

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Самара»

Р.Т. Мифтахов



2022 г.

Отчёт о выбросах парниковых газов
для объектов ООО «Ульяновскнефтегаз»
в 2021 году

г. Самара
2022 г.

АННОТАЦИЯ

Отчёт о выбросах парниковых газов разработан для объектов ООО «Ульяновскнефтегаз», расположенных на территории Сулакского, Кондаковского, Нижнемазинского, Ружевского, Славкинского месторождений нефти, пункта подготовки и перекачки нефти.

Количественное определение выбросов парниковых газов проведено на 2021 год в целом по организации.

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

Остальные парниковые газы не учитывались, в силу их отсутствия в выбросах источников ООО «Ульяновскнефтегаз».

Из количественного определения выбросов парниковых газов для объектов ООО «Ульяновскнефтегаз» 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.....	14
1.3. Сведения об объектах негативного воздействия предприятия.....	15
2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ КОЛИЧЕСТВЕННОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ	15
3. КОЛИЧЕСТВЕННОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ	17
3.1. Сведения об источниках и категориях выбросов парниковых газов	17
3.2. Описание выбранных методов количественного определения выбросов парниковых газов.....	19
3.3. Параметры, необходимые для количественного определения выбросов парниковых газов.....	21
3.4. Результаты расчёта выбросов парниковых газов	23
4. СВЕДЕНИЯ О РЕАЛИЗУЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЯХ, ПРИВОДЯЩИХ К СОКРАЩЕНИЮ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ	25
БИБЛИОГРАФИЯ.....	26
ПРИЛОЖЕНИЯ	27
ПРИЛОЖЕНИЕ № 1 – АНКЕТА ДЛЯ СБОРА И ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ	28
ПРИЛОЖЕНИЕ № 2 – РАСЧЁТЫ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ	37

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
ППН	- Пункт подготовки и перекачки нефти
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 парниковых газов для объектов ООО «Ульяновскнефтегаз» 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 ООО «Ульяновскнефтегаз», расположенных на Кондаковском, Сулакском, Славкинском, Нижнемазинском, Ружевском нефтяных месторождениях и ПППН нефтяных месторождениях.

ООО «Ульяновскнефтегаз» имеет лицензии на пользование недрами: Кондаковское месторождение (УЛН 14582 НЭ), Нижнемазинское месторождение (УЛН 09132 НР), Ружевское месторождение (УЛН 09133 НЭ), Славкинское месторождение (УЛН 09135), Сулакское месторождение (УЛН 09134 НЭ) с целью разработки и добычи нефти и газа.

Месторождения расположены:

- Кондаковское месторождение, располагается в 3,5 км (до ближайшей добывающей скважины) к северу от села Бирля Мелекесского района Ульяновской области.

- Нижнемазинское месторождение, располагается в 3,6 км к северо-востоку от районного поселения Радищево и в 4,5 км к юго-востоку от села Нижняя Маза Радищевского района Ульяновской области.

- Ружевское месторождение, располагается в 4,5 км к югу от села Новое Томышево Новоспасского района Ульяновской области.

- Славкинское месторождение, располагается в 2,77 км к северо-востоку от села Барановка и в 3,3 км к юго-востоку от села Давыдовка Николаевского района Ульяновской области.

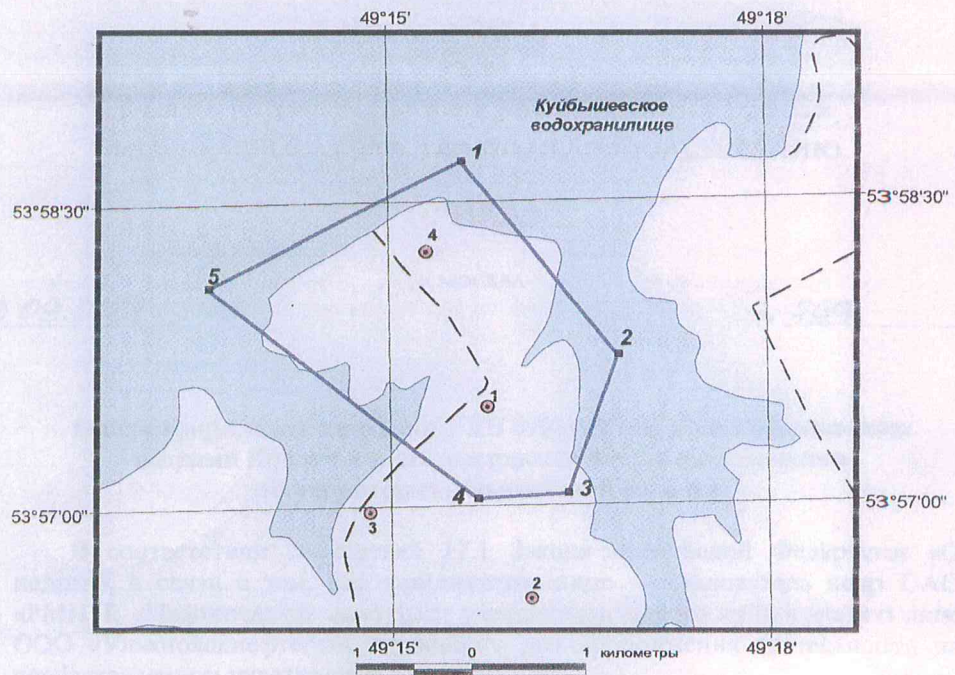
- Сулакское месторождение, располагается в 0,82 км (до ближайшей добывающей скважины) к востоку от села Новые Зимницы Старокулаткинского района Ульяновской области.

Расположение нефтяных месторождений представлено на рисунке 1.1.1-1.1.5.

**СХЕМА
расположения участка Кондаковский**

Масштаб: 1:50000




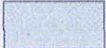
Приложение № _____
к лицензии УЛН 14582 НЭ



**Географические координаты
участка Кондаковский**

<i>N</i> точки	<i>северная широта</i>	<i>восточная долгота</i>
1	53 58 44.6	49 15 34.9
2	53 57 47	49 16 49.1
3	53 57 06.5	49 16 24.5
4	53 57 04.9	49 15 40.9
5	53 58 08.1	49 13 33.3

Условные обозначения

-  Контур участка и его угловые точки
-  Скважина и ее номер
-  Полевые дороги
-  Куйбышевское водохранилище

Начальник
Ульяновскнедра

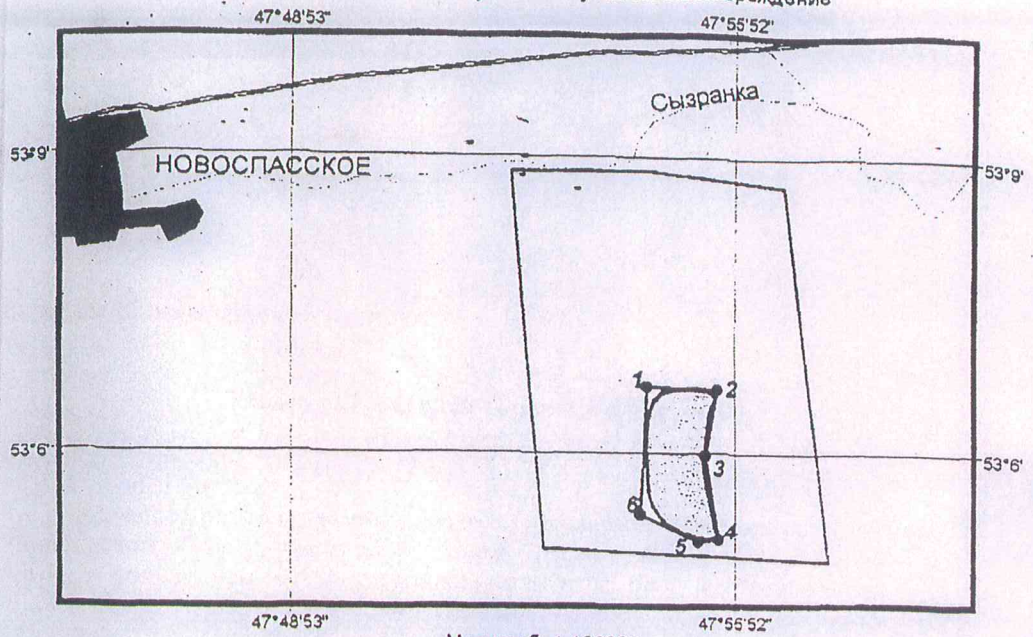


**Рисунок 1.1.1 – Схема расположения Кондаковского
нефтяного месторождения**



Рисунок 1.1.2 – Схема расположения Нижнемазинского нефтяного месторождения

СХЕМА
расположения лицензионного участка "Ружевское месторождение"







Масштаб: 1:100000

Координаты площади лицензии для разведки и добычи нефти
на Ружевском месторождении

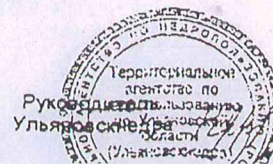
№	северная широта	восточная долгота
1	53 06 43	47 54 27
2	53 06 41	47 55 35
3	53 06 00	47 55 23
4	53 05 10	47 55 36
5	53 05 08	47 55 16
6	53 05 25	47 54 21

Площадь участка - 3,28 кв. км

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

-  Контур геологического отвода, лицензия УЛН 09080 НП, выдана ОАО НТК "РМНТК "Нефтеотдача"
-  Площадь Ружевского месторождения
-  Контур площади лицензии для разведки и добычи нефти на Ружевском месторождении
-  Населенный пункт

Исполнитель
Тузова А.В.
04.08.2006 г.



Ульяновская область
С.И. Кравцов

Рисунок 1.1.3 – Схема расположения Ружевского нефтяного месторождения

ОБЗОРНАЯ ТЕКТОНИЧЕСКАЯ СХЕМА УЛЬЯНОВСКОЙ ОБЛАСТИ

Масштаб 1:1500000

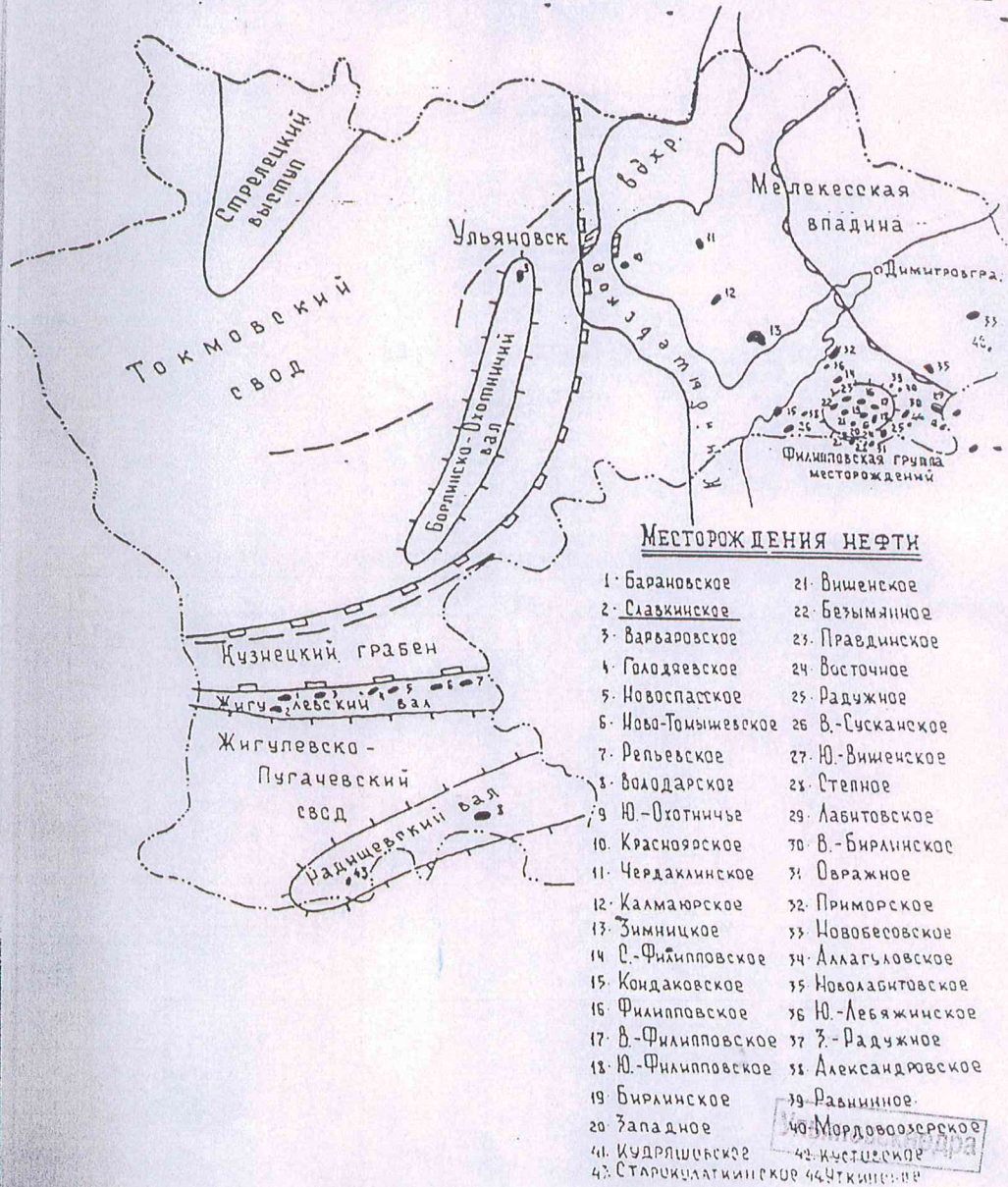
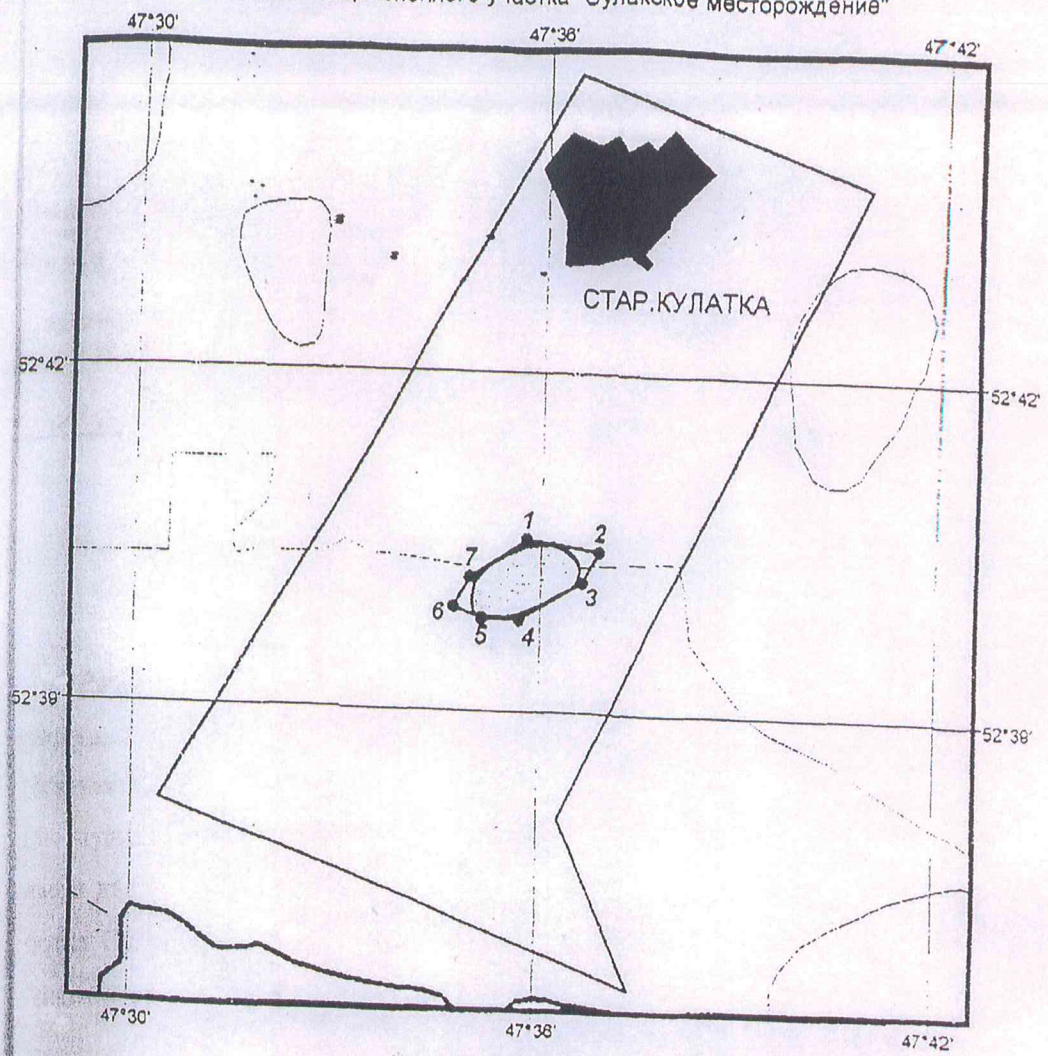


Рисунок 1.1.4 – Схема расположения Славкинское
нефтяного месторождения

СХЕМА
расположения лицензионного участка "Сулакское месторождение"



- УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ
- Контур геологического отвода, лицензия УЛН 09081 НП, выдана ОАО НТК "РМНТК "Нефтеотдача"
 - Площадь Сулакского месторождения
 - Контур площади лицензии для разведки и добычи нефти на Сулакском месторождении
 - Граница Ульяновской области
 - Структуры выявленные
 - Населенный пункт

Координаты площади лицензии для разведки и добычи нефти на Сулакском месторождении

N	северная широта	восточная долгота
1	52 40 36	47 35 47
2	52 40 30	47 36 54
3	52 40 13	47 36 39
4	52 39 52	47 35 41
5	52 39 52	47 35 07
6	52 39 58	47 34 42
7	52 40 15	47 34 56

Площадь участка - 2,04 кв. км

Инженер
И.А.В.
2008 г.



С.И. Кравцов
Инженер

Рисунок 1.1.5 – Схема расположения Сулакского нефтяного месторождения

Общие сведения о предприятии представлены в Таблице 1.1.1.

Таблица 1.1.1 — Общие сведения об ООО «Ульяновскнефтегаз»

Наименование	Сведения
Полное наименование юридического лица	Общество с ограниченной ответственностью «Ульяновскнефтегаз»
Краткое наименование предприятия	ООО «Ульяновскнефтегаз»
Юридический адрес	433871, Ульяновская область, Новоспасский район, рабочий поселок Новоспасское, поселок Сельхозтехники, 5
ИНН	7313005320
ОКПО	25414211
ОКАТО	73229551000
ОКОГУ	4210014
ОКОПФ	12300
ОГРН	1077313000489
ОКВЭД	06.10.1
ОКФС	16
Почтовый адрес предприятия	443041, г. Самара, ул. Красноармейская, д. 93, офис 235А
Должность руководителя предприятия	Генеральный директор ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Самара» - управляющей организации ООО «Ульяновскнефтегаз»
ФИО руководителя предприятия	Мифтахов Руслан Талгатович
Телефон/факс	(35352) 6-42-74, (35352) 6-42-77 / (846) 276-25-05
Должностное лицо, ответственное за ООС	Начальник цеха по добыче нефти и газа Белов Олег Юрьевич

Основными видами экономической деятельности ООО «Ульяновскнефтегаз» 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 ООО «Ульяновскнефтегаз» 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.

Осуществляются следующие виды хозяйственной деятельности: сбор продукции скважин; частичная подготовка нефти (сепарация от газа, воды); утилизация газа; накопление нефти; откачка нефти в автоцистерны для дальнейшей транспортировки.

Добыча нефти на скважинах ведется механизированным способом с помощью штангового насоса. Сбор продукции осуществляется по напорной герметизированной системе.

Добытая нефтесодержащая жидкость под давлением скважинных насосов по выкидным трубопроводам поступает на замерную установку. В качестве устройства, измеряющего дебит водонефтяной эмульсии от добывающей скважины, применяется счетчик количества жидкости СКЖ.

Далее газожидкостная смесь по нефтесборным трубопроводам направляется на пункт налива нефти для сбора и хранения нефтесодержащей жидкости. На ПНН технологический процесс разделяется в основном на следующие стадии:

- прием пластовой нефти;
- временное хранение нефти;
- отделение попутного нефтяного газа;
- отделение пластовой воды;
- отгрузка нефти в автоцистерны для вывоза.

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

Объём добытой в 2021 году сырой нефти составил 46,669 тыс. тонн.

Объём добытого в 2021 году ПНГ составил 532,488 тыс. м³.

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

Приказом Генерального директора управляющей организации ООО «ЗАРБУЖНЕФТЬ – добыча Самара» № 66-УНГ от 15.10.2021 лицом, ответственным за проведение работ по количественному определению выбросов парниковых газов и подготовку сведений (отчётов) о выбросах парниковых газов, назначен главный специалист ООС группы ОТ, ПБ и ООС – Е.С. Максимова.

1.3. Сведения об объектах негативного воздействия предприятия

ООО «Ульяновскнефтегаз» осуществляет деятельность по добыче сырой нефти и ПНГ на территории Сулакского, Кондаковского, Нижнемазинского, Славкинского, Ружевского нефтяных месторождений.

Сведения об объектах негативного воздействия ООО «Ульяновскнефтегаз» 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.	Нижнемазинское месторождение	73-0173-001200-П от 03.06.2019 от 16.05.2017	I
2.	ПППН	73-0173-000191-П от 22.12.2016	I
3.	Славкинское месторождение	73-0173-000190-П от 22.12.2016	I
4.	Сулакское месторождение	73-0173-000188-П от 22.12.2016	I
5.	Ружевское месторождение	73-0173-000189-П от 22.12.2016	I
6.	Кондаковское месторождение	73-0173-000187-П от 22.12.2016	I

Карты схемы расположения объектов негативного воздействия, а это в целом месторождения нефти представлены на карта-схемах выше 1.1.1-1.1.5.

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 ООО «Ульяновскнефтегаз» регламентирована требованиями [13] и представляет собой анкету. Анкета для сбора и предоставления исходных данных по объектам ООО «Ульяновскнефтегаз» 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 2021 год в целом по организации.

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

Остальные парниковые газы не учитывались, в силу их отсутствия в выбросах источников ООО «Ульяновскнефтегаз».

Из количественного определения выбросов парниковых газов для объектов ООО «Ульяновскнефтегаз» 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 ООО «Ульяновскнефтегаз» приведён в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 - Перечень источников выбросов парниковых газов и категорий для объектов ООО «Ульяновскнефтегаз»

№ 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	Теплогенератор Утка-1 Печь ПП-1.6 (горелка №2)	Кондаковское месторождение Сулакское месторождение	CO ₂
2	Рассеивание на фугитивных источниках	Попутный нефтяной газ	Свеча рассеивания	Нижнемазинское месторождение	CO ₂ , CH ₄

Также на объектах ООО «Ульяновскнефтегаз» имеются недействующие в 2021 году источники поступления парниковых газов в атмосферу, представленные в таблице 3.1.2.

Таблица 3.1.2 - Перечень источников поступления парниковых газов, недействующих в 2021 году

№ п/п	Принадлежность к объекту НВОС	Источники поступления парниковых газов	Причина простоя
1	Кондаковское месторождение	Аварийная ДГУ JCB G90S	В резерве весь год
2	Сулакское месторождение	Аварийная ДГУ JCB G90S	В резерве весь год
3	Славкинское месторождение	Аварийная ДГУ АД-60	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 507,790 тыс. m^3 /год;
- расход ПНГ, рассеиваемый на фугитивных источниках, равный 24,698 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

Компонент топливного газа	Ед. изм.	Значение
Пропан (C ₃ H ₈)	% об.	24,360
Бутан (C ₄ H ₁₀)	% об.	11,030
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

Количественное определение фугитивных выбросов парниковых газов осуществляется расчетным методом на основе данных о расходе углеводородной смеси для осуществления технологических операций или объеме их отведения (стравливания, рассеивания) без сжигания или каталитического окисления. Расчет выполняется по формуле (3.1):

$$E_{i,y} = \sum_{j=1}^n (FC_{j,y} \times W_{i,j,y} \times \rho_i \times 10^{-2}), \quad (3.1)$$

где

$E_{i,y}$ - фугитивные выбросы i -парникового газа за период y , т;

$FC_{j,y}$ - расход j -углеводородной смеси на технологические операции (объем отведения без сжигания) за период y , тыс. м³;

$W_{i,j,y}$ - содержание i -парникового газа в j -углеводородной смеси за период y , % об.;

ρ_i - плотность i -парникового газа, кг/м³ (принимается по [таблице 1.2](#) Приказа);

i - CO₂, CH₄;

j - вид углеводородной смеси;

n - количество видов углеводородных смесей, используемых на технологические операции (отводимых без сжигания).

3.6. Расход углеводородной смеси на технологические операции и объем отведения углеводородных смесей без сжигания ($FC_{j,y}$) определяется по фактическим инструментальным или расчетным данным за отчетный период.

3.7. При отсутствии фактических данных по компонентному химическому составу углеводородных смесей значения содержания CO₂ ($W_{CO_2,j,y}$) и CH₄ ($W_{CH_4,j,y}$) принимаются согласно данным, приведенным в [таблице 3.1 приложения N 2](#) к методическим указаниям, либо иным справочным данным в соответствии с [пунктом 12](#) методических указаний.

Таблица 3.1 - Значения концентрации метана и диоксида углерода для определения фугитивных выбросов, применимых при отсутствии фактических данных компонентного состава углеводородной смеси.

N	Вид углеводородной смеси	Содержание CH ₄ (W _{CH₄,j,y}), % об.	Содержание CO ₂ (W _{CO₂,j,y}), % об.
1	Газ природный (сероводородсодержащие месторождения)	51,5	14,2
2	Газ природный	98,4	0,04
3	Попутный нефтяной газ	89,8	8,4
4	Газ дегазации угольных пластов	76,0	10,6

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 - CO₂, CH₄.

Результаты выбросов парниковых газов для объектов ООО «Ульяновскнефтегаз» в 2021 году представлены в таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.1 - Результаты выбросов парниковых газов для объектов ООО «Ульяновскнефтегаз» в 2021 году

№п/п	Категория источников	Кол-во, т/месяц	Значения потенциалов глобального потепления парниковых газов	Кол-во, т/месяц в CO ₂ -эквиваленте
1	Выбросы CO ₂ от стационарного сжигания ДТ, т/год	0	1	0
2	Выбросы CO ₂ от стационарного сжигания ПНГ на ГТУ, т/год	0	1	0
3	Выбросы CO ₂ от стационарного сжигания ПНГ в печах, т/год	2 008	1	2 093
4	Выбросы CO ₂ от сжигания ПНГ на факельной установке, т/год	0	1	0
5	Выбросы CH ₄ от сжигания ПНГ на факельной установке, т/год	0	25	0
6	Выбросы CO ₂ от сжигания нефтяного флюида, т/год	0	1	0
7	Расчет выбросов CO ₂ от фугитивных источников, т/год	1	1	1
8	Расчет выбросов CH ₄ от фугитивных источников, т/год	12	25	300
Суммарные выбросы парниковых газов в CO ₂ -эквиваленте				2 093
Суммарные выбросы парниковых газов от стационарного сжигания в CO ₂ -эквиваленте				2 093
Суммарные выбросы парниковых газов от сжигания на факельной установке в CO ₂ -эквиваленте				0
Суммарные выбросы CO ₂ в CO ₂ -эквиваленте				2 233
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 ООО «Ульяновскнефтегаз» в 2021 году отсутствуют. Использование ПНГ за 2021 год по Обществу составило 95,36%, что превышает показатель 2020 года на 2,7%. В планах 2022 года обеспечить процент полезного использования ПНГ выше 95%. Целями Газовой программы рационального использования ПНГ в ООО «Ульяновскнефтегаз» 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: 95,7 % в 2022 году, 95,7 % в 2023 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 объема 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		ООО «Ульяновскнефтегаз»
2.	Ф.И.О. специалиста, представившего данные		Е.С. Максимова
3.	Отчетный период:		01.01.2021 – 31.12.2021
	начало: дата/месяц/год		01.01.2021
	конец: дата/месяц/год		31.12.2021
4.	Годовой объем добычи сырой нефти	тыс. т.	46,669
5.	Коэффициент утилизации ПНГ фактический	%	95,36
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.	5
6.1.	Кем ведутся работы по бурению скважин (собственными силами/подрядчики)	-	Подрядчик
7.	Количество объектов нефтегазодобычи:		5
7.0.1.	месторождений	шт.	5
7.0.2.	цехов добычи (ЦДНГ)	шт.	0
7.1.	Количество скважин всего	шт.	27
7.1.1.	из них добывающих скважин	шт.	16
7.2.	Количество факелов (всего)	шт.	0
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	532,488
10.2.	Годовой объем ПНГ, сожженного на факелах	тыс. м3	0

10.3.	Годовой объем ПНГ, используемого на собственные нужды (сжигание в печах/подогревателях, производство эл. и тепловой энергии и др.)	тыс. м3	507,790
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	2402,003
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 измерений	Объекты разведки и бурения	Объекты нефтегазодобычи					Объекты подготовки нефти/газа
				Кондаковское	Сулкское	Нижнемазинское	Ружевское	Славкинское	
<i>Сжигание газа на факелах</i>									
14.	Годовой объем ПНГ сожженного на факелах	тыс. м3	-	-	-	-	-	-	нет
15.	Были ли в течение года случаи затухания факелов?	Да/нет	Нет	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	%	-	-	-	-	-	-	-
16.0.2.	CH ₄	%	-	-	-	-	-	-	-
16.0.3.	C ₂ H ₆	%	-	-	-	-	-	-	-
16.0.4.	C ₃ H ₈	%	-	-	-	-	-	-	-
16.0.5.	C ₄ H ₁₀ (изо-бутан, н-бутан)	%	-	-	-	-	-	-	-
16.0.6.	C ₅ H ₁₂ (изо-пентан, н-пента)	%	-	-	-	-	-	-	-
16.0.7.	C ₆ и выше	%	-	-	-	-	-	-	-
16.0.8.	N ₂	%	-	-	-	-	-	-	-

16.0.9.	другие неуглеродсодержащие компоненты	%	-	-	-	-	-	-	0
17.	Сжигаете ли Вы природный газ на факелах?	Да/нет	Нет	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	-	-	-	-	-	-	487,238

18.3	Используете ли Вы природный газ для сжигания на установках (печах, котельных и т.д.)?	Да/нет	Нет	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	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	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 объем жидкого топлива, используемого в этих целях (диз.топливо, мазут и т.д.)	Тонн в м ³	0	0	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/м3	-	-	-	-	-	-	-

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 не углеродсодержащие 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 y , тыс. м³ CO₂;
- $FC_{j,y}$ - расход топлива j за период y , тыс. м³;
- $EF_{CO_2,j,y}$ - коэффициент выбросов CO₂ от сжигания топлива j за период y , 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 y .

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 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.

Расчет выбросов CO₂ от стационарного сжигания ПНГ в печах

Расчет выбросов CO₂ от стационарного сжигания ПНГ в печах

Обозначение параметра	Наименование параметра	Значение параметра принято на основании	Значение параметра
			2021 год
-	Вид топлива: попутный нефтяной газ	-	-
$FC_{j,y}$	- расход топлива j за период y , тыс. м ³ ;	Фактический расход	507,790
$W_{i,j,y}$	- объёмная доля (молярная доля) 1-го компонента газообразного топлива j за период y , % 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)	2 093

Фугитивные источники

Количественное определение фугитивных выбросов парниковых газов осуществляется расчётным методом на основе данных о расходе углеводородной смеси по формуле:			
$E_{i,y} = \sum_{j=1}^n (FC_{j,y} \times W_{i,j,y} \times \rho_i \times 10^{-2})$			(3.1)
где			
$E_{i,y}$	- фугитивные выбросы i -го парникового газа за период y , т;		
$FC_{j,y}$	- расход j -ой углеводородной смеси на технологические операции за период y , тыс. м ³ ;		
$W_{i,j,y}$	- содержание i -го парникового газа в j -ой углеводородной смеси за период y , % об.;		
ρ_i	- плотность i -го парникового газа, кг/м ³ ;		
i	- CO ₂ , CH ₄ ;		
j	- вид углеводородной смеси;		
n	- количество видов углеводородных смесей, используемых на технологические операции.		
Расчет выбросов CO ₂ от фугитивных источников			
Обозначение параметра	Наименование параметра	Значение параметра принято на основании	Значение параметра 2021 год
-	Вид топлива: попутный нефтяной газ	-	
$FC_{j,y}$	- расход ПНГ на технологические операции за период y , тыс. м ³ ;	Фактический расход	24,698
$W_{CO_2,j,y}$	- содержание CO ₂ в ПНГ за период y , % об.;	Фактические данные	1,85
ρ_{CO_2}	- плотность диоксида углерода (CO ₂), кг/м ³	Таблица 1.2	1,8393
$E_{CO_2,y}$	- выбросы CO₂ от технологических операций за период y, т	Формула (3.1)	0,840
Расчет выбросов CH ₄ от фугитивных источников			
Обозначение параметра	Наименование параметра	Значение параметра принято на основании	Значение параметра 2021 год
-	Вид топлива: попутный нефтяной газ	-	
$FC_{j,y}$	- расход ПНГ на технологические операции за период y , тыс. м ³ ;	Фактический расход	24,698
$W_{CH_4,j,y}$	- содержание CH ₄ в ПНГ за период y , % об.;	Фактические данные	74
ρ_{CH_4}	- плотность метана (CH ₄), кг/м ³	Таблица 1.2	0,668

$E_{CH_4, y}$	- выбросы CH_4 от технологических операций за период y , т	Формула (3.1)	12,209
---------------	--	---------------	--------

Выбросы парниковых за 2021 год				
№ п/п	Категория источников	Кол-во, т/месяц	Значения потенциалов глобального потепления парниковых газов	Кол-во, т/месяц в CO_2 -эквиваленте
1	Выбросы CO_2 от стационарного сжигания ДТ, т/год	0	1	0
2	Выбросы CO_2 от стационарного сжигания ПНГ на ГТУ, т/год	0	1	0
3	Выбросы CO_2 от стационарного сжигания ПНГ в печах, т/год	2 008	1	2 093
4	Выбросы CO_2 от сжигания ПНГ на факельной установке, т/год	0	1	0
5	Выбросы CH_4 от сжигания ПНГ на факельной установке, т/год	0	25	0
6	Выбросы CO_2 от сжигания нефтяного флюида, т/год	0	1	0
7	Расчет выбросов CO_2 от фугитивных источников, т/год	1	1	1
8	Расчет выбросов CH_4 от фугитивных источников, т/год	12	25	300
Суммарные выбросы парниковых газов в CO_2 -эквиваленте				2 093
Суммарные выбросы парниковых газов от стационарного сжигания в CO_2 -эквиваленте				2 093
Суммарные выбросы парниковых газов от сжигания на факельной установке в CO_2 -эквиваленте				0
Суммарные выбросы CO_2 в CO_2 -эквиваленте				2 094
Суммарные выбросы CH_4 в CO_2 -эквиваленте				2 394