

3. Фугитивные выбросы (категория 1В.)

Летучие выбросы происходят в целом от операций с углём и углеводородным топливом. Включенные в раздел парниковые газы, категории источников и виды антропогенной деятельности, сопровождающиеся их выбросами, представлены в таблице 1. В секторе летучие выбросы проводилась оценка эмиссии парниковых газов CO₂, CH₄ и N₂O от операций по добыче угля и последующего обращения с ним, а также от операций бурения, опробования и обслуживания действующих нефтяных и газовых скважин; добычи, подготовки, транспортировки, хранения, и первичной переработки нефти и природного газа, добычи и транспорта газового конденсата, распределения природного и попутного нефтяного газов , а также производства сжиженного природного газа (СПГ).

Таблица 1. Категории антропогенных источников парниковых газов, выбрасываемых при операциях с углём и углеводородным топливом

Добыча угля	1.В.1.а.2.i.
Последующая деятельность	1.В.1.а.2.ii.
Разведка (бурение, опробование и обслуживание действующих нефтяных скважин)	1.В.2.А.1
Добыча (шельфовая)	1.В.2.А.2
Транспортировка (трубопроводный, железнодорожный, морской)	1.В.2.А.3
Первичная переработка (перегонка) и хранение	1.В.2.А.4
Транспорт газового конденсата	1.В.2.А.6
Бурение, опробование и обслуживание действующих газовых скважин	1.В.2.В.1
Добыча	1.В.2.В.2
Первичная переработка (подготовка)	1.В.2.В.3
Транспортировка и хранение	1.В.2.В.4
Распределение попутного нефтяного газа	1.В.2.В.5
Распределение природного газа	1.В.2.В.5
Производство СПГ (утечки от производства хранения и транспортировки)	1.В.2.а.iii.3
Нефть	1.В.2.С.1.1
Природный газ	1.В.2.С.1.2
Природный газ	1.В.2.С.2.2
Попутный нефтяной газ	1.В.2.С.2.1
Удаление кислых газов при производстве СПГ	1.В.2.а.iii.3
Факельное сжигание при производстве СПГ	1.В.2.а.iii.3



3.1 Методологический подход

Методологический уровень, применяемый к каждой подкатегории определялся, в первую очередь, исходя из доступности исходных данных для оценок выбросов на уровне Сахалинского региона, а также исходя из значимости источника выбросов (т.е. его возможного вклада в совокупные выбросы по каждой категории в секторе летучие выбросы). Оценка выбросов от различных категорий и подкатегорий производилась путем комбинирования уровней 1, 2 и 3:

- Данные о деятельности в угледобывающей отрасли были получены в ЦДУ ТЭК в целом для Сахалинского региона и приведены в таблице 2. Оценку выбросов от открытой добычи угля и последующих операций с ним проводили с использованием национальных коэффициентов эмиссии, учитывающих газоносность и глубину залегания угольных пластов на территории Российской Федерации. Данные коэффициенты приведены в таблице 3.
 - Данные о деятельности в нефтегазовом секторе были получены от Сахалинстата и ЮЛ и ИП, осуществляющих свою деятельность в Сахалинском регионе. Данные приведены в таблице 2. Оценку выбросов от операций с нефтью и газом производили с использованием коэффициентов по умолчанию, представленных в Руководящих принципах МГЭИК 2006 года, национальных коэффициентов, учитывающих средневзвешенный состав углеводородного сырья добываемого в Российской Федерации, объёмных долей компонентов углеводородного сырья предприятий и плотностей компонентов согласно методическим рекомендациям Министерства природы 2015 г. и коэффициентов выбросов разработанных по данным предприятий. Данные коэффициенты также приведены в таблице 3.
 - Для перевода топлива в единицы объёма использовались усреднённые плотности добываемого углеводородного сырья в Сахалинском регионе. Усреднение проводилось по данным ЮЛ и ИП
- Расчёт для сектора летучие выбросы выполнялся по общей формуле для сектора энергетики, представленной в Руководящих принципах.

Таблица 2. Данные об операционной деятельности в угледобывающем и нефтегазовом секторе Сахалинского региона

Годы	2019
Добыча угля открытым способом тыс.т	12944,2
Число эксплуатационных скважин, законченных бурением на нефть в отчетном году, шт	13
Число эксплуатационных скважин, законченных бурением на газ в отчетном году, шт	7
Добыча нефти (включая газовый конденсат), млн. т	19,762
Объем прокачки нефти по магистральным нефтепроводам, тыс. м3	22555,89
Первичная переработка нефти, млн. т	16,72
Транспортировка нефти морским транспортом, тыс. м3	5870,52
Добыча природного газа, млн. м3	18174,9
Объем прокачки газа по магистральным газопроводам, тыс. м3	23405,1
Общее потребление природного газа и попутного нефтяного газа, млрд.м3	9041,17
Производство СПГ, тыс.т	11150,09
Объем ПНГ, сжигаемого в факелах, млн. м3	166,2

$$E=AD \times EF$$

Где:

AD – данные о годовой добыче сырья;

EF – коэффициент выбросов парникового газа;

1.В.1.а.2 выбросы от добычи угля открытым способом

Выбросы от добычи открытым способом

$$\text{Выбросы} = AD_b \cdot Ef_b \cdot c$$

Выбросы от последующих операций

$$\text{Выбросы} = AD_b \cdot EF_c \cdot c$$

Выбросы – выбросы CH_4 (Гг);

AD_b – данные о добытом угле сырце открытым способом (млн.т);

EF_c – коэффициент выбросов от добычи открытым способом ($\text{м}^3/\text{т}$).

EF_c - коэффициент выбросов от последующих операций при добыче угля открытым способом ($\text{м}^3/\text{т}$).

c – фактор конверсии угля в газообразное топливо, $\text{Гг}/10^6\text{м}^3$; фактор конверсии угля в газообразное топливо, преобразование объёма добытого угля в массу CH_4 , принимается равным 0,67

Примечание*

Расчёт производился по национальным коэффициентам, которые учитывают газоносность угольных пластов дальневосточного округа. [Тайлаков и др., 2009]

Исходные данные	Источник	Рекомендации
Данные о добыче угля сырца открытым способом	ЦДУ ТЭК	



1.В.2. а в выбросы от операций с нефтью и газом

Выбросы от данной подкатегории происходят в виде утечек: показатели утечек относятся к неорганизованным выбросам через не плотности оборудования. Продувки относятся к организованным регламентируемым выбросам связанным с технологическими операциями по разработке месторождений и учитываются в другой подкатегории. Многие компании не различают данные показатели и предоставляют данные о выбросах в общем виде в графе «технологические потери».

Оценка эмиссий от операций с нефтью и газом проводилась по 3 уровням

- При оценке эмиссий методом 1 уровня использовались коэффициенты, по умолчанию указанные в Руководящих принципах МГЭИК и данные об объёмах операционной деятельности по обращению с рассматриваемым углеводородным сырьём.
- При оценке эмиссий методом 2 уровня использовались национальные коэффициенты, учитывающие средневзвешенный состав добываемого углеводородного сырья в целом по стране, усреднённые параметры потерь от нефтегазового оборудования по данным измерительных программ и исследований, проводившихся на нефтегазовых объектах в России* и данные по характеристикам источников потерь
- Метод 3 уровня подразумевал под собой оценку выбросов с использованием данных прямых измерений параметров утечек и углеводородного сырья на предприятиях. Данные измерений 3 уровня были также применены для оценки отдельных категорий выбросов в целом по региону.



*Примечание

На объектах газовой отрасли России проводились совместные исследования компаний Газпром и Рургаз (Dedikov et al 1999) включавшие измерения утечек от объектов газотранспортной отрасли и добычи и подготовки природного газа, которые учитывали потери метана. В кадастре Сахалинского региона использовались коэффициенты основанные на инвентаризации утечек метана на газотранспортных объектах Газпром, проводившиеся в 2019 году.

На нефтяных объектах в Российской Федерации собираются данные по объёму общих технологических потерь газовой смеси, при учёте которых производится оценка эмиссий от утечек от операций с нефтью методом 2 уровня (с учётом их компонентного состава)

Исходные данные: операции с нефтью

Категория	Разведка (бурение, опробование и обслуживание действующих нефтяных скважин)	Добыча (шельфовая)	Транспортировка (трубопроводный, железнодорожный, морской)	Первичная переработка (перегонка) и хранение	Транспорт газового конденсата
Исходные данные (описание)	Данные о количестве законченных бурением скважин на нефть в отчётном году	Данные об объёме добычи нефти	Данные об объёме транспорта нефти трубопроводным и морским транспортом	Данные о количестве нефти поступившей на переработку	Данные о количестве добытого газового конденсата
Источник	Данные ЮЛ и ИП	Статформа 3.3 «Производство продукции в натуральном выражении», Сахалинстат	Статформа 3.3 «Производство продукции в натуральном выражении», Сахалинстат и данные ЮЛ и ИП	Данные ЮЛ и ИП	Статформа 3.3 «Производство продукции в натуральном выражении», Сахалинстат
Рекомендации	Сбор статистики по скважинному фонду в целом по региону с разделением на газовые, нефтяные и другие скважины	Разделение в статформах объёмов добытой нефти на суше и на шельфе, так как выбросы парниковых газов при добыче на суше на порядок выше	Если возможно, предоставить грузооборот морских портов по составу грузов, по категориям продукции	Сбор данных по всему объёму нефти поступившей на переработку по региону в статформы. В предоставленных статформах был указан объём первичной переработки одного из нефтегазовых предприятий	
Код в Руководствах	1.B.2.A.1	1.B.2.A.2	1.B.2.A.3	1.B.2.A.4	1.B.2.A.6

Исходные данные: операции с газом

Категория	Бурение, опробование и обслуживание действующих газовых скважин	Добыча	Первичная переработка (подготовка)	Транспортировка и хранение	Распределение ПНГ и природного газа	Производство СПГ (утечки от производства хранения и транспортировки)
Исходные данные (описание)	Данные о количестве законченных бурением скважин на газ	Данные об объёме добычи природного газа		Данные о количестве товарного газа (ПНГ + природный газ), транспортируемого по магистральным трубопроводам	Данные о распределении газа (ПНГ + природный газ)	Объём неконтролируемых утечек при производстве СПГ
Источник	Данные ЮЛ и ИП	Статформа 3.3 «Производство продукции в натуральном выражении», Сахалинстат		Данные ЮЛ и ИП	Статформа 3.3 «Производство продукции в натуральном выражении», Сахалинстат	Данные ЮЛ и ИП
Рекомендации	Предоставление статистики по скважинному фонду в целом по региону с разделением по видам скважин в ежегодных бюллетенях			Смена статуса конфиденциальности данных в стат формах региона. Учёт магистрального транспорта подготовленного ПНГ в общем объёме магистрального транспорта газа	Следует учитывать объём ПНГ, который также распределяется предприятиям как и природный газ	Составление полного баланса ТЭР по региону для учёта данных потерь
Код в Руководствах	1.B.2.B.1	1.B.2.B.2	1.B.2.B.3	1.B.2.B.4	1.B.2.B.5	1.B.2.a.iii.3

1.В.2. с Выбросы от продувок и сжигания (на примере сжигания ПНГ и его технологических потерь)

Выбросы от данного подсектора оценивались по 1, 2 и 3 уровням

- При использовании подхода 1 уровня применялась единая формула выбросов с исходными данными о деятельности и коэффициентами выбросов по умолчанию
- При оценке по методу уровня 2 применялись национальные коэффициенты выбросов, учитывавшие
 - средневзвешенный компонентный состав добываемого углеводородного сырья в целом по стране,
 - параметры (коэффициент недожога) и объёмы сжигания углеводородов на факельных установках стандартные плотности компонентов добываемого углеводородного сырья в стране и их молярные массы.
 - условия для которых приводятся исходные данные в целом по стране
 - составы углеводородов отдельных месторождений и предприятий и объём операционных данных по обращению с ними (сжигание, добыча, извлечение и.т.д.)
- При использовании подхода 3 уровня использовались данные измерений на предприятиях (объёмы утечек, параметры факельных установок, объёмы сжигания углеводородной смеси)



Исходные данные: газоотведение и сжигание

Категория	Нефть	Природный газ	Природный газ	Попутный нефтяной газ	Удаление кислых газов при производстве СПГ	Факельное сжигание при производстве СПГ
Исходные данные (описание)	Данные об объёме добычи нефти	Данные об объёме добычи природного газа		Данные об объёме сжигания ПНГ	Объём удаления кислых газов, объём подачи топливного газа для сжигания кислого газа, объём факельного сжигания при производстве СПГ	
Источник	Статформа 3.3 «Производство продукции в натуральном выражении», Сахалинстат	Статформа 3.3 «Производство продукции в натуральном выражении», Сахалинстат		Статформа 3.3 «Производство продукции в натуральном выражении», Сахалинстат	Данные ЮЛ и ИП	
Рекомендации					Предоставление компанией удельных коэффициентов выбросов относительно производства СПГ с разделением на конкретные операции (стационарное сжигание, фугитивные выбросы, и.т.д.)	
Код в Руководствах	1.B.2.C.1.1	1.B.2.C.1.2	1.B.2.C.2.2	1.B.2.C.2.1	1.B.2.a.iii.3	1.B.2.a.iii.3

Таблица 1. Коэффициенты для расчёта выбросов от операций в угледобывающем и нефтяном секторе Сахалинского региона

Вид деятельности	Коэффициент эмиссии CO ₂	Коэффициент эмиссии CH ₄	Коэффициент эмиссии N ₂ O	комментарий
Открытая добыча угля		$5,626 \cdot 10^3$ т/тыс.т		Расчёт производился по национальным коэффициентам, которые учитывают газоносность угольных пластов Дальневосточного округа. [Тайлаков и др., 2009]
Последующие операции		$2 \cdot 10^2$ т/тыс.т		
Бурение опробование и обслуживание нефтяных скважин	12,44 т. в год/ на число скважин	$5,3 \cdot 10^2$ т. в год/ на число скважин	$9 \cdot 10^5$ т. в год/ на число скважин	Расчёт производился по коэффициентам из Refinements 2019, так как в них не учитываются выбросы от разведки газовых скважин как в Руководящих принципах 2006 года
Бурение опробование и обслуживание газовых скважин	1,5 т. в год/ на число скважин	20,1 т. в год/ на число скважин	—	
Добыча нефти и газового конденсата	$4,3 \cdot 10^5$ т/тыс. м ³	$5,9 \cdot 10^4$ т/тыс. м ³		В виду значительно меньших объёмов добычи нефти на суше относительно уровня добычи на шельфе в Сахалинском регионе, для этой категории были применены параметры выбросов от добычи нефти на шельфе, указанные в Руководящих принципах 2006 года
Первичная переработка нефти	—	$2,18 \cdot 10^2$ т/тыс. м ³		МГЭИК 2006
Транспортировка нефти по трубопроводам	$4,90 \cdot 10^4$ т/тыс. м ³	$5,40 \cdot 10^3$ т/тыс. м ³		В регионе осуществляется транспорт нефти как трубопроводным так и морским транспортом, основным предприятием, которое осуществляет отгрузку нефти морским транспортом, является «Сахалин Энерджи».
Транспортировка нефти морским транспортом	—	$6,8 \cdot 10^2$ т/тыс. м ³		

Таблица 2. Коэффициенты для расчёта выбросов от операций в газовом секторе Сахалинского региона

Добыча природного газа				Использовались национальные коэффициенты выбросов разработанные по данным измерительных программ проводившихся на объектах Газпром в России
Первичная переработка природного газа	$4,29 \cdot 10^3$ т/млн. м ³	$2,13 \cdot 10^1$ т/млн. м ³		
Утечки при прокачке газа по магистральным трубопроводам	$7,38 \cdot 10^3$ т/млн. м ³	$1,84 \cdot 10$ т/млн. м ³		Оценка выбросов производилась по национальным коэффициентам скорректированным по данным Газпром об утечках метана на газотранспортных объектах.
Утечки при хранении природного газа	$1,10 \cdot 10^4$ т/млн. м ³	$2,50 \cdot 10^2$ т/млн. м ³		МГЭИК 2006
Утечки при газораспределении	$5,10 \cdot 10^2$ т/млн. м ³	$1,10 \cdot 10$ т/млн. м ³		МГЭИК 2006
Утечки при производстве СПГ	—	$8,18 \cdot 10^2$ т/тыс. м ³		3 уровень оценки, коэффициенты разработаны по данным об объёмах утечек и составе сырья компании «Сахалин Энерджи»

Таблица 3. Коэффициенты для расчёта выбросов от операций газоотведения и сжигания в Сахалинском регионе

Газоотведение при добыче нефти и газового конденсата	$1 \cdot 10^1$ т/тыс. м ³	$7,2 \cdot 10^1$ т/тыс. м ³	—	МГЭИК 2006
Сжигание в факелах при газодобыче	$5,62 \cdot 10^1$ т/млн. м ³	$1,86 \cdot 10^4$ т/млн. м ³	$2,10 \cdot 10^5$ т/млн. м ³	Использованы национальные коэффициенты выбросов разработанные по данным измерительных программ проводившихся на объектах Газпром в России
Сжигание в факелах при переработке газа			$2,95 \cdot 10^5$ т/млн. м ³	
Сжигание в факелах нефтяного попутного газа	$2,0 \cdot 10^3$ т/млн. м ³	$1,2 \cdot 10^1$ т/млн. м ³	$2,0 \cdot 10^2$ т/млн. м ³	МГЭИК 2006
Удаление кислых газов при производстве СПГ	$1,44 \cdot 10^1$ т/тыс.т			3 уровень оценки, коэффициенты разработаны по данным об объёмах утечек и составе сырья компании «Сахалин Энерджи»
Факельное сжигание при производстве СПГ	$9,35 \cdot 10$ т/тыс.т			

3.2 Результаты расчёта выбросов парниковых газов

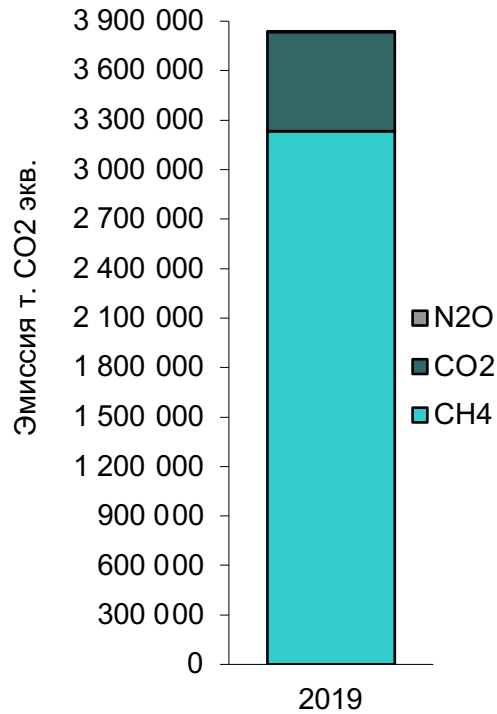


Рисунок 1 – Совокупная эмиссия и компонентный состав парниковых газов, выбрасываемых в секторе летучие выбросы по Сахалинскому региону в 2019 г.

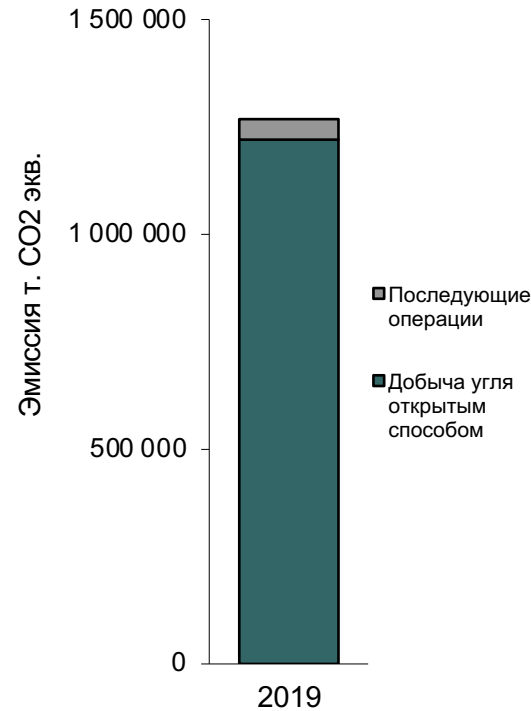


Рисунок 2 – Выбросы парниковых газов от операций с углём, т. CO₂ экв..

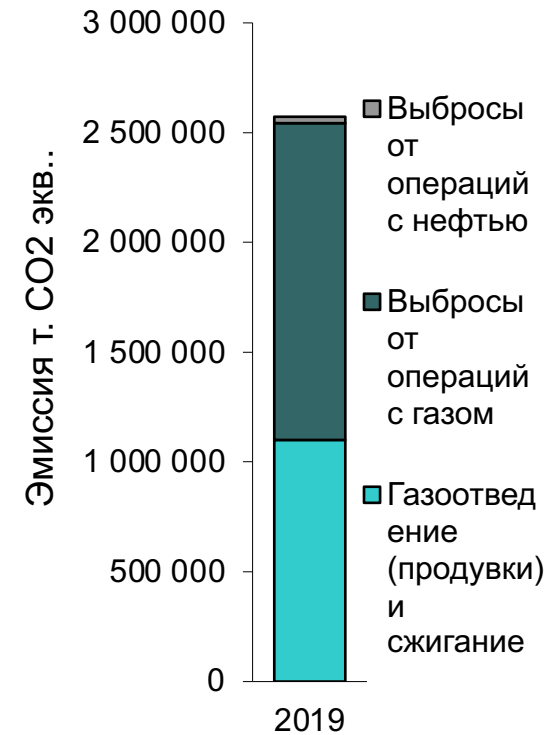


Рисунок 3 – Выбросы парниковых газов от операций с нефтью и газом, т. CO₂ экв.

- Совокупная эмиссия в эквиваленте CO₂ и компонентный состав парниковых газов, выбрасываемых в секторе летучие выбросы Сахалинского региона, приведены на рисунке 1: из которого видно, что в составе выбросов парниковых газов в целом по сектору преобладает метан – его вклад в совокупную эмиссию по сектору составил 84,2%, вклад диоксида углерода и оксида диазота составил 15,9% и менее 1% соответственно.
- Распределение профиля выбросов по основным направлениям деятельности в угледобывающей отрасли и нефтегазовом секторе приведены на рисунках 2 и 3 соответственно. Из рисунков видно, что большую часть выбросов по сектору летучие выбросы составляют эмиссии парниковых газов от операций в нефтегазовой отрасли 67%, в то время как вклад эмиссий от угледобычи составляет 32,9%.

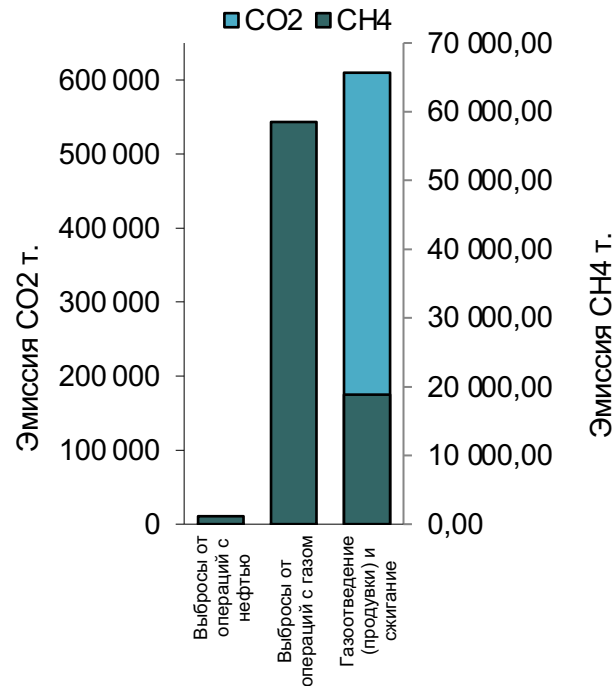


Рисунок 4 – Распределение выбросов парниковых газов по операциям в нефтегазовом секторе т.

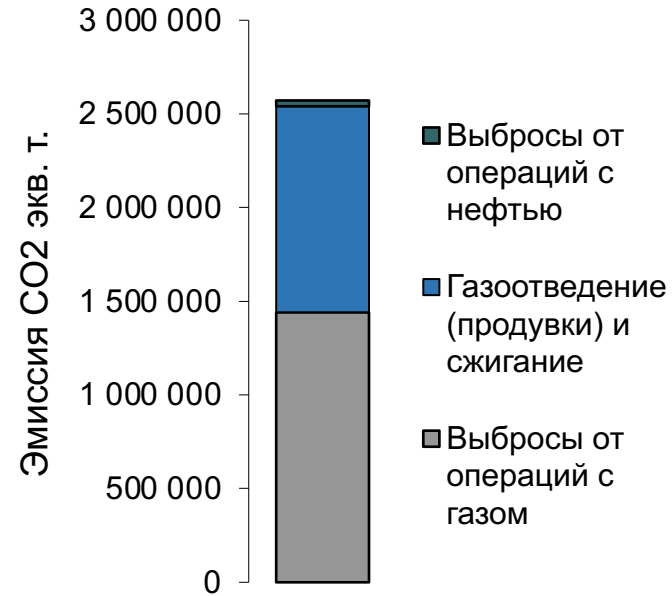


Рисунок 5 – Вклад операций в нефтегазовом секторе в общий выброс парниковых газов в CO₂ эквиваленте, т.

- Наибольший вклад в выброс метана в целом по нефтегазовому сектору вносят операции по транспортировке природного газа (приблизительно 55%). Наибольший вклад в выброс диоксида углерода вносит сжигание ПНГ, почти 99,9 %. Распределение выбросов парниковых газов по операциям в нефтегазовом секторе представлено на рисунке 4.
- Наибольший вклад в CO₂ эквиваленте вносят операции с природным газом (55%). Вклад операций в нефтегазовом секторе в общий выброс парниковых газов в CO₂ эквиваленте представлен на рисунке 5

Оценка выбросов парниковых газов за 2018-2010 г.

Год	Выбросы CO ₂ т.	Выбросы CH ₄ т.	Выбросы N ₂ O т.	Сумм CO ₂ экв. т.
2010	1 881 267,	75 484	19,48	3 774 193,65
2011	2 336 157	83 444	24,92	4 459 687,11
2012	2 902 188	87 994	31,05	5 111 294,03
2013	1 126 772	78 103	10,68	3 082 539,36
2014	1 003 853	81 524	9,28	3 044 724,35
2015	958 035,43	86 391	8,76	3 120 423,34
2016	1 691 273	100 909	17,17	4 219 118,17
2017	1 444 974	108 340	14,22	4 157 725,2
2018	1 140 108	122 472	10,73	4 205 113,73
2019	601 657	129 307	5,5	3 835 978,84

Выбросы, т. CO₂ экв

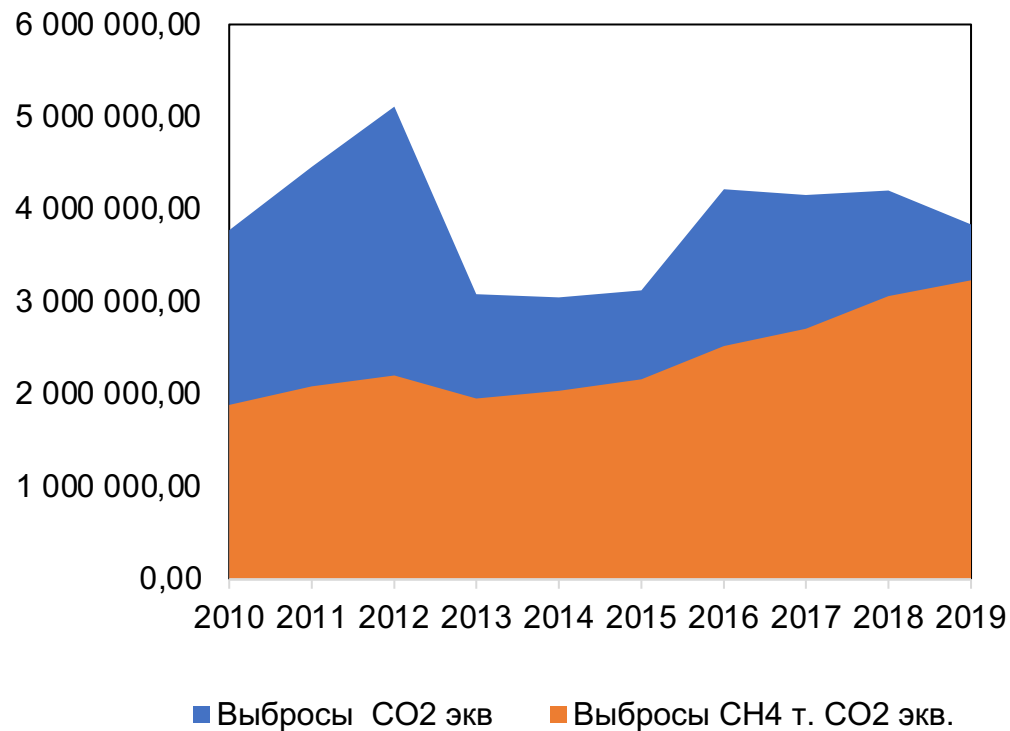


Рисунок 6 – Распределение выбросов по врев CO₂ эквиваленте,
т.

годы	Выбросы от добычи угля т. CO ₂ эквивалент	Выбросы от операций с нефтью т. CO ₂ эквивалент	Выбросы от операций с газом т. CO ₂ эквивалент	Выбросы от продувок и сжигания CO ₂ эквивалент
2019	1 263 231,27	30 012,71	1 441 947,57	1 100 787,29
2018	1 044 218,62	30 463,59	1 454 579,57	1 675 851,96
2017	746 567,52	29 552,30	1 385 659,41	1 995 945,98
2016	702 651,78	29 624,22	1 198 593,52	2 288 248,65
2015	517 229,78	26 698,42	1 157 582,23	1 418 912,92
2010	361 084,94	19 617,67	951 145,49	2 442 345,54

- Выбросы CO₂ эквивалента выросли на 1,6% в 2019 г. по отношению к 2010 году. Выбросы CH₄ выросли на 71% относительно 2010 года. Распределение выбросов по временному ряду с 2010 по 2019 год приведено на рисунке 6.

Таблица 3. Коэффициенты для расчёта выбросов от операций в угледобывающем и нефтегазовом секторе Сахалинского региона



Вид деятельности	Коэффициент эмиссии CO ₂	Коэффициент эмиссии CH ₄	Коэффициент эмиссии N ₂ O	комментарий
Открытая добыча угля		$5,626 \cdot 10^{-3}$ т/тыс.т		
Последующие операции		$2 \cdot 10^{-2}$ т/тыс.т		
Бурение опробование и обслуживание нефтяных скважин	12,44 т. в год/ на число скважин	$5,3 \cdot 10^{-2}$ т. в год/ на число скважин	$9 \cdot 10^{-5}$ т. в год/ на число скважин	Расчёт производился по коэффициентам из Refinements 2019, так как в них не учитываются выбросы от разведки газовых скважин как в Руководящих принципах 2006 года
Бурение опробование и обслуживание газовых скважин	1,5 т. в год/ на число скважин	20,1 т. в год/ на число скважин	—	
Добыча нефти и газового конденсата	$4,3 \cdot 10^{-5}$ т/тыс. м ³	$5,9 \cdot 10^{-4}$ т/тыс. м ³		В виду значительно меньших объёмов добычи нефти на суше относительно уровня добычи на шельфе в Сахалинском регионе, для этой категории были применены параметры выбросов от добычи нефти на шельфе, указанные в Руководящих принципах 2006 года
Первичная переработка нефти	—	$2,18 \cdot 10^{-2}$ т/тыс. м ³		МГЭИК 2006
Транспортировка нефти по трубопроводам	$4,90 \cdot 10^{-4}$ т/тыс. м ³	$5,40 \cdot 10^{-3}$ т/тыс. м ³		В регионе осуществляется транспорт нефти как трубопроводным так и морским транспортом, основным предприятием, которое осуществляет отгрузку нефти морским транспортом, является «Сахалин Энерджи».
Транспортировка нефти морским транспортом	—	$6,8 \cdot 10^{-2}$ т/тыс. м ³		
Добыча природного газа	$4,29 \cdot 10^{-3}$ т/млн. м ³ (1)	$2,13 \cdot 10^{-1}$ т/млн. м ³ (1)		Использовались национальные коэффициенты выбросов разработанные по данным измерительных программ проводившихся на объектах Газпром в России
Первичная переработка природного газа				
Утечки при прокачке газа по магистральным трубопроводам	$7,38 \cdot 10^{-3}$ т/млн. м ³ (1)	$1,84 \cdot 10^0$ т/млн. м ³ (2)		Оценка выбросов производилась по национальным коэффициентам скорректированным по данным Газпром об утечках метана на газотранспортных объектах.
Утечки при хранении природного газа	$1,10 \cdot 10^{-4}$ т/млн. м ³	$2,50 \cdot 10^{-2}$ т/млн. м ³		МГЭИК 2006
Утечки при газораспределении	$5,10 \cdot 10^{-2}$ т/млн. м ³	$1,10 \cdot 10^0$ т/млн. м ³		МГЭИК 2006
Утечки при производстве СНГ	—	$8,18 \cdot 10^{-2}$ т/тыс. м ³ (4)		3 уровень оценки, коэффициенты разработаны по данным об

Таблица 3. Коэффициенты для расчёта выбросов от операций в угледобывающем и нефтегазовом секторе Сахалинского региона



Вид деятельности	Коэффициент эмиссии CO ₂	Коэффициент эмиссии CH ₄	Коэффициент эмиссии N ₂ O	комментарий
Бурение опробование и обслуживание нефтяных скважин	12,44 т. в год/ на число скважин	5,3•10 ⁻² т. в год/ на число скважин	9•10 ⁻⁵ т. в год/ на число скважин	Расчёт производился по коэффициентам из Refinements 2019, так как в них не учитываются выбросы от разведки газовых скважин как в Руководящих принципах 2006 года
Бурение опробование и обслуживание газовых скважин	1,5 т. в год/ на число скважин	20,1 т. в год/ на число скважин	—	
Добыча нефти и газового конденсата	4,3 • 10 ⁻⁵ т/тыс. м ³	5,9 • 10 ⁻⁴ т/тыс. м ³		В виду значительно меньших объёмов добычи нефти на суше относительно уровня добычи на шельфе в Сахалинском регионе, для этой категории были применены параметры выбросов от добычи нефти на шельфе, указанные в Руководящих принципах 2006 года
Первичная переработка нефти	—	2,18 • 10 ⁻² т/тыс. м ³		МГЭИК 2006
Транспортировка нефти по трубопроводам	4,90 • 10 ⁻⁴ т/тыс. м ³	5,40 • 10 ⁻³ т/тыс. м ³		В регионе осуществляется транспорт нефти как трубопроводным так и морским транспортом, основным предприятием, которое осуществляет отгрузку нефти морским транспортом, является «Сахалин Энерджи».
Транспортировка нефти морским транспортом	—	6,8 • 10 ⁻² т/тыс. м ³		
Добыча природного газа	4,29 • 10 ⁻³ т/млн. м ³ ⁽¹⁾	2,13 • 10 ⁻¹ т/млн. м ³ ⁽¹⁾		Использовались национальные коэффициенты выбросов разработанные по данным измерительных программ проводившихся на объектах Газпром в России
Первичная переработка природного газа				
Утечки при прокачке газа по магистральным трубопроводам	7,38 • 10 ⁻³ т/млн. м ³ ⁽¹⁾	1,84 • 10 ⁰ т/млн. м ³ ⁽²⁾		Оценка выбросов производилась по национальным коэффициентам скорректированным по данным Газпром об утечках метана на газотранспортных объектах.



Разведка (бурение, опробование и обслуживание действующих нефтяных скважин) 1.В.2.А.1

- Выбросы от всех подкатегорий сектора 1.В.2. рассчитывались по общей формуле расчёта :
- $E = A_{Da} \times E_{fa}$
- Где:
- E – эмиссии конкретного парникового газа(Гг, т)
- A_{Da} – данные об объёме операционной деятельности;
- E_{fa} – коэффициент выброса парникового газа от операции с углеводородным сырьём (Гг / объём операционной деятельности).

Примечание*

Расчёт производился по коэффициентам из Refinements 2019, так как в них не учитываются выбросы от разведки газовых скважин как в Руководящих принципах 2006 года

Исходные данные	Источник	Рекомендации
Данные о количестве законченных бурением скважин на нефть в отчётном году	Данные ЮЛ и ИП	Сбор статистики по скважинному фонду в целом по региону с разделением на газовые и нефтяные скважины.

Добыча нефти (на шельфе) 1.В.2.А.2

- В виду значительно меньших объёмов добычи нефти на суше относительно уровня добычи на шельфе в Сахалинском регионе, для этой категории были применены параметры выбросов от добычи нефти на шельфе, указанные в Руководящих принципах 2006 года

Исходные данные	Источник	Рекомендации
Данные об объёме добычи нефти	Статформа 3.3 «Производство продукции в натуральном выражении», Сахалинстат	

Транспортировка (трубопроводный, железнодорожный, морской) 1.В.2.А.3

- В регионе осуществляется транспорт нефти как трубопроводным так и морским транспортом, основным предприятием, которое осуществляет отгрузку нефти морским транспортом, является «Сахалин Энерджи».

Исходные данные	Источник	Рекомендации
Данные об объёме транспорта нефти трубопроводным и морским транспортом	Статформа 3.3 «Производство продукции в натуральном выражении», Сахалинстат и данные ЮЛ и ИП	

Первичная переработка (перегонка) и хранение нефти 1.В.2.А.4

- Для оценки этой категории использовались коэффициенты по умолчанию из Руководящих принципов МГЭИК

Исходные данные	Источник	Рекомендации
Данные о количестве нефти поступившей на переработку	Данные ЮЛ и ИП	Предоставление предприятиями статистики по первичной переработке в установленных статформах

Транспорт газового конденсата 1.В.2.А.6

- Были использованы коэффициенты по умолчанию из Руководящих принципов 2006 года

Исходные данные	Источник	Рекомендации
Данные о количестве добытого газового конденсата	Статформа 3.3 «Производство продукции в натуральном выражении», Сахалинстат	

Бурение, опробование и обслуживание действующих газовых скважин 1.В.2.В.1

- Расчёт производился по коэффициентам из Refinements 2019, так как в них не учитываются выбросы от разведки газовых скважин как в Руководящих принципах 2006 года

Исходные данные	Источник	Рекомендации
Данные о количестве законченных бурением скважин на газ	Данные ЮЛ и ИП	Предоставление статистики по скважинному фонду в целом по региону с разделением по видам скважин в ежегодных бюллетенях

Исходные данные

1.В.2. b выбросы от операций с газом

Бурение, опробование и обслуживание действующих газовых скважин	Данные о количестве законченных бурением скважин на газ	Данные ЮЛ и ИП	Предоставление статистики по скважинному фонду в целом по региону с разделением по видам скважин в ежегодных бюллетенях	1.В.2.В.1
Добыча	Данные об объёме добычи природного газа	Статформа 3.3 «Производство продукции в натуральном выражении», Сахалинстат		1.В.2.В.2
Первичная переработка (подготовка)				1.В.2.В.3
Транспортировка и хранение	Данные о количестве товарного газа (ПНГ + природный газ), транспортируемого по магистральным трубопроводам	Данные ЮЛ и ИП	Смена статуса конфиденциальности данных в стат формах региона. Учёт магистрального транспорта подготовленного ПНГ в общем объёме магистрального транспорта газа	1.В.2.В.4
Распределение ПНГ и природного газа	Данные о распределении газа (ПНГ + природный газ)	Статформа 3.3 «Производство продукции в натуральном выражении», Сахалинстат	Следует учитывать объём ПНГ, который также распределяется предприятиям как и природный газ	1.В.2.В.5
Производство СПГ (утечки от производства хранения и транспортировки)	Объём неконтролируемых утечек при производстве СПГ	Данные ЮЛ и ИП	Составление полного баланса ТЭР по региону для учёта данных потерь	1.В.2.а.iii.3

Добыча 1.В.2.В.2 и Первичная переработка (подготовка) 1.В.2.В.3

- Для оценки выбросов от категории использовались национальные коэффициенты выбросов разработанные по данным измерительных программ проводившихся на объектах Газпром в России компанией Рургаз.

Исходные данные	Источник	Рекомендации
Данные об объёме добычи природного газа	Статформа 3.3 «Производство продукции в натуральном выражении», Сахалинстат	

Транспортировка и хранение 1.В.2.В.4

- Одна из ключевых категорий, имеющая большой вклад в общий выброс парниковых газов. Оценка выбросов производилась по национальным коэффициентам скорректированным по данным Газпром об утечках метана на газотранспортных объектах.

Исходные данные	Источник	Рекомендации
Данные о количестве товарного газа (ПНГ + природный газ), транспортируемого по магистральным трубопроводам	Данные ЮЛ и ИП	Смена статуса конфиденциальности данных в стат формах региона. Учёт магистрального транспорта подготовленного ПНГ в общем объёме магистрального транспорта газа

Распределение (потребление) попутного нефтяного и природного газа 1.B.2.B.5

- Оценка выбросов в данной категории проводилась с применением коэффициентов по умолчанию указанных в Руководящих принципах 2006 года

Исходные данные	Источник	Рекомендации
Данные о распределении газа (ПНГ + природный газ)	Статформа 3.3 «Производство продукции в натуральном выражении», Сахалинстат	Распределение газа производится по трубопроводам с меньшим давлением чем магистральные, что обуславливает меньшие выбросы метана в данной категории. Следует учитывать объём ПНГ, который также распределяется предприятиям как и природный газ

Производство СПГ (утечки от производства хранения и транспортировки) 1.В.2.а.iii.3

- Оценка выбросов от данной категории проводилась по 3 уровню с применением коэффициентов разработанных по данным об объёмах утечек и составе сырья компании «Сахалин Энерджи»

Исходные данные	Источник	Рекомендации
Объём неконтролируемых утечек при производстве СПГ	Данные ЮЛ и ИП	Составление полного баланса ТЭР по региону для учёта данных потерь

Нефть	Данные об объёме добычи нефти	Статформа 3.3 «Производство продукции в натуральном выражении», Сахалинстат		1.B.2.C.1.1
Природный газ	Данные об объёме добычи природного газа	Статформа 3.3 «Производство продукции в натуральном выражении», Сахалинстат		1.B.2.C.1.2
Природный газ				1.B.2.C.2.2
Попутный нефтяной газ	Данные об объёме сжигания ПНГ	Статформа 3.3 «Производство продукции в натуральном выражении», Сахалинстат		1.B.2.C.2.1
Удаление кислых газов при производстве СПГ	Объём удаления кислых газов, объём подачи топливного газа для сжигания кислого газа, объём факельного сжигания при производстве СПГ	Данные ЮЛ и ИП	Предоставление компанией удельных коэффициентов выбросов относительно производства СПГ с разделением по	1.B.2.a.iii.3
Факельное сжигание при производстве СПГ				1.B.2.a.iii.3

Добыча нефти и газового конденсата продувка и отведение 1.В.2.С.1.1

- Оценка выбросов от данной категории проводилась с использованием коэффициентов выбросов из Руководящих принципов МГЭИК

Исходные данные	Источник	Рекомендации
Данные об объёме добычи нефти	Статформа 3.3 «Производство продукции в натуральном выражении», Сахалинстат	

Технологические продувки кислого газа через свечи (производство СПГ) 1.В.2.а.iii.3

- Оценка выбросов от данной категории проводилась по уровню 3 с применением коэффициентов разработанных по данным об объёмах рассеивания кислых газов и составе отходящих газов компании «Сахалин Энерджи».

Исходные данные	Источник	Рекомендации
Объём рассеивания кислых газов	Данные ЮЛ и ИП	Предоставление компанией удельных коэффициентов выбросов относительно производства СПГ с разделением на конкретные операции (стационарное сжигание, фугитивные выбросы, и.т.д.)

Сжигание природного газа при добыче и подготовке 1.B.2.C.1.2 и 1.B.2.C.2.2

- Для оценки выбросов от категории использовались национальные коэффициенты выбросов разработанные по данным измерительных программ проводившихся на объектах Газпром в России компанией Рургаз.

Исходные данные	Источник	Рекомендации
Данные об объёме добычи природного газа	Статформа 3.3 «Производство продукции в натуральном выражении», Сахалинстат	

Сжигание попутного нефтяного газа 1.В.2.С.2.1

- Оценка выбросов от данной категории проводилась с применением коэффициентов из Руководящих принципов 2006 года по уровню 1b

Исходные данные	Источник	Рекомендации
Данные об объёме сжигания ПНГ	Статформа 3.3 «Производство продукции в натуральном выражении», Сахалинстат	

Удаление кислых газов и факельное сжигание при производстве СПГ 1.В.2.а.iii.3

- Оценка выбросов от данной категории проводилась по уровню 3 с применением коэффициентов разработанных по данным об объёмах удаления кислых газов, факельного сжигания природного газа и составе сырья завода СПГ компании «Сахалин Энерджи». Данная категория вносит значимый вклад в выбросы парниковых газов от сектора.

Исходные данные	Источник	Рекомендации
Объём удаления кислых газов, объём подачи топливного газа для сжигания кислого газа, объём факельного сжигания при производстве СПГ	Данные ЮЛ и ИП	Предоставление компанией удельных коэффициентов выбросов относительно производства СПГ с разделением на конкретные операции (стационарное сжигание, фугитивные выбросы, и.т.д.)



Вид деятельности		Средне опробование и обслуживание нефтяных скважин		Средне опробование и обслуживание газовых скважин		Добыча нефти и газового конденсата	Первичная переработка нефти	Транспортировка нефти по трубопроводам	Транспортировка нефти морским транспортом	Добыча природного газа	Первичная переработка природного газа	Утечки при прокачке газа по магистральным трубопроводам	Утечки при прокачке природного газа	Утечки при газораспределении	Утечки при производстве СПГ	Газоотделение при добыче нефти и газового конденсата	Газоотделение при транспорте природного газа	Сжигание в факелах при газодобыче	Сжигание в факелах при переработке газа	Сжигание в факелах нефтяного полуготового газа	Удаление вредных газов при производстве СПГ	Факельное сжигание при производстве СПГ
Коэффициент	эмиссии CO ₂	12,44 т. в год/	на число скважин	1,5 т. в год/	на число скважин	4,3 • 10 ⁻⁵ т/тыс. м ³	—	4,90 • 10 ⁻⁴ т/тыс. м ³	—	4,29 • 10 ⁻³ т/млн. м ³ (1)	7,38 • 10 ⁻³ т/млн. м ³ (1)	1,10 • 10 ⁻⁴ т/млн. м ³	5,10 • 10 ⁻² т/млн. м ³	—	1 • 10 ⁻¹ т/тыс. м ³	Учтено при других расчетах	5,62 • 10 ⁻¹ т/млн. м ³ (1)	2,0 • 10 ³ т/млн. м ³	1,44 • 10 ¹ т/тыс. т	1,44 • 10 ¹ т/тыс. т	9,35 • 10 ⁴ т/тыс. т	
Коэффициент	эмиссии CH ₄	5,3 • 10 ⁻² т. в год/	на число скважин	20,1 т. в год/	на число скважин	5,9 • 10 ⁻⁴ т/тыс. м ³	2,18 • 10 ⁻² т/тыс. м ³	5,40 • 10 ⁻³ т/тыс. м ³	6,8 • 10 ⁻² т/тыс. м ³	2,13 • 10 ⁻¹ т/млн. м ³ (1)	1,84 • 10 ⁻² т/млн. м ³ (1)	2,50 • 10 ⁻² т/млн. м ³	1,10 • 10 ⁰ т/млн. м ³	8,18 • 10 ⁻² т/тыс. м ³ (1)	7,2 • 10 ⁻¹ т/тыс. м ³							
Коэффициент эмиссии N ₂ O		9 • 10 ⁻⁴ т. в год/	на число скважин	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2,10 • 10 ⁻⁴ т/млн. м ³	2,95 • 10 ⁻⁵ т/млн. м ³	2,0 • 10 ⁻² т/млн. м ³	—	—	