОРБ 03072 НЭ) (НPM 16129 НЭ от 01.08.2016 г.) с целью разработки и добычи нефти и газа.

Месторождения расположены:

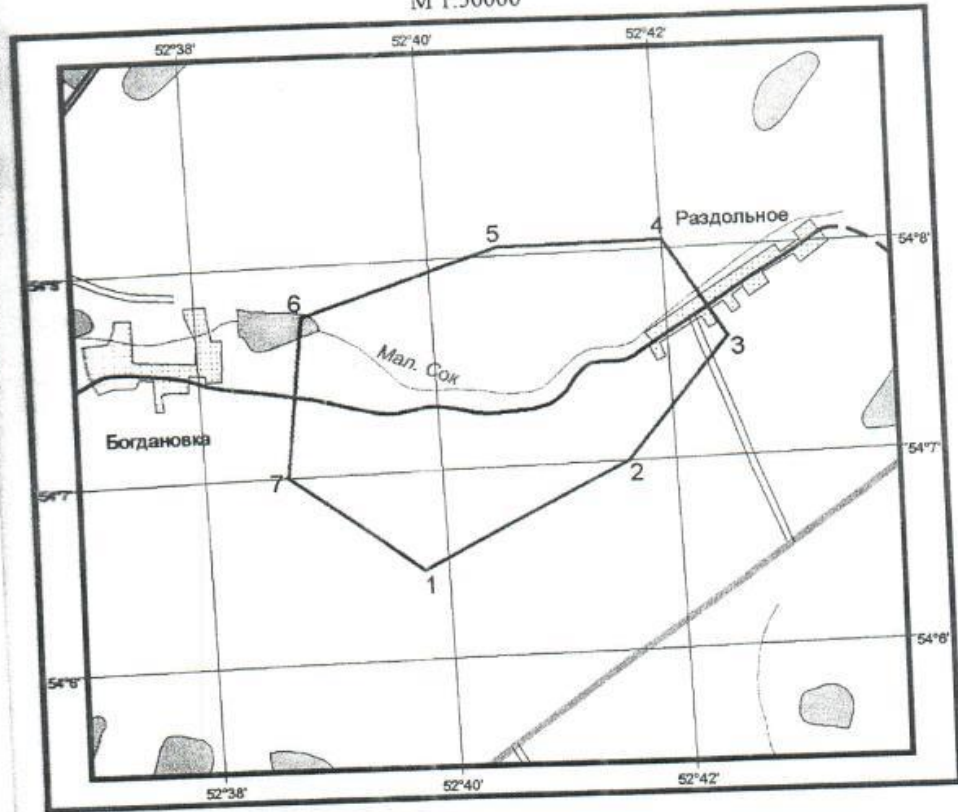
- Пашкинское месторождение, на территории Северного административного района. Расстояние от месторождения до областного центра составляет 304 км. Районный центр Северного района – село Северное находится в 6,4 км к юго-западу от границы указанного месторождения.

- Кирсановское месторождение, на территории Северного административного района Оренбургской области в 35 км на северо-восток от районного центра – села Северное.

- Черновское месторождение, северной части Оренбургской области. В административном отношении территория принадлежит Северному району.

Расположение нефтяных месторождений представлено на рисунке 1.1.1, 1.1.2, 1.1.3.

Схема расположения Пашкинского месторождения
М 1:50000



№	С.Ш.			В.Д.		
	Град	Мин	Сек	Град	Мин	Сек
1	54	06	30	52	39	48
2	54	07	00	52	41	36
3	54	07	36	52	42	30
4	54	08	06	52	42	00
5	54	08	06	52	40	36
6	54	07	48	52	38	54
7	54	07	00	52	38	42

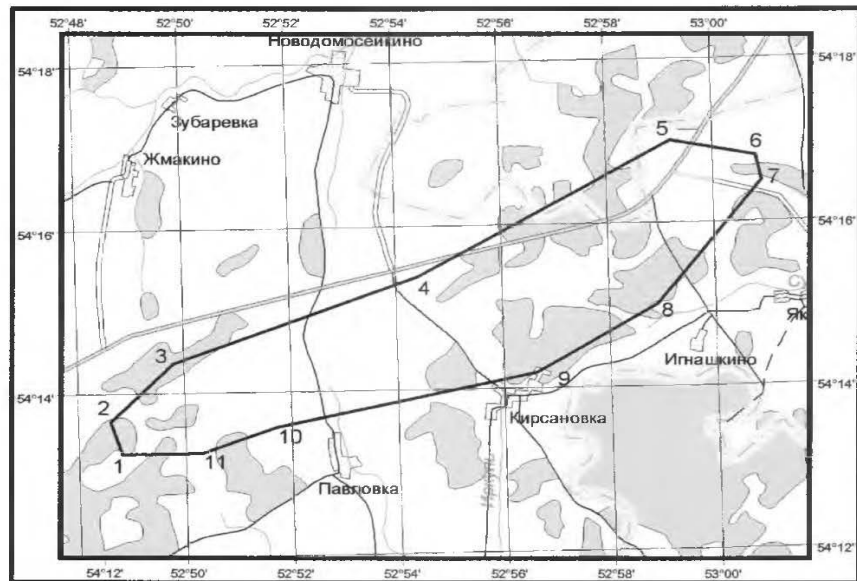
Площадь участка – 8,3 км²

Начальник управления по недропользованию
по Оренбургской области

О.В. Косолапов

Рисунок 1.1.1 – Схема расположения Пашкинского
нефтяного месторождения

Схема расположения Кирсановского месторождения нефти



№	С.Ш.			В.Д.		
	Град	Мин	Сек	Град	Мин	Сек
1	54	13	18	52	48	48
2	54	13	42	52	48	36
3	54	14	24	52	49	48
4	54	15	24	52	54	24
5	54	17	00	52	59	12
6	54	16	48	53	00	48
7	54	16	30	53	00	54
8	54	15	00	52	58	54
9	54	14	12	52	56	36
10	54	13	36	52	51	42
11	54	13	18	52	50	18

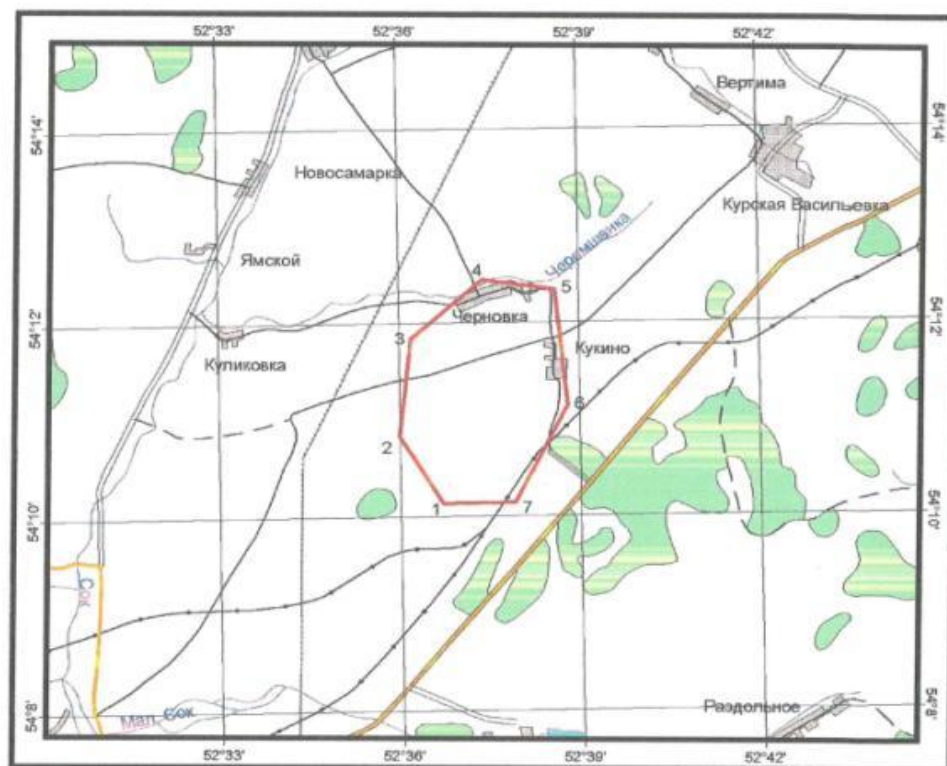
Начальник Управления
по недропользованию по Оренбургской области
Исп. И.В.Прошкина



О.В. Косолапов

Рисунок 1.1.2 – Схема расположения Кирсановского
нефтяного месторождения

СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ УЧАСТКА НЕДР
М 1:100 000



— - граница Черновского участка недр

•1 - угловые точки

Рисунок 1.1.3 – Схема расположения Черновского
нефтяного месторождения

Общие сведения о предприятии представлены в Таблице 1.1.1.

Таблица 1.1.1 — Общие сведения об АО «Оренбургнефтеотдача»

1	Дата: 18.03.2016	
2	Полное наименование: Акционерное общество «Оренбургнефтеотдача»	
2.1	Сокращенное наименование: АО «Оренбургнефтеотдача»	
3	Форма собственности: частная	
4	Сведения о государственной регистрации:	
4.1	Дата регистрации 19.03.1999 года Регистрационный номер юридического лица до 01.07.2002 года – 14 Наименование регистрирующего органа: Администрация Северного района Оренбургской области Место регистрации: Оренбургская область, с. Северное	
5	Местонахождение: 461634, Оренбургская область, город Бугуруслан, ул. Фруктовая, 15	
5.1	Почтовый адрес: 443041, г. Самара, ул. Красноармейская, д. 93, офис 235А	
5.2	№ тел.факса: телефон/факс (приемная) 8 (35352) 6-42-74, (846) 276-25-05 телефон (бухгалтерия) 8 (35352) 6-42-77 e-mail: Report56@nestro.ru , znds@nestro.ru	
6	Наименование, адреса, реквизиты банков в которых открыт счет контрагента:	
6.1	ИНН: 5645001990 КПП 560201001 ОГРН 1025602372696	
6.2	р/с 40702810624910000033 ПРИВОЛЖСКИЙ ФИЛИАЛ ПАО РОСБАНК г. НИЖНИЙ НОВГОРОД	
6.3	к/с 30101810400000000747 БИК 042202747	
6.4	ОКВЭД 06.10.1 ОКПО 46753472 ОКАТО 53408000000 ОКТМО 53408000001 ОКОГУ 4210014 ОКФС 16	
6.5	Возможность обеспечения обязательств (банковская гарантия, залог):	
7	Дата начала деятельности (профиль): 1999 год	
8	Ф.И.О должностного лица, заключающего сделку:	
8.1	Руководитель	Генеральный директор управляющей организации
	Ф.И.О	Мифтахов Руслан Талгатович

Основными видами экономической деятельности АО «Оренбургнефтеотдача» являются добыча углеводородного сырья; сбор продукции скважин; частичная подготовка нефти (сепарация от газа и отделение пластовой воды); накопление нефти; откачка нефти в автоцистерны для дальнейшей транспортировки; использование нефтяного попутного газа и сжигание попутного газа на вертикальных факельных установках предоставление прочих услуг в области добычи нефти и природного газа;

Основным направлением деятельности АО «Оренбургнефтеотдача» является добыча, сбор, подготовка и подача нефти в трубопроводную систему ПАО «Транснефть».

Добыча нефти на скважинах ведется механизированным способом (в основном, с применением насосов ЭЦН). Сбор продукции скважин осуществляется по напорной герметизированной системе.

Продукция скважин месторождений под давлением скважинных насосов по выкидным трубопроводам поступает на соответствующие замерные установки и

гребенки. В качестве устройств, замеряющих дебит водонефтяной эмульсии от добывающих скважин, применяются автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ) «Спутник».

Далее газожидкостная смесь направляется по нефтесборным трубопроводам на УПСВ для первичной подготовки углеводородного сырья.

На установке предварительного сброса пластовых вод (УПСВ) технологический процесс разделяется на следующие стадии:

- прием продукции, поступающей из добывающих скважин;
- "горячая" сепарация пластовой смеси с выделением попутного газа, а также с разделением жидкой фазы на нефть и воду;
- сброс пластовой воды;
- временное хранение разгазированной и обезвоженной нефти;
- подготовка пластовой воды для закачки в продуктивные горизонты;
- насосная откачка нефти на пункт налива (ПНН) для последующего вывоза;
- использование и сжигание попутного газа.

Пластовая смесь, содержащая помимо углеводородов значительное количество воды (свыше 27 %), поступает на УПСВ с нефтепромысла под собственным давлением, создаваемым скважинными насосами.

Добываемая нефть содержит растворенный газ, называемый попутным. Процесс дегазации нефти проводится путем сепарации и стабилизации нефтяной смеси.

Объем добытой в 2020 году сырой нефти составил 191,03 тыс. тонн.

Объем добытого в 2020 году ПНГ составил 2 239,174 тыс. м³.

1.2. Сведения об лицах ответственных за сбор исходных данных и количественное определение выбросов парниковых газов в организации за отчетный период

Приказом Генерального директора управляющей организации ООО «ЗАРАБУЖНЕФТЬ – добыча Самара» лицом, ответственным за проведение работ по количественному определению выбросов парниковых газов и подготовку сведений (отчетов) о выбросах парниковых газов, назначен главный специалист ООС группы ОТ, ПБ и ООС – Е.С. Максимова.

1.3. Сведения об объектах негативного воздействия предприятия

АО «Оренбургнефтеотдача» осуществляет деятельность по добыче сырой нефти и ПНГ на территории Пашкинского, Кирсановского, Черновского нефтяных месторождений, расположенных в Северном районе Оренбургской области.

Сведения об объектах негативного воздействия АО «Оренбургнефтеотдача» приведены в Таблице 1.3.1. Все объекты негативного воздействия внесены в публичный федеральный реестр ОНВ.

Таблица 1.3.1 — Сведения об объектах негативного воздействия

№ п/п	Наименование ОНВ	Код ОНВ, дата регистрации	Категория
1.	Пашкинское месторождение	53-0156-000328-П от 16.05.2017	I
2.	Черновское месторождение	53-0156-000327-П от 16.07.2017	I
3.	Кирсановское месторождение	53-0156-000326-П от 16.05.2017	I
4.	Участок недр с целевым назначением м видами работ по разведке и добыче солоноватых подземных вод для бурения и заводнения Пашкинского месторождения нефти	53-0102-001851-П от 12.10.2020	III

Карты схемы расположения объектов негативного воздействия, а это в целом месторождения нефти представлены на карта-схемах выше 1.1.1-1.1.3.

2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ КОЛИЧЕСТВЕННОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ

Исходными данными для составления настоящего отчёта о выбросах парниковых газов являются расходы топлива и углеводородной смеси, а также компонентный состав газообразного топлива и углеводородной смеси.

Форма предоставления исходных данных для расчётов выбросов парниковых газов для объектов АО «Оренбургнефтеотдача» регламентирована требованиями [13] и представляет собой анкету. Анкета для сбора и предоставления исходных данных по объектам АО «Оренбургнефтеотдача» представлена в Приложении 1.

Анкета для сбора и предоставления исходных данных содержит обязательную информацию, указанную в главе III [12]:

- сведения об ответственном лице за сбор исходных данных;
- значения параметров необходимых для количественного определения выбросов парниковых газов за отчётный период.

Также исходные данные необходимые для количественного определения выбросов парниковых газов за отчётный период представлены в разделе 3.3 настоящего отчёта.

3. КОЛИЧЕСТВЕННОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ

Количественное определение выбросов парниковых газов проведено на 2020 год в целом по организации.

В отчёте определены выбросы парниковых газов, поступающих в атмосферу от стационарных источников объектов АО «Оренбургнефтеотдача», а именно диоксида углерода и метана.

Остальные парниковые газы не учитывались, в силу их отсутствия в выбросах источников АО «Оренбургнефтеотдача».

Из количественного определения выбросов парниковых газов для объектов АО «Оренбургнефтеотдача» исключены:

- неорганизованные выбросы в результате утечек из технологического оборудования через сварные швы, фланцевые и резьбовые соединения, сальниковые уплотнения, штоки кранов, согласно п. 3.3 [12];
- источники выбросов, для которых не приводятся методы количественного определения выбросов парниковых газов в приложении № 2 [12].

3.1. Сведения об источниках и категориях выбросов парниковых газов

В настоящем отчёте проведена идентификация источников выбросов парниковых газов и классификация источников по категориям.

Категорией источников выбросов парниковых газов являются близкие виды хозяйственной деятельности или производственно-технологических процессов, приводящих к возникновению выбросов парниковых газов в атмосферу, и объединённых по признаку контроля со стороны организации.

Перечень действующих источников выбросов парниковых газов и категорий для объектов АО «Оренбургнефтеотдача» приведён в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 - Перечень источников выбросов парниковых газов и категорий для объектов АО «Оренбургнефтеотдача»

№ п/п	Категории источников выбросов парниковых газов	Топливо/ Углеводородная смесь	Источники выбросов парниковых газов	Принадлежность к объекту	Выбрасываемые парниковые газы
1	Стационарное сжигание попутного нефтяного газа	Попутный нефтяной газ	Печь ПП-1.6 (горелка №1) Пашкинское месторождение	Пашкинское месторождение	CO ₂
			Печь ПП-1.6 (горелка №2)	Пашкинское месторождение	
			Печь ПНПТ-1,6	Кирсановское месторождение	
2	Сжигание на факельной установке	Попутный нефтяной газ	Факельная установка	Пашкинское месторождение	CO ₂
3	Сжигание на факельной установке	Попутный нефтяной газ	Факельная установка	Кирсановское месторождение	CO ₂ , CH ₄

Также на объектах АО «Оренбургнефтеотдача» имеются недействующие в 2020 году источники поступления парниковых газов в атмосферу, представленные в таблице 3.1.2.

Таблица 3.1.2 - Перечень источников поступления парниковых газов, недействующих в 2020 году

№ п/п	Принадлежность к объекту НВОС	Источники поступления парниковых газов	Причина простоя
1	Пашкинское месторождение	Аварийная ДГУ АД-200 УПСВ	В резерве весь год
		Аварийная ДГУ АД-200 ПНН	В резерве весь год
2	Кирсановское месторождение	Аварийная ДГУ	В резерве весь год

* Проводились плановые пуски для проверки работоспособности генератора

3.2. Описание выбранных методов количественного определения выбросов парниковых газов

Согласно указаниям, в разделе 1.4 приложения № 2 методики [12] количественное определение выбросов CO₂ от стационарного сжигания топлива выполняется расчётным методом по группам источников по формуле 3.2.1:

$$E_{CO_2,y} = \sum_{j=1}^n (FC_{j,y} \times EF_{CO_2,j,y} \times OF_{j,y}) \quad (3.2.1)$$

где

- $E_{CO_2,y}$ - выбросы CO₂ от стационарного сжигания топлива за период у, т CO₂;
- $FC_{j,y}$ - расход топлива j за период у, ТДж, тыс. м³;
- $EF_{CO_2,j,y}$ - коэффициент выбросов CO₂ от сжигания топлива j за период у, т CO₂/ТДж, т CO₂/тыс. м³;
- $OF_{j,y}$ - коэффициент окисления топлива j, доля;
- j - вид топлива, используемого для сжигания;
- n - количество видов топлива, используемых за период у.

Расход жидкого топлива ($FC_{j,y}$) в энергетическом эквиваленте (ТДж) определяется согласно разделу 1.5 приложения № 2 методики [12] по формуле (3.2.2):

$$FC_{j,y} = FC'_{j,y} \times NCV_{j,y} \times 10^{-3} \quad (3.2.2)$$

где

- $FC_{j,y}$ - расход топлива j в энергетическом эквиваленте за период у, ТДж;
- $FC'_{j,y}$ - расход топлива j в натуральном выражении за период у, т;
- $NCV_{j,y}$ - низшая теплота сгорания топлива j за период у, МДж/кг.

Коэффициенты выбросов CO₂ от сжигания газообразного топлива рассчитываются согласно раздела 1.6 приложения № 2 методики [12] на основе фактических данных о компонентном составе газообразного топлива по формуле (3.2.3):

$$EF_{CO_2, j, y} = \sum_{i=1}^n (W_{i, j, y} \times n_{C, i}) \times \rho_{CO_2} \times 10^{-2} \quad (3.2.3)$$

где

- $EF_{CO_2, j, y}$ - коэффициент выбросов CO₂ от сжигания топлива j за период y , т CO₂/тыс. м³;
- $W_{i, j, y}$ - объёмная доля (молярная доля) 1-го компонента газообразного топлива j за период y , % об. (% мол.);
- $n_{C, i}$ - количество молей углерода на моль i -го компонента газообразного топлива;
- ρ_{CO_2} - плотность диоксида углерода (CO₂), кг/м³.

Выбросы от сжигания попутного нефтяного газа на факельной установке определяется согласно разделу 2.4 приложения № 2 [12] по формуле 3.2.4:

$$E_{i, y} = \sum_{j=1}^n (FC_{j, y} \times EF_{i, j, y}) \quad (3.2.4)$$

где

- $E_{i, y}$ - выбросы i -го парникового газа от сжигания углеводородных смесей на факельной установке за период y , т;
- $FC_{j, y}$ - расход j -ой углеводородной смеси на факельной установке за период y , тыс. м³;
- $EF_{i, j, y}$ - коэффициент выбросов i -го парникового газа от сжигания j -ой углеводородной смеси на факельной установке за период y , т/тыс. м³;
- i - CO₂, CH₄;
- j - вид углеводородной смеси;
- n - количество видов углеводородных смесей, сжигаемых на факельной установке.

Коэффициент выбросов CO₂ от сжигания углеводородной смеси на факельной установке рассчитывается согласно указаниям в разделе 2.6 приложения № 2 методики [12] по формуле 3.2.5:

$$EFO_{CO_2, j, y} = (W_{CO_2, j, y} + \sum_{i=1}^n (W_{i, j, y} \times n_{C, i}) \times (1 - CF_{j, y})) \times \rho_{CO_2} \times 10^{-2} \quad (3.2.5)$$

где

$EF_{CO_2,j,y}$	- коэффициент выбросов CO_2 от сжигания j -ой углеводородной смеси на факельной установке период y , т CO_2 /тыс. m^3 ;
$W_{CO_2,j,y}$	- содержание CO_2 в j -ой углеводородной смеси за период y , % об.;
$W_{i,j,y}$	- содержание i -го компонента (кроме CO_2) в j -ой углеводородной смеси, % об.
$n_{c,i}$	- количество молей углерода на моль i -го компонента углеводородной смеси;
$CF_{j,y}$	- коэффициент недожога j -ой углеводородной смеси на факельной установке за период y , доля;
ρ_{CO_2}	- плотность диоксида углерода (CO_2), kg/m^3 .

Коэффициент выбросов CH_4 от сжигания углеводородной смеси на факельной установке рассчитывается согласно указаниям в разделе 2.6 приложения № 2 методики [12] по формуле 3.2.6:

$$EF_{CH_4,j,y} = W_{CH_4,j,y} \times CF_{j,y} \times \rho_{CH_4} \times 10^{-2} \quad (3.2.6)$$

где

$EF_{CH_4,j,y}$	- коэффициент выбросов CH_4 от сжигания j -ой углеводородной смеси на факельной установке за период y , т CH_4 /тыс. m^3 ;
$W_{CH_4,j,y}$	- содержание CH_4 в j -ой углеводородной смеси за период y , % об.;
$CF_{j,y}$	- коэффициент недожога j -ой углеводородной смеси на факельной установке за период y , доля;
ρ_{CH_4}	- плотность метана (CH_4), kg/m^3 .

3.3. Параметры, необходимые для количественного определения выбросов парниковых газов

К параметрам, необходимым для количественного определения относятся:

- расход ПНГ сжигаемого в печах подогрева теплоносителя, равный 2 236 тыс. m^3 /год;
- расход ПНГ, сжигаемого на факельной установке, равный 3,0 тыс. m^3 /год;
- среднегодовой состав топливного газа, сжигаемого в печах подогрева теплоносителя, указанный в таблице 3.3.1.

Таблица 3.3.1 - Среднегодовой состав топливного газа, сжигаемого в печах подогрева теплоносителя

Компонент топливного газа	Ед. изм.	Значение
Метан (CH_4)	% об.	15,790
Этан (C_2H_6)	% об.	19,530
Пропан (C_3H_8)	% об.	24,360
Бутан (C_4H_{10})	% об.	11,030

Компонент топливного газа	Ед. изм.	Значение
Пентан (C ₅ H ₁₂)	% об.	5,320
Сумма гексанов (C ₆ H _x)	% об.	2,980
Кислород (O ₂)	% об.	0,000
Азот (N ₂)	% об.	13,400
Диоксид углерода (CO ₂)	% об.	7,590
Сероводород (H ₂ S)	% об.	0,000

- среднегодовой состав ПНГ, сжигаемого на факельной установке, указанный в таблице 3.3.2.

Таблица 3.3.2 - Среднегодовой состав ПНГ, сжигаемого на факельной установке

Компонент ПНГ	Ед. изм.	Значение
Метан (CH ₄)	% об.	8,650
Этан (C ₂ H ₆)	% об.	17,760
Пропан (C ₃ H ₈)	% об.	30,080
Бутан (C ₄ H ₁₀)	% об.	19,350
Пентан (C ₅ H ₁₂)	% об.	15,590
Сумма гексанов (C ₆ H _x)	% об.	3,550
Кислород (O ₂)	% об.	0,000
Азот (N ₂)	% об.	2,760
Диоксид углерода (CO ₂)	% об.	2,260
Сероводород (H ₂ S)	% об.	0,000
Гелий	% об.	0,000
Водород	% об.	0,000

3.4. Результаты расчёта выбросов парниковых газов

Суммарные выбросы парниковых газов по категориям источников и организации в целом рассчитываются с учётом потенциалов глобального потепления парниковых газов и выражаются в CO₂-эквиваленте. Расчёт выполняется согласно [12] по формуле 3.4.1:

$$E_{CO_2e,y} = \sum_{i=1}^n (E_{i,y} \times GWP_i) \quad (3.4.1)$$

где

$E_{CO_2e,y}$ - выбросы парниковых газов в CO₂-эквиваленте за период y, т CO₂-эквивалента;

- $E_{i,y}$ - выбросы i -го парникового газа за период y , т;
- GWP_i - потенциал глобального потепления, равен 1 для диоксида углерода и 25 для метана;
- n - количество видов выбрасываемых парниковых газов;
- i - CO_2 , CH_4 .

Результаты выбросов парниковых газов для объектов АО «Оренбургнефтеотдача» в 2020 году представлены в таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.1 - Результаты выбросов парниковых газов для объектов АО «Оренбургнефтеотдача» в 2020 году

№ п/п	Категория источников	Кол-во, т/год	Значения потенциалов глобального потепления парниковых газов	Кол-во, т/год в CO_2 -эквиваленте
1	Выбросы CO_2 от стационарного сжигания ДТ	0	1	0
2	Выбросы CO_2 от стационарного сжигания ПНГ на ГТУ	0	1	0
3	Выбросы CO_2 от стационарного сжигания ПНГ в печах	9 217	1	9 217
4	Выбросы CO_2 от сжигания ПНГ на факельной установке	17	1	17
5	Выбросы CH_4 от сжигания ПНГ на факельной установке	0	25	0
Суммарные выбросы парниковых газов в CO_2 -эквиваленте				9 234
Суммарные выбросы парниковых газов от стационарного сжигания в CO_2 -эквиваленте				9 217
Суммарные выбросы парниковых газов от сжигания на факеле в CO_2 -эквиваленте				17
Суммарные выбросы CO_2 в CO_2 -эквиваленте				9 237
Суммарные выбросы CH_4 в CO_2 -эквиваленте				0

Подробные расчёты выбросов парниковых газов представлены в Приложении 2.

4. СВЕДЕНИЯ О РЕАЛИЗУЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЯХ, ПРИВОДЯЩИХ К СОКРАЩЕНИЮ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ

Дополнительные меры, приводящие к сокращению выбросов парниковых газов, проводимые АО «Оренбургнефтеотдача» в 2020 году отсутствуют. Использование ПНГ за 2020 год по Обществу составило 99,85%. Условия лицензии на пользование недрами и требований технического проекта в части 95 % использования попутного нефтяного газа выполнены.

Целями Газовой программы рационального использования ПНГ в АО «Оренбургнефтеотдача» являются:

1) Выполнение Постановления Правительства N 1148 от 8 ноября 2012 г. «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) при рассеивании попутного нефтяного газа».

2) Соблюдение условий лицензии на пользование недрами и требований технического проекта в части 95 % использования попутного нефтяного газа.

3) Покрытие дефицита электроэнергии, возникающего в связи с вводом новых объектов.

Планируемые уровни полезного использования ПНГ составляют: 97,3 % в 2021 году, 98,4 % в 2022 году.

БИБЛИОГРАФИЯ

- 1) Федеральный закон Российской Федерации «Об охране окружающей среды» от 10 января 2002 г. №7-ФЗ.
- 2) Федеральный закон от 4 мая 1999 г. № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха».
- 3) Федеральный закон от 4 ноября 1994 г. № 34-ФЗ «О ратификации Рамочной конвенции ООН об изменении климата».
- 4) Распоряжение Президента Российской Федерации от 17 декабря 2009 г. № 861-рп «О климатической доктрине Российской Федерации».
- 5) Рамочная конвенция Организаций Объединенных Наций об изменении климата (принята 9 мая 1992 г.)
- 6) Пересмотренные руководящие принципы проведения национальных инвентаризаций парниковых газов. МГЭИК, 1996 г.
- 7) Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов. МГЭИК, 2006 г;
- 8) Киотский протокол к Рамочной конвенции ООН об изменении климата;
- 9) Парижское соглашение в рамках Рамочной конвенции ООН об изменении климата.
- 10) Постановление Правительства РФ от 21.09.2019 № 1228 «О принятии Парижского соглашения».
- 11) Указ Президента РФ от 04.11.2020 N 666 «О сокращении выбросов парниковых газов».
- 12) Методические указания и руководство по количественному определению объёма выбросов парниковых газов организациями, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность в Российской Федерации, утверждённые приказом Минприроды России от 30.06.2015 № 300.
- 13) Методические рекомендации о порядке подготовки и представления исходных данных для расчёта выбросов парниковых газов, утверждённые приказом ОАО «Зарубежнефть» от 28.01.2014 № 26.

ПРИЛОЖЕНИЯ

**ПРИЛОЖЕНИЕ № 1 – АНКЕТА ДЛЯ СБОРА И ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ИСХОДНЫХ
ДАННЫХ**

Приложение № 1
к «Методическим рекомендациям о порядке
подготовки и представления исходных данных
для расчета выбросов парниковых газов»

*Анкета для сбора и представления исходных данных
по нефтедобывающим Обществам*

Общие данные			
№ п/п	Категории	Единица измерений	Данные
1.	Наименование Общества		АО «Оренбургнефтеотдача»
2.	Ф.И.О. специалиста, представившего данные		Е.С. Максимова
3.	Отчетный период:		01.01.2020 – 31.12.2020
	начало: дата/месяц/год		01.01.2020
	конец: дата/месяц/год		31.12.2020
4.	Годовой объем добычи сырой нефти	тыс. т.	191,03
5.	Коэффициент утилизации ПНГ фактический	%	99,85
5.1.	Коэффициент утилизации ПНГ по проекту	%	95,0
6.	Количество действующих буровых площадок, на которых ведется разведочное или эксплуатационное бурение на территории месторождений	шт.	3
6.1.	Кем ведутся работы по бурению скважин (собственными силами/подрядчики)	-	Подрядчик
7.	Количество объектов нефтегазодобычи:		3
7.0.1.	месторождений	шт.	3
7.0.2.	цехов добычи (ЦДНГ)	шт.	0
7.1.	Количество скважин всего	шт.	54
7.1.1.	из них добывающих скважин	шт.	34
7.2.	Количество факелов (всего)	шт.	2
8.	Количество объектов подготовки нефти/газа	шт.	2
9.	Наличие собственных объектов по переработке попутного нефтяного газа/природного газа:	да/нет	нет
9.1.	количество	шт.	-
10.	Баланс попутного нефтяного газа (ПНГ):	-	-
10.1.	Годовой объем добычи (извлечения) ПНГ	тыс. м3	2 239,174
10.2.	Годовой объем ПНГ, сожженного на факелах	тыс. м3	3,359

10.3.	Годовой объем ПНГ, используемого на собственные нужды (сжигание в печах/подогревателях, производство эл. и тепловой энергии и др.)	тыс. м3	2 235,815
10.4.	Годовой объем ПНГ, переданного на переработку третьей стороне (ГПП, ГПЗ и др.)	тыс. м3	0
10.5.	Годовой объем ПНГ, переработанного на собственных объектах/установках	тыс. м3	0
10.6.	Годовой объем технологических потерь ПНГ, в целом по Обществу	тыс. м3	0
11.	Баланс природного газа (ПрГ):	-	-
11.1.	Годовой объем добычи (извлечения) природного газа	тыс. м3	Нет
11.2.	Годовой объем природного газа, сожженного на факелах	тыс. м3	Нет
11.3.	Годовой объем природного газа, используемого на собственные нужды (сжигание в печах/подогревателях, производство эл. и тепловой энергии и др.)	тыс. м3	Нет
11.4.	Годовой объем природного газа, переданного на переработку третьей стороне (ГПП, ГПЗ и др.)	тыс. м3	Нет
11.5.	Годовой объем природного газа, переработанного на собственных объектах/установках	тыс. м3	Нет
11.6.	Годовой объем технологических потерь природного газа, в целом по Обществу	тыс. м3	Нет
12.	Общее годовое потребление электрической энергии, всего	10 ⁶ Ватт-час	9901,007
12.1.	в том числе выработанной на собственных установках	10 ⁶ Ватт-час	0
13.	Общее годовое потребление тепловой энергии, всего	10 ⁶ Дж	0
13.1.	в том числе выработанной на собственных установках	10 ⁶ Дж	0

Примечание к разделу «Общие данные»:

- если Вы утвердительно ответили на п. 6, пожалуйста, приведите данные в столбце 4 Таблицы «Исходные данные»;
- если Вы утвердительно ответили на п. 9, пожалуйста, приведите данные по пп. 30-36 Таблицы «Исходные данные» (6 столбец);
- для данных по п. 10 должно соблюдаться условие: $p.10.1 = p.10.2 + p.10.3 + p.10.4 + p.10.5 + p.10.6$;
- данные в пп. 12, 13 должны учитывать потребление электрической и тепловой энергии, как полученной от сторонних организаций, так и выработанной на собственных установках.

Примечание к разделу «Исходные данные»:

- для объектов разведки и бурения (4 столбец) приведите суммарные данные по всем объектам;
- для объектов подготовки нефти уровень детализации данных должен ограничиваться информацией по ЦППН/УПН/КСП (в детализации до уровня ДНС необходимости нет);
- при наличии данных по сжиганию ПНГ и ПрГ на факелах отдельно по каждому виду объектов приведите соответствующие данные в столбцах 4, 5, 6, при этом сумма этих данных должна быть равна данным по сжиганию ПНГ, указанным в п. 10.2, а по сжиганию ПрГ – данным, указанным в п. 11.2;
- для данных по п. 10.3 должно соблюдаться условие $p.10.3 = p.18.2 + p.20.3$, а для $p.11.3 = p.18.4 + p.20.5$;
- по п. 26 и п.27 укажите сведения по технологическим потерям отдельно по каждому объекту подготовки нефти/ газа, в случае отсутствия подобной детализации – укажите данные в целом по предприятию в столбце 5.

Исходные данные							
1	2	3	4	5			6
	Категории/вопросы	Единица измерения	Объекты разведки и бурения	Объекты нефтегазодобычи			Объекты подготовки нефти/газа
				Пашкинское м-е	Кирсановское м-е	Черновское м-е	
Сжигание газа на факелах							
14.	Годовой объем ПНГ сожженного на факелах	тыс. м3	-	-	-	-	3,359
15.	Были ли в течение года случаи затухания факелов?	Да/нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
15.1	Если да, укажите годовой объем ПНГ, выброшенного без сжигания	тыс. м3	-	-	-	-	-
16.	Приведите среднегодовой состав ПНГ сжигаемого на факелах:	-	-	-	-	-	-
16.0.1.	CO ₂	%	-	-	-	-	2,260
16.0.2.	CH ₄	%	-	-	-	-	8,350
16.0.3.	C ₂ H ₆	%	-	-	-	-	17,760
16.0.4.	C ₃ H ₈	%	-	-	-	-	30,080
16.0.5.	C ₄ H ₁₀ (изо-бутан, н-бутан)	%	-	-	-	-	19,350
16.0.6.	C ₅ H ₁₂ (изо-пентан, н-пента)	%	-	-	-	-	15,590
16.0.7.	C ₆ и выше	%	-	-	-	-	3,550
16.0.8.	N ₂	%	-	-	-	-	2,760

16.0.9.	другие неуглеродсодержащие компоненты	%	-	-	-	-	0
17.	Сжигаете ли Вы природный газ на факелах?	Да/нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
17.1	Если да, укажите годовой объем природного газа, сжигаемого на факелах	тыс. м3	-	-	-	-	-
17.2.	Приведите состав природного газа:	-	-	-	-	-	-
17.2.1.	CO ₂	%	-	-	-	-	-
17.2.2.	CH ₄	%	-	-	-	-	-
17.2.3.	C ₂ H ₆	%	-	-	-	-	-
17.2.4.	C ₃ H ₈	%	-	-	-	-	-
17.2.5.	C ₄ H ₁₀	%	-	-	-	-	-
17.2.6.	C ₅ H ₁₂	%	-	-	-	-	-
17.2.7.	C ₆ и выше	%	-	-	-	-	-
17.2.8.	N ₂	%	-	-	-	-	-
17.2.9.	другие неуглеродсодержащие компоненты	%	-	-	-	-	-
Сжигание топлива в подогревателях, котлах и печах							
18.	Укажите тип используемого топлива (ПНГ, природный газ, дизельное топливо, мазут, сырая нефть и т.п.)	-	-	-	-	-	ПНГ
18.1.	Приведите среднегодовой состав ПНГ, используемого в качестве топливного газа:	-	-	-	-	-	-
18.1.1.	CO ₂	%	-	-	-	-	7,590
18.1.2.	CH ₄	%	-	-	-	-	15,790
18.1.3.	C ₂ H ₆	%	-	-	-	-	19,530
18.1.4.	C ₃ H ₈	%	-	-	-	-	24,360
18.1.5.	C ₄ H ₁₀ (изо-бутан, н-бутан)	%	-	-	-	-	11,030
18.1.6.	C ₅ H ₁₂ (изо-пентан, н-пентан)	%	-	-	-	-	5,320
18.1.7.	C ₆ и выше	%	-	-	-	-	2,980
18.1.8.	N ₂	%	-	-	-	-	13,400
18.1.9.	другие неуглеродсодержащие компоненты	%	-	-	-	-	0
18.2.	Укажите годовой объем ПНГ используемого в качестве топливного газа	тыс. м3	-	-	-	-	2 235, 815

18.3	Используете ли Вы природный газ для сжигания на установках (печах, котельных и т.д.)?	Да/нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
18.4	Если да, укажите годовой объем природного газа, сжигаемого на установках (печах, котельных и т.д.)	тыс. м3	-	-	-	-	-
18.5.	Приведите состав природного газа:	-	-	-	-	-	-
18.5.1.	CO ₂	%	-	-	-	-	-
18.5.2.	CH ₄	%	-	-	-	-	-
18.5.3.	C ₂ H ₆	%	-	-	-	-	-
18.5.4.	C ₃ H ₈	%	-	-	-	-	-
18.5.5.	C ₄ H ₁₀	%	-	-	-	-	-
18.5.6.	C ₅ H ₁₂	%	-	-	-	-	-
18.5.7.	C ₆ и выше	%	-	-	-	-	-
18.5.8.	N ₂	%	-	-	-	-	-
18.5.9.	другие неуглеродсодержащие компоненты	%	-	-	-	-	-
19.	Укажите годовой объем используемого в этих целях жидкого топлива (диз. топливо, мазут и т.д.)	тонн	-	-	-	-	-
Сжигание топлива для производства электроэнергии							
20.	Имеются ли собственные источники производства электроэнергии	Да/нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
20.1	Если да, укажите для этих источников тип используемого топлива (ПНГ, природный газ, дизельное топливо, мазут, сырая нефть и др.)	-	-	-	-	-	-
20.2.	Приведите среднегодовой состав ПНГ, используемого для производства электроэнергии	-	-	-	-	-	-
20.2.1.	CO ₂	%	-	-	-	-	-
20.2.2.	CH ₄	%	-	-	-	-	-
20.2.3.	C ₂ H ₆	%	-	-	-	-	-
20.2.4.	C ₃ H ₈	%	-	-	-	-	-
20.2.5.	C ₄ H ₁₀ (изо-бутан)	%	-	-	-	-	-

20.2.6.	C ₅ H ₁₂ (изо-пентан)	%	-	-	-	-	-
20.2.7.	C ₆ и выше	%	-	-	-	-	-
20.2.8.	N ₂	%	-	-	-	-	-
20.2.9.	другие неуглеродсодержащие компоненты	%	-	-	-	-	-
20.3	Укажите годовой объемом ПНГ, используемого для производства электроэнергии	тыс. м3	-	-	-	-	-
20.4	Используете ли Вы природный газ для производства электроэнергии?	Да/нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
20.5	Если да, укажите годовой объем природного газа, сжигаемого для производства электроэнергии	тыс. м3	-	-	-	-	-
20.6.	Приведите состав природного газа:	-	-	-	-	-	-
20.6.1.	CO ₂	%	-	-	-	-	-
20.6.2.	CH ₄	%	-	-	-	-	-
20.6.3.	C ₂ H ₆	%	-	-	-	-	-
20.6.4.	C ₃ H ₈	%	-	-	-	-	-
20.6.5.	C ₄ H ₁₀	%	-	-	-	-	-
20.6.6.	C ₅ H ₁₂	%	-	-	-	-	-
20.6.7.	C ₆ и выше	%	-	-	-	-	-
20.6.8.	N ₂	%	-	-	-	-	-
20.6.9.	другие неуглеродсодержащие компоненты	%	-	-	-	-	-
21.	Укажите годовой объемом жидкого топлива, используемого в этих целях (диз.топливо, мазут и т.д.)	Тонн в м ³	0	0	0	0	0
Хранение нефти в резервуарном парке							
22.	Избыточное давление (выше атмосферного) на концевом сепараторе, из которого нефть поступает в резервуарный парк	атм.		-	-	-	-
23.	Количество сырой нефти, поступающей в (проходящей через) резервуарный парк	тонн в год		-	-	-	-
24.	Плотность сырой нефти	кг/м ³		-	-	-	-

25.	Наличие установки по улавливанию легких фракций или газо-уравнительных систем	Да/нет		-	-	-	-
25.1.	Если да, укажите продолжительность работы в течение года	час в год		-	-	-	-
Технологические потери							
26.	Годовой объем технологических потерь ПНГ	тыс.м3		-	-	-	-
27.	Годовой объем технологических потерь ПрГ	тыс.м3		-	-	-	-
Потребление электрической и тепловой энергии, полученной от сторонних организаций							
28.	Годовое потребление электроэнергии, полученной от сторонних организаций	10 ⁶ Ватт-час	-	-	-	-	-
29.	Годовое потребление тепловой энергии, полученной от сторонних организаций	10 ⁶ Дж	-	-	-	-	-
Переработка попутного нефтяного газа собственными установками							
30.	Годовое производство сжиженного природного газа	тыс.м3					-
31.	Годовое производство стабилизированного газового конденсата	тыс.м3					-
32.	Годовое производство ШФЛУ	тыс.м3					-
33.	Состав сжиженного природного газа						-
33.1.	CO2	%					-
33.2.	CH4	%					-
33.3.	C2H6	%					-
33.4.	C3H8	%					-
33.5.	C4H10	%					-
33.6.	C5H12	%					-
33.7.	C6 и выше	%					-
33.8.	N2	%					-
33.9.	другие неуглеродсодержащие компоненты	%					-
34.	Состав стабилизированного газового конденсата						-
34.1.	CO2	%					-
34.2.	CH4	%					-
34.3.	C2H6	%					-
34.4.	C3H8	%					-
34.5.	C4H10	%					-

34.6.	C5H12	%					-
34.7.	C6 и выше	%					-
34.8.	N2	%					-
34.9.	другие неуглеродсодержащие компоненты	%					-
35.	Состав ШФЛУ						-
35.1.	CO2	%					-
35.2.	CH4	%					-
35.3.	C2H6	%					-
35.4.	C3H8	%					-
35.5.	C4H10	%					-
35.6.	C5H12	%					-
35.7.	C6 и выше	%					-
35.8.	N2	%					-
35.9.	другие неуглеродсодержащие компоненты	%					-
36.	Производится ли сжигание на факелах продуктов переработки попутного нефтяного/природного газа	Да/нет					-
36.1.	Если да, укажите тип продуктов переработки попутного нефтяного/природного газа, сжигаемого на факелах						-
36.2.	Если да, укажите годовой объем продуктов переработки попутного нефтяного/ природного газа, сжигаемого на факелах	тыс. м3					-

ПРИЛОЖЕНИЕ № 2 – РАСЧЁТЫ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ

Стационарное сжигание ПНГ

Количественное определение выбросов CO₂ от стационарного сжигания топлива выполняется по формуле:

$$E_{CO_2,y} = \sum_{j=1}^n (FC_{j,y} \times EF_{CO_2,j,y} \times OF_{j,y}) \quad (1.1)$$

где

- $E_{CO_2,y}$ - выбросы CO₂ от стационарного сжигания топлива за период у, тыс. м³ CO₂;
- $FC_{j,y}$ - расход топлива j за период у, тыс. м³;
- $EF_{CO_2,j,y}$ - коэффициент выбросов CO₂ от сжигания топлива j за период у, т CO₂/тыс. м³;
- $OF_{j,y}$ - коэффициент окисления топлива j, доля;
- j - вид топлива, используемого для сжигания;
- n - количество видов топлива, используемых за период у.

Коэффициенты выбросов CO₂ от сжигания топлива рассчитываются на основе фактических данных о компонентном составе газообразного топлива по формуле:

$$EF_{CO_2,j,y} = \sum_{i=1}^n (W_{i,j,y} \times n_{C,i}) \times \rho_{CO_2} \times 10^{-2} \quad (1.3)$$

где

- $EF_{CO_2,j,y}$ - коэффициент выбросов CO₂ от сжигания топлива j за период у, т CO₂/тыс. м³;
- $W_{i,j,y}$ - объёмная доля (молярная доля) 1-го компонента газообразного топлива j за период у, % об. (% мол.);
- $n_{C,i}$ - количество молей углерода на моль i-го компонента газообразного топлива;
- ρ_{CO_2} - плотность диоксида углерода (CO₂), кг/м³.

Расчет выбросов CO₂ от стационарного сжигания ПНГ в печах

Обозначение параметра	Наименование параметра	Значение параметра принято на основании	Значение параметра
			2020 год
-	Вид топлива: попутный нефтяной газ	-	
$FC_{j,y}$	- расход топлива j за период у, тыс. м ³ ;	Фактический расход	2 236,000
$W_{i,j,y}$	- объёмная доля (молярная доля) 1-го компонента газообразного топлива j за период у, % об.	-	
	Метан (CH ₄)	Фактические данные	15,790
	Этан (C ₂ H ₆)		19,530
	Пропан (C ₃ H ₈)		24,360
	Бутан (C ₄ H ₁₀)		11,030

	Пентан (C ₅ H ₁₂)		5,320
	Сумма гексанов (C ₆ H _x)		2,980
	Кислород (O ₂)		0,000
	Азот (N ₂)		13,400
	Диоксид углерода (CO ₂)		7,590
	Сероводород (H ₂ S)		0,000
ρ_{CO_2}	- плотность диоксида углерода (CO ₂), кг/м ³	Таблица 1.2	1,8393
$OF_{j,y}$	- коэффициент окисления топлива j, доля;	П. 1.7 методики	1
$EF_{CO_2,j,y}$	- коэффициент выбросов CO ₂ от сжигания топлива j за период y, т CO ₂ /тыс. м ³ ;	Формула (1.3)	4,122
$E_{CO_2,y}$	- выбросы CO ₂ от стационарного сжигания топлива за период y, т	Формула (1.1)	9 217

Сжигание ПНГ на факельной установке

Количественное определение выбросов парниковых газов от сжигания на факельных установках углеводородных смесей выполняется по формуле:

$$E_{i,y} = \sum_{j=1}^n (FC_{j,y} \times EF_{i,j,y}) \quad (2.1)$$

где

$E_{i,y}$	- выбросы i -го парникового газа от сжигания углеводородных смесей на факельной установке за период y , т;
$FC_{j,y}$	- расход j -ой углеводородной смеси на факельной установке за период y , тыс. м ³ ;
$EF_{i,j,y}$	- коэффициент выбросов i -го парникового газа от сжигания j -ой углеводородной смеси на факельной установке за период y , т/тыс. м ³ ;
i	- CO ₂ , CH ₄ ;
j	- вид углеводородной смеси;
n	- количество видов углеводородных смесей, сжигаемых на факельной установке;

Коэффициент выбросов CO₂ от сжигания углеводородной смеси на факельной установке рассчитывается по формуле:

$$EF_{CO_2,j,y} = \left(W_{CO_2,j,y} + \sum_{i=1}^n (W_{i,j,y} \times n_{C,i}) \times (1 - CF_{j,y}) \right) \times \rho_{CO_2} \times 10^{-2} \quad (2.2)$$

где

$EF_{CO_2,j,y}$	- коэффициент выбросов CO ₂ от сжигания j -ой углеводородной смеси на факельной установке период y , т CO ₂ /тыс. м ³ ;
$W_{CO_2,j,y}$	- содержание CO ₂ в j -ой углеводородной смеси за период y , % об.;
$W_{i,j,y}$	- содержание i -го компонента (кроме CO ₂) в j -ой углеводородной смеси, % об.
$n_{C,i}$	- количество молей углерода на моль i -го компонента углеводородной смеси;
$CF_{j,y}$	- коэффициент недожога j -ой углеводородной смеси на факельной установке за период y , доля;
ρ_{CO_2}	- плотность диоксида углерода (CO ₂), кг/м ³ .

Коэффициент выбросов CH₄ от сжигания углеводородной смеси на факельной установке рассчитывается по формуле:

$$EF_{CH_4,j,y} = W_{CH_4,j,y} \times CF_{j,y} \times \rho_{CH_4} \times 10^{-2} \quad (2.4)$$

где

$EF_{CH_4,j,y}$	- коэффициент выбросов CH ₄ от сжигания j -ой углеводородной смеси на факельной установке период y , т CH ₄ /тыс. м ³ ;
$W_{CH_4,j,y}$	- содержание CH ₄ в j -ой углеводородной смеси за период y , % об.;

$CF_{j,y}$ - коэффициент недожога j-ой углеводородной смеси на факельной установке за период y, доля;

ρ_{CH_4} - плотность метана (CH₄), кг/м³.

Расчет выбросов CO₂ от сжигания ПНГ на факеле

Обозначение параметра	Наименование параметра	Значение параметра принято на основании	Значение параметра
			2020 год
-	Вид углеводородной смеси: попутный нефтяной газ	-	
$FC_{j,y}$	- расход ПНГ на факельной установке за период y, тыс. м ³ ;	Фактические данные	3,000
$W_{CO_2,j,y}$	- содержание CO ₂ в ПНГ за период y, % об.;	Фактические данные	2,260
$W_{i,j,y}$	- содержание i-го компонента в ПНГ, % об.	-	
	Метан (CH ₄)	Фактические данные	8,650
	Этан (C ₂ H ₆)		17,760
	Пропан (C ₃ H ₈)		30,080
	Бутан (C ₄ H ₁₀)		19,350
	Пентан (C ₅ H ₁₂)		15,590
	Сумма гексанов (C ₆ H _x)		3,550
	Кислород (O ₂)		0,000
	Азот (N ₂)		2,760
	Диоксид углерода (CO ₂)		2,260
Сероводород (H ₂ S)	0,000		
$CF_{j,y}$	- коэффициент недожога ПНГ на факельной установке за период y, доля;	Таблица 2.2	0,02
ρ_{CO_2}	- плотность диоксида углерода (CO ₂), кг/м ³	Таблица 1.2	1,8393
$EF_{CO_2,j,y}$	- коэффициент выбросов CO ₂ от сжигания ПНГ на факельной установке период y, т CO ₂ /тыс. м ³ ;	Формула (2.2)	5,648
$E_{CO_2,y}$	- выбросы CO₂ от сжигания ПНГ на факельной установке за период y, т	Формула (2.1)	17

Расчет выбросов CH₄ от сжигания ПНГ на факеле

Обозначение параметра	Наименование параметра	Значение параметра принято на основании	Значение параметра
			2020 год
-	Вид углеводородной смеси: попутный нефтяной газ	-	
$FC_{j,y}$	- расход ПНГ на факельной установке за период y, тыс. м ³ ;	Фактические данные	3,000
$W_{CH_4,j,y}$	- содержание CH ₄ в ПНГ за период y, %	Фактические данные	8,650

	об.;		
$CF_{j,y}$	- коэффициент недожога ПНГ на факельной установке за период y , доля;	Таблица 2.2	0,02
ρ_{CH_4}	- плотность метана (CH_4), кг/м ³	Таблица 1.2	0,668
$EF_{CH_4,j,y}$	- коэффициент выбросов CH_4 от сжигания ПНГ на факельной установке период y , т CH_4 /тыс. м ³ ;	Формула (2.2)	0,0012
$E_{CH_4,y}$	- выбросы CH_4 от сжигания ПНГ на факельной установке за период y, т	Формула (2.1)	0

Выбросы парниковых газов в 2020 году

№ п/п	Категория источников	Кол-во, т/год	Значения потенциалов глобального потепления парниковых газов	Кол-во, т/год в CO_2 -эквиваленте
1	Выбросы CO_2 от стационарного сжигания ДТ	0	1	0
2	Выбросы CO_2 от стационарного сжигания ПНГ на ГТУ	0	1	0
3	Выбросы CO_2 от стационарного сжигания ПНГ в печах	9 217	1	9 217
4	Выбросы CO_2 от сжигания ПНГ на факельной установке	17	1	17
5	Выбросы CH_4 от сжигания ПНГ на факельной установке	0	25	0
Суммарные выбросы парниковых газов в CO_2 -эквиваленте				9 234
Суммарные выбросы парниковых газов от стационарного сжигания в CO_2 -эквиваленте				9 217
Суммарные выбросы парниковых газов от сжигания на факеле в CO_2 -эквиваленте				17
Суммарные выбросы CO_2 в CO_2 -эквиваленте				9 234
Суммарные выбросы CH_4 в CO_2 -эквиваленте				0