



**Уральский
федеральный
университет**

имени первого Президента
России Б.Н.Ельцина

**Институт Строительства
и Архитектуры**

Всероссийская научная конференция
«РИСК-ОРИЕНТИРОВАННЫЕ МЕЖДИСЦИПЛИНАРНЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ
СОЦИОТЕХНИЧЕСКИХ ИНФРАСТРУКТУР»

РОМТПЭСИ-2026



28–30 мая 2026 г., Екатеринбург

Carbon footprint of the global infrastructure

УГЛЕРОДНЫЙ СЛЕД ГЛОБАЛЬНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

Т.Г. Ковальчук, С.А. Тимашев

НИЦ «Надежность и ресурс больших систем и машин» УрО РАН,
Екатеринбург, Россия

УрФУ, Екатеринбург, Россия

TimashevS@gmail.com

Основные понятия

Парниковый эффект (ПЭ) – это способность атмосферы задерживать часть теплового излучения поверхности планеты, что приводит к аккумуляции тепла климатической системой планеты в тропосфере – нижнем слое атмосферы.

Парниковый газ (ПГ) – это газ природного или антропогенного (возникшего в результате деятельности человека) происхождения, который поглощает тепловую энергию Земли, удерживает её, создавая тот самый парниковый эффект. Можно сказать, что парниковый эффект – это результат действия своеобразного одеяла из парниковых газов, которое окутывает поверхность Земли, согревает её и защищает от переохлаждения.

Углеродный след (УС) – это то количество парниковых газов, которое попадает в атмосферу в процессе человеческой деятельности. Хотя существует несколько видов парниковых газов, но УС измеряется в единицах массы или объема эквивалента углекислого газа (CO_2 -экв.), и объемы всех парниковых газов по специальным формулам парникового воздействия пересчитываются в объемы углекислого газа. УС оставляет каждый человек, организация, отрасль, страна, любой продукт, услуга и др.

Эмиссия ПГ – это выброс парниковых газов в атмосферу; образовано от английского слова «emission», означающего «выпуск», «выброс». Те объекты/субъекты, которые производят выбросы ПГ (страны, города, производства и т.д.) называют *эмитентами*.

Основные парниковые газы атмосферы Земли

Газ	Химическая формула	Вклад по объему (%)
Водяной пар	H_2O	36–72 %
Диоксид углерода	CO_2	9–26 %
Метан	CH_4	4–9 %
Озон	O_3	3–7 %
Оксид азота	N_2O	1–3 %
Ф-газы (фторсодержащие газы)	ГФУ, ПФУ, SF_6 , NF_3	< 2 %

Антропогенные источники парниковых газов

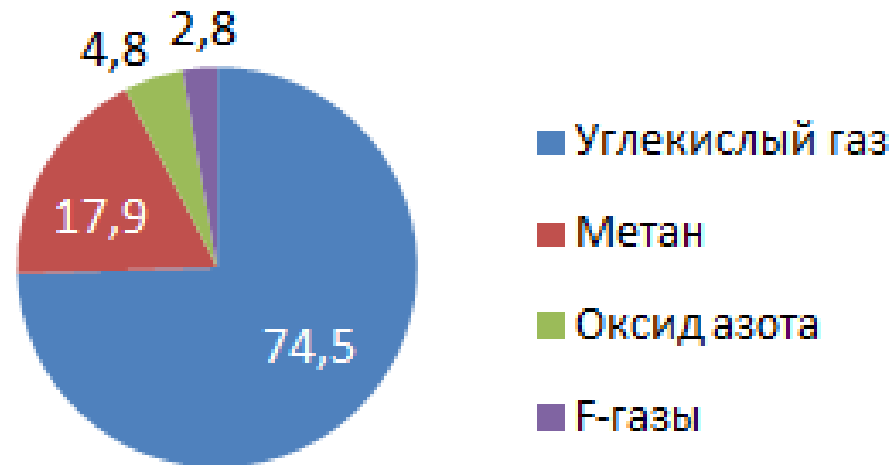
Газ	Источник
Диоксид углерода CO_2	Сжигание ископаемого топлива; сжигание биомассы, включая обеслесивание; некоторые промышленные процессы (например, производство цемента).
Метан CH_4	Свалки, сельское хозяйство и животноводство, добыча угля, нефти и природного газа (около 13 % совокупных выбросов метана приходится на нефтегазовый сектор).
Оксид азота N_2O	Использование азотных удобрений и навоз. Газ разрушает стратосферный озоновый слой, который защищает Землю от вредного ультрафиолетового излучения Солнца.
F-газы	Промышленные процессы (напр., в полупроводниковой промышленности, производстве магния); использование в холодильном оборудовании, системах кондиционирования и тепловых насосах; высоковольтные электроустановки.

Потенциал глобального потепления

Потенциал глобального потепления (ПГП) – это коэффициент, определяющий степень воздействия различных парниковых газов на глобальное потепление относительно принятого за эталон газа CO_2 , чей ПГП равен 1. ПГП показывает сколько тепловой энергии будет поглощено за определённый период времени выбросами 1 тонны газа в сравнении с выбросами 1 тонны CO_2 .

Газ	Химическая формула	Потенциал глобального потепления GWP		
		20 лет (GWP20)	100 лет (GWP100)	500 лет (GWP500)
Диоксид углерода	CO_2	1	1	1
Метан	CH_4	$82,5 \pm 25,8$	$29,8 \pm 11$	$10,0 \pm 3,8$
Оксид азота	N_2O	273 ± 118	273 ± 130	130 ± 64
Ф-газы	ГФУ, ПФУ, SF_6 , NF_3		от 14 800 до 23 500	

Глобальные выбросы по видам газов в 2024 г. (%)



Источник: EDGAR, 2025. https://edgar.irc.ec.europa.eu/report_2025#data_download

УС по секторам экономики

Основными секторами-эмитентами как в мировой, так и страновых экономиках являются:

- (1) энергетика,**
- (2) промышленность (химические и физические процессы, не связанные с энергетикой),**
- (3) сельское, лесное хозяйство, землепользование и изменения в землепользовании, а также**
- (4) захоронение и переработка отходов.**

Углеродный след нефтегазовой промышленности: современное состояние





Постановка задачи

Для квалифицированной состоятельной оценки экологического/углеродного следа НГС ТЭК РФ необходимо провести специфический анализ их полного жизненного цикла (ПЖЦ) на предмет оценки

- 1) величины углеродного следа НГС как случайную функцию времени и**
- 2) его вклад в отраслевой УС, влияющий на изменение климата планеты.**

Полный жизненный цикл (ЖЦ) любой инфраструктуры НГС состоит из:

- (1) добычи сырья, необходимого для создания этой инфраструктуры;**
- (2) обработки материалов, изготовления компонентов нефтегазовой инфраструктуры (НГИ);**
- (3) строительства инфраструктуры;**
- (4) гидроиспытания трубопровода НГИ для проверки на наличие дефектов;**
- (5) эксплуатации системы, включая ее диагностику, мониторинг и плановый мейнтенанс;**
- (6) восстановления инфраструктуры после каждой аварии и**
- (7) её утилизации после срока полезного использования.**

Углеродный след НГ инфраструктуры является индикатором экологической эффективности её использования на всех этапах её жизненного цикла, поэтому представляет большой интерес для общественности и инвесторов. Лица, принимающие решения (ЛПР) о способах эксплуатации НГИ, должны (в контексте Парижского соглашения) учитывать отдельно размер создаваемого ими текущего и кумулятивного УС и дисконтированную стоимость его нейтрализации, с учетом влияния изменения климата на УС НГИ.

В условиях динамической многофакторной неопределенности современного мира управление НГИ осуществляется по критериям безопасности и риска – определяющими индикаторами качества их функционирования. При этом целевая функция (ЦФ) управления риском сводится к минимизации обобщенной стоимости эксплуатации объекта НГИ на отрезке времени «от зачатия/колыбели до могилы».

С математической точки зрения задача управления риском НГИ ставится как задача оптимизации целевой функции, которая в контексте рассматриваемой задачи должна адекватно отражать суммарные приведенные затраты в течение всего жизненного цикла на:

- 1) создание и утилизацию НГИ;**
- 2) техническое обслуживание, ремонт и восстановление из-за возможных аварийных ситуаций;**
- 3) восстановление нарушенного (из-за производственной деятельности системы) экологического баланса окружающей среды;**
- 4) компенсацию УС системы и**
- 5) восстановление утраченного человеческого здоровья и монетарную компенсацию возможной потери жизней при эксплуатации НГИ.**

В самом общем случае задача определения техногенного риска, трактуемого как произведение вероятности отказа (ВО) на его последствия (потери/ущерб), выраженного в монетарной форме, решается как задача оптимизации целевой функции управления рисками эксплуатации НГИ, которая сводится к интегральной стоимости владения НГИ на её полном ЖЦ:

$$_{\text{НГИ}} C_{\Sigma} = C_{\Sigma,c} + C_{\Sigma,in} + C_{\Sigma,r} + C_{\Sigma,cf} + C_{\Sigma,hl} \quad (1)$$

$C_{\Sigma,c}$ – общая стоимость проектирования, строительства и пуска НГИ в эксплуатацию, а также её утилизации после завершения срока службы;

$C_{\Sigma,in}$ – общая стоимость всех инспекций на ЖЦ НГИ;

$C_{\Sigma,r}$ – общая стоимость всех ремонтов/ восстановления на ЖЦ НГИ, в том числе, после аварий и катастроф;

$C_{\Sigma,cf}$ – суммарные затраты на компенсацию вреда от УС;

$C_{\Sigma,hl}$ – стоимость восстановления утраченных человеческого здоровья и объём монетарной компенсации возможной потери жизней на протяжении ЖЦ НГИ.

При решении задачи оценки и минимизации размера УС необходимо учитывать следующие обстоятельства.

Размер УС при создании НГИ определяется целями создания объекта; при этом размер УС подчинен этим целям и не может быть ограничивающим фактором. Из этого следует, что компенсация УС, вызванного строительством и пуском в эксплуатацию НГИ, может потребовать использование специальных финансовых инструментов (например, посадки определенного количества быстрорастущих и обладающей высокой поглощающей способностью пород деревьев). При этом размер УС при утилизации такой НГИ также является некоторой функцией её первоначальной цели.

Основной углеродный шлейф возникает при эксплуатации НГИ. Он является функцией объема и качества диагностики, мониторинга, мейнтенанса трубопровода, а также последствий разгерметизации НГИ в результате инцидентов, аварий и катастроф.

Поскольку все эти эксплуатационные события моделируются при построении множества сценариев ЖЦ НГИ, необходимых для оценки и минимизации эксплуатационного риска, величина УС получается при этом как естественное следствие рассматриваемого сценария. При этом минимизация УС при каждом виртуальном нарушении целостности трубопровода или сосуда НГИ возможна в процессе принятия очередного решения. Это позволяет эффективно управлять размером углеродного шлейфа за счёт выбора оптимального проекта системы и оптимальных технологий инспекции, планового ремонта и восстановления НГИ после разгерметизации или аварии.

Меры компенсации УС инфраструктуры

- (1) приобретение квот на выбросы у других нефтегазотранспортных компаний, которые смогли сократить свои выбросы ниже установленных лимитов;**
- (2) инвестиции в проекты по снижению выбросов (например, в возобновляемые источники энергии) или в компенсационные проекты (лесопосадки);**
- (3) покупка сертификатов у специализированных организаций, которые финансируют проекты по снижению выбросов ПГ.**

Углеродный след аварии или чрезвычайной ситуации

Следует отметить, что в настоящее время количественное определение фугитивных выбросов парниковых газов в случае аварии НГИ не производится [2], что является серьезнейшим упущением, так как не позволяет оприходовать значительную часть выбросов, влияющих на изменение климата. При авариях по факту определяют размер утечек и оценивают ущерб, в т.ч. количество выбросов ПГ.

Для исключения нарушений работы нефтегазопроводов и аварийных ситуаций проводятся регулярная их диагностика и обследования с целью обнаружения и оценки деформаций, дефектов сварки, вмятин, повреждений защиты трубопровода, а также возможных утечек природного газа. Также осуществляется мониторинг эксплуатационных параметров трубопроводов и сосудов: давления, температуры.

Основной причиной кумулятивного роста углеродного следа НГИ является разгерметизация её трубопровода под давлением, сопровождаемая высвобождением газоконденсата или сырой нефти. Возможные причины (факторы риска) разгерметизации трубопровода и конструкционные и технологические меры снижения вероятности проявления этих рисков представлены в табл. 1. Эти меры, по своей сути, являются пассивными или активными предупредительными барьерами, которые снижают вероятность реализации рисков разгерметизации НГИ.

Таблица 1. Предупредительные барьеры для нефтегазопроводов, снижающие вероятности реализации рисков и тяжести их последствий

Факторы риска	Превентивные меры
Внешняя коррозия	• Припуск на коррозию, рассчитанный на период 30-летней эксплуатации трубопровода; • внешнее антикоррозионное покрытие трубопровода; • катодная защита, рассчитанная на период 30-летней эксплуатации трубопровода; • проведение инспекции по определению толщины трубопровода и наличия дефектов, вызванных коррозией.
Внутренняя коррозия	• Припуск на коррозию, рассчитанный на период 30-летней эксплуатации трубопровода; • внутреннее защитное покрытие трубопровода; • проведение инспекции по определению толщины трубопровода и наличия дефектов, вызванных коррозией.
Механические повреждения	• Защита трубопровода защитным кожухом; • <i>мониторинг</i> судов, проходящих зону проложенного трубопровода, а также отметка в навигационной карте места расположения подводного трубопровода; • разрешение на проведение любых операций вблизи трубопровода.

Факторы риска	Превентивные меры
Землетрясение	• Конструкция трубопровода, способная выдерживать максимальную сейсмическую активность, зафиксированную в этой зоне в течение 2000 лет; • мониторинг сейсмической активности в зоне возможной досягаемости трубопровода.
Ледовое воздействие (стамухи, торосы)	• Конструкция трубопровода, способная выдерживать ледовые воздействия в течение всего периода эксплуатации; • ежегодный осмотр трубопровода с целью определения воздействия со стороны ледовых образований.
Внутренняя эрозия	• Антифрикционное покрытие, обеспечивающее защиту внутренней стальной поверхности трубопровода; • фильтрация транспортируемого продукта с целью максимального удаления эрозионных примесей.
Превышение предельно допустимого уровня давления	• Конструкция трубопровода, способная выдерживать повышение давления; • контроль параметров транспортируемого продукта; • тренинги для операторов, обслуживающих трубопровод; • строгий контроль всех операций, проводимых с трубопроводом; • оснащение трубопровода системой предохранительных клапанов.

Факторы риска	Превентивные меры
Ошибки эксплуатации, ВТД, и восстановления	• <i>Конструкция</i> трубопровода, обеспечивающая беспрепятственное прохождение снаряда; • <i>разрешение (наряд-допуск)</i> на проведение операции с использованием снаряда; • <i>проведение операций</i> обученным персоналом.
Ошибки мейнтенанса технического обслуживания	• Проведение <i>технического обслуживания</i> строго по существующей программе технического обслуживания; • <i>разрешение (наряд-допуск)</i> на проведение соответствующих работ любого технического обслуживания; • проведение <i>технического обслуживания</i> специально обученным персоналом.
Скрытые дефекты материала и/или сварных швов	• Оценка и <i>контроль</i> качества в процессе строительства трубопровода; • <i>опрессовка</i> трубопровода перед вводом его в эксплуатацию; • проверка трубопровода с помощью <i>снарядов-дефектоскопов</i>.

Ни один из этих *предупредительных* барьеров (и даже все они вместе) не гарантирует НГИ от разгерметизации, поэтому на практике их дополняют *парирующими* барьерами, которые призваны снизить последствия разгерметизации НГИ [7].

На рис. 1, в качестве примера, приведена диаграммы «галстук-бабочка» (ДГБ) с предупредительными (слева) и парирующими (справа) барьерами для случая воздействия внешней и внутренней коррозии.

Воздействия



Предупредительные барьеры:

- 1 – припуск на коррозию, рассчитанный на период 30-летней эксплуатации трубопровода;
- 2 – внешнее антикоррозионное покрытие трубопровода;
- 3 – катодная защита, на период 30-летней эксплуатации трубопровода;
- 4 – инспекция по определению толщины трубопровода и наличия дефектов, вызванных коррозией;
- 5 – внутреннее защитное покрытие трубопровода.

Парирующие барьеры (меры восстановления):

- 1 – система обнаружения утечек;
- 2 – аварийная остановка: сброс давления через факельную систему морской добывающей платформы;
- 3 – система предупреждения и тушения пожаров;
- 4 – план ликвидации утечки,
- 5 – план ликвидации аварии.

Рис. 1. Диаграмма «галстук-бабочка» для МПТ при воздействии внешней и внутренней коррозии

Выброс из газопровода может привести к образованию облака топливовоздушной смеси (ТВС) и последующему её воспламенению, с образованием горящего факела или к пожару пролива (по типу горящего факела) [8]. Выброс многофазной углеводородной среды может нанести серьезный ущерб окружающей среде и привести к потере продукции вследствие блокировки канала экспорта в период устранения последствий [8].

В свете Парижского соглашения, процедуры анализа риска, осуществляемые на этапе проектирования НГИ, должны не только оценить их уровень безопасности, но и давать оценку УС проекта. На стадии риск-ориентированной эксплуатации НГИ необходимо планировать и осуществлять организационные и технические меры минимизации УС, за счет обеспечения высокой надежности НГИ по критерию его целостности.

Выводы по оценке углеродного следа НГИ

- Необходимо инициировать тематику по оценке величины УС возникающего от утечек и аварий НГИ, которые не подпадают, в настоящее время, под приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 27.05.2022 № 371.
- Целесообразно ввести обязательную паспортизацию каждого объекта нефтегазовой промышленности на предмет его УС. Этот паспорт необходимо подтверждать ежегодно. Наличие таких паспортов позволит осуществлять мониторинг отраслевого УС и скорость приближения УС ТЭК России к нулевому выбросу. Для заполнения паспорта необходимо проводить регулярный анализ выбросов ПГ на протяжении всего ЖЦ НГИ с непременным учетом аварийных выбросов.
- Самые большие выбросы на ЖЦ НГИ генерируются на этапах их возведения и эксплуатации. С ростом протяженности и пропускной способности НГИ увеличивается и его УС.
- Для снижения выбросов ПГ в атмосферу приоритетом становится применение энергоэффективной техники и технологического оборудования, использование ГПА нового поколения с малоэмиссионными камерами сгорания.

Список источников

1. Vygon G., Yezhov S., Kolbikova E., et al. (2021). Euro TOUR: the price of the issue. VYGON Consulting. –
2. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов».
3. GHG Protocol Corporate Standard Accounting and Reporting.
4. ISO 14064-1:2018 «Greenhouse gases. Part 1: Specification with guidance at the organization level for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals».
5. Xu S., Wang J., Sun H., Huang L., Xu N., Liang Y. (2022). Life cycle assessment of carbon emission from natural gas pipelines. Chemical Engineering Research and Design, 185:267–280.
6. Сторожева А.Е., Сторожева М.Е. Надежность и риски подводного многофазного трубопровода» опубликована в журнале // Neftegaz.RU, №11, 2021. – URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/transportirovka/707863-nadezhnost-i-riski-podvodnogo-mnogofaznogo-truboprovoda-/> (дата обращения: 12.09.2024)
7. Сивоконь И.С. Риски: структура и анализ. – М.–Вологда : Инфо-Инженерия, 2024.
8. Самусева Е.А. Анализ опасности морских трубопроводов для количественной оценки риска аварий. – М. : ЗАО «НТЦ Исследований промышленной безопасности», 2011.

Спасибо за внимание!