

ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ

Обзорная статья

УДК 662.769.2+622.691.4

EDN: LWBKAI

Перспективы и проблемы использования магистральных газопроводов и распределительных газовых сетей для транспортировки смесей метана и водорода: зарубежный опыт**К.И. Якубсон** ✉

Институт проблем нефти и газа РАН, Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Аннотация. Использование существующей газотранспортной системы для транспортировки и распределения смесей метана и водорода является важным этапом декарбонизации различных секторов современной экономики. В обзоре на основе анализа зарубежных публикаций рассмотрены результаты экспериментальных исследований, оценивающих влияние водорода на нарушение целостности магистральных газопроводов, обусловленное развитием процессов водородного охрупчивания и трещиноватости в металле стальных труб и сварных швов, на проницаемость полиэтиленовых труб. Приведены основные характеристики различных технологий выделения водорода из метан-водородных смесей, их эффективности и стоимости. Проанализированы основные результаты проводившихся в различных странах демонстрационных проектов и сформулированные на их основе требования к модернизации существующих газотранспортных систем, необходимые для безопасной транспортировки и распределения метан-водородных смесей с высокой концентрацией водорода. Рассмотрены программы перепрофилирования существующих магистральных газопроводов в странах Европейского союза.

Ключевые слова: водород, метан-водородная смесь, магистральный газопровод, газораспределительный трубопровод, охрупчивание, трещинообразование, газопроницаемость, демонстрационный проект, перепрофилирование, кластер

Финансирование: работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125020501406-8).

Для цитирования: Якубсон К.И. Перспективы и проблемы использования магистральных газопроводов и распределительных газовых сетей для транспортировки смесей метана и водорода: зарубежный опыт // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 4. С. 582–621. EDN: LWBKAI

✉ Якубсон Кристоф.Израильич, kris.yakubson@yandex.ru

© Якубсон К.И., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

В настоящее время до 80% водорода производят на предприятиях, использующих его для собственных нужд при реализации различных технологических процессов (кэптивный водород). Прогнозируют, что к 2030 г. доля кэптивного водорода снизится до 40 %, а в 2050 г. не будет превышать 20%. Остальной водород будет поступать на рынок¹. По мнению экспертов Международного энергетического агентства (МЭА) для достижения к 2050 г. углеродной нейтральности мировой экономики производство водорода к 2030 г. должно составить 212 млн т и увеличится до 528 млн т к 2050 г.². При этом 70% произведенного в 2030 г. водорода должно быть низкоуглеродным²: «зеленым», получаемым электролизом воды [1], и «голубым», получаемым паровой конверсией метана с последующим улавливанием и утилизацией образующегося CO₂ [2, с. 1–4]. К 2050 г. низкоуглеродным должен быть весь произведенный водород. В соответствии с этими прогнозами можно ожидать, что в 2030 г. на рынок поступит около 130 млн т водорода и к 2050 г. его количество вырастет до 420 млн т. Необходимым условием формирования и успешного функционирования быстро растущего рынка водорода является создание специализированной инфраструктуры для доставки водорода потребителям (водородных трубопроводов и сетей его распределения).

¹ Global Hydrogen Review 2021. Paris: IEA, 2021. 221 p.
URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abda-e9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf> (дата обращения: 02.12.2025).

² Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector: Special Report. Paris: IEA, 2021. 223 p.
URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf (дата обращения: 02.12.2025).

Рост производства водорода и жесткие требования, в том числе финансовые, к снижению выбросов CO₂, предусмотренные стратегиями (программами) развития низкоуглеродной экономики большинства развитых стран^{1,3}, стимулировали поиск альтернативных решений, которые позволяли бы уже сегодня доставлять водород конечным потребителям и использовать водородные технологии для снижения углеродоемкости различных секторов экономики. Предлагается в качестве временной меры – до создания водородной инфраструктуры смешивать водород с метаном и использовать для транспортировки этой смеси существующие газопроводы и распределительные газовые сети^{4,5} [3].

Использование существующих газопроводов для транспортировки метан-водородных смесей

Одной из основных проблем, определяющих возможность транспортировки смеси метана с водородом по существующим газопроводам, является влияние водорода на прочностные характеристики труб, сварных соединений и вспомогательного оборудования, в первую очередь компрессоров (см. сноску⁵).

³ Hydrogen Insights: A Perspective on Hydrogen Investment, Market Development and Cost Competitiveness. Hydrogen Council, McKinsey & Company, 2021.

URL: <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/> (дата обращения: 02.12.2025).

⁴ Future of Hydrogen: Seizing Today's Opportunities: Report prepared by the IEA for the G20, Japan. Paris: IEA, 2019. 202 p.
URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf (дата обращения: 02.12.2025).

⁵ Melaina M.W., Antonia O., Penev M. Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues: Technical Report NREL/TP-5600-51995. Denver, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2013. 73 p.

URL: <https://docs.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf> (дата обращения: 02.12.2025).

Систематическое изучение процессов взаимодействия водорода с внутренней поверхностью труб, используемых для транспортировки природного газа высокого давления, началось еще в 80-х годах прошлого столетия в США в рамках финансируемых Министерством энергетики ряда исследовательских программ^{6,7,8,9}. В последующие годы были выполнены многочисленные, в основном экспериментальные, исследования, позволившие установить основные механизмы и факторы негативного влияния водорода на трубопроводные стали [4] и материалы вспомогательного оборудования трубопроводов [5–7].

Изменение механических свойств трубопроводных сталей, таких как твердость, пластичность и вязкость, в присутствии водорода обусловлено процессами образования атомов водорода на поверхности труб и их последующего проникновения внутрь металла. Диссоциация молекул

водорода на атомы происходит в результате адсорбции водорода по механизму диссоциативной десорбции [8, 9], интенсивность которой увеличивается с ростом парциального давления водорода и его температуры. Количество атомов водорода, проникающего в металл в результате процессов растворения и диффузии, также контролируется величиной парциального давления водорода, увеличиваясь пропорционально его квадратному корню [10]. Проникающие в металл атомы водорода располагаются между узлами кристаллической ферритовой решетки (межузельные позиции атомов водорода) [11, 12]. Атомарный водород стимулирует развитие в металле различных процессов, приводящих к нарушению его целостности: водородному охрупчиванию, стимулированному водородом растрескиванию металла и образованию в металле пузырьков воздуха [13–15].

По современным представлениям основными механизмами водородного охрупчивания являются усиленные водородом декогезия и локализованная пластичность. Растворенный межузельный водород в результате переноса электронов между атомами железа и водорода ослабляет межатомные связи в ферритовой решетке, величина которых становится меньше порогового значения напряжения пластической деформации стали. Это повышает вероятность «хрупкого» разрушения находящегося под напряжением металла [16, 17]. Атомарный водород обладает высокой подвижностью. Величина коэффициента диффузии атомов водорода в ферритовой решетке при нормальных условиях (атмосферном давлении и температуре 25 °C) составляет $7,27 \cdot 10^{-5} \text{ см}^2/\text{с}$ [18].

⁶ Hoover W.R., Robinson S.L., Stoltz R.E., Spingarn J.R. Hydrogen Compatibility of Structural Materials for Energy Storage and Transmission: Final report prepared by Sandia National Laboratories under contract with the United States Department of Energy. Oak Ridge, TN: OSTI, 1981. 62 p.

⁷ Holbrook J.H., Cialone H.J., Mayfield M.E., Scott P.M. The Effect of Hydrogen on Low-Cycle-Fatigue Life and Subcritical Crack Growth in Pipeline Steels: Technical report prepared for Brookhaven National Laboratory under contract with the United States Department of Energy. Oak Ridge, TN: OSTI, 1982. 141 p.

⁸ Holbrook J.H., Cialone H.J., Scott P.M. Hydrogen Degradation of Pipeline Steels: Summary report prepared for Brookhaven National Laboratory under contract with the United States Department of Energy. Oak Ridge, TN: OSTI, 1984. 101 p. <https://doi.org/10.2172/5985541>

⁹ Holbrook J.H., Collings E.W., Cialone H.J., Drauglis E.J. Hydrogen Degradation of Pipeline Steels: Final report prepared for Brookhaven National Laboratory under contract with the United States Department of Energy. Oak Ridge, TN: OSTI, 1986. 163 p. <https://doi.org/10.2172/7122938>

Диффундирующий водород может концентрироваться на вершинах существующих в металле микротрещин, что ускоряет скорость движения (миграции) дислокаций и приводит к росту локальной пластичности металла, сопровождающейся его деформацией [19]. Исследования, проводившиеся в последние годы, показали возможность одновременной реализации рассматриваемых механизмов водородного охрупчивания, усиливающей его негативное воздействие на трубопроводную сталь [20].

В отличие от водородного охрупчивания, инициируемого атомарным водородом в металле, находящемся в напряженном состоянии, растрескивание металла под действием водорода вызывается молекулярным водородом и создаваемым им избыточным давлением в материале трубопровода. Рекомбинация атомов водорода происходит по мере их накопления в различных дефектах и пустотах в металле. Когда давление образовавшегося водородного газа превышает предел прочности металла, начинается его интенсивное растрескивание, которое может приводить к образованию микропор, заполненных водородом, ухудшающих его механические свойства [21–23].

Одним из возможных негативных последствий транспортировки водорода и его смесей с природным газом является более интенсивное развитие в трубопроводных сталях усталостных трещин. Эксперименты с образцами различных марок трубопроводных сталей показали, что в присутствии водорода скорость роста усталостных трещин в металле существенно возрастает пропорционально его содержанию в транспортируемой газовой смеси [24–26]. При этом увеличение уровня напряжений, которым подвергается трубопроводная сталь, в большей степени влияет на рост

усталостных трещин в газовых средах, содержащих водород. Оценка влияния изменения частоты нагрузок, которым подвергается трубопроводная сталь, на рост усталостных трещин показала, что влияние водорода в наибольшей степени проявляется при низкой частоте изменения нагрузок и при их постоянной величине [27, 28].

Транспортируемый водород негативно влияет на целостность и надежность не только трубопроводной стали, но и сварных швов, соединяющих отдельные секции трубопроводов. Микроструктура сварного шва, как правило, существенно отличается от микроструктуры трубопроводной стали, в первую очередь за счет дефектов, образующихся в процессе сварки – дуговых кратеров, газовых пор, поверхностных трещин и др. Эти дефекты способствуют проникновению и накоплению водорода в материале сварных швов и развитию в них процессов водородного охрупчивания и растрескивания. Экспериментальное изучение влияния водорода на сварные швы показало, что скорость развития в них усталостных трещин может в несколько раз превышать ее величину в основном металле трубопровода [29, 30]. При этом увеличение напряженного состояния трубопровода значительно сильнее влияет на рост трещин в сварном шве, чем в материале трубопровода [31].

Водород, используемый в экспериментах по изучению его влияния на механические свойства трубопроводных сталей, как правило, не содержал таких примесей, характерных для природного газа, как O_2 и CO . Изучение возможного влияния этих примесей при транспортировке смесей водорода с метаном показало, что присутствие в смеси даже их небольшого количества существенно снижает негативное воздействие водорода [32–34].

Интенсивность воздействия водорода на механические свойства трубопроводных сталей и сварных швов обусловлена совместным влиянием двух факторов: свойствами металла труб (их химическим составом и микроструктурой) и условиями эксплуатации трубопровода. Поскольку проектный срок службы магистральных газопроводов составляет 50 лет, значительное количество эксплуатируемых в настоящее время магистральных газопроводов введено в эксплуатацию в прошлом веке. Так, в США протяженность газопроводов, построенных в 1950–1960 гг., составляет 34% от общей протяженности эксплуатируемых в настоящее время газопроводов. Еще 21% действующих газопроводов был введен в эксплуатацию в период 1970–1990 гг.¹⁰.

С середины прошлого века технология производства труб для газопроводов высокого давления существенно изменилась. Основные усилия были направлены на увеличение прочности металла труб, его пластичности и сопротивления усталостному разрушению, улучшению их свариваемости. Это достигалось оптимизацией химического состава металла (уменьшением содержания С, введением легирующих элементов Cr, Mo, Nb, V, Ti и др.) [35], а также улучшением его микроструктуры в результате измельчения зерна и уменьшением в структуре металла доли перлита по сравнению с ферритом и бейнитом [36].

Установленное многочисленными экспериментами влияние увеличения прочности труб на интенсивность водородного охрупчивания металла трубо-

проводов, приводящего к развитию в нем интенсивной трещиноватости [37–39], послужило основанием рекомендовать использование для транспортировки водорода и метан-водородных смесей трубопроводы из стали марок не выше X65 (по классификации API 5L Американского института нефти), которые характеризуются средними значениями прочности [42–44]. В настоящее время при строительстве газопроводов высокого давления в основном используют высокопрочные стали марок X70 и выше. Это обусловило интерес к более детальному изучению их взаимодействия с водородом. Было установлено, что интенсивность развития усталостных трещин в металле трубопровода под действием водорода практически одинакова для стали различных марок по API 5L ([4], ASME B31.12-2023 «Hydrogen piping and pipelines»). Проведенные эксперименты с образцами стали различных марок подтвердили эффект снижения величины вязкости разрушения металла в среде водорода с ростом его прочности, наиболее высокие значения которой характерны для современных марок сталей [4]. Негативное воздействие водорода на механические характеристики трубопроводных сталей увеличивается с ростом температуры и приводит к активизации всех основных этапов процесса их водородного охрупчивания (диссоциативной адсорбции водорода, поглощения и диффузии водорода, его удержания в стали) [43]. При производстве труб и особенно в процессе их эксплуатации в металле могут возникать различные дефекты структуры, трещины, зоны повышенной твердости (вмятины, борозды), которые повышают вероятность нарушения целостности труб при транспортировке по ним водорода.

¹⁰ Age of Natural Gas Pipelines // Pipeline Safety Trust.

URL: <https://pstrust.org/about-pipelines/stats/age-of-natural-gas-pipelines/> (дата обращения: 02.12.2025).

Этому также способствует наличие в эксплуатируемых трубопроводах зон повышенного напряжения, возникающих под воздействием внешней среды и давления перекачиваемого газа,^{11,12} [44].

Анализируя накопленные к настоящему времени экспериментальные данные о взаимодействии водорода с материалом трубопроводов высокого давления, авторы, опубликованных в 2024 г. обзоров [45, 46] отмечают, что они получены с использованием различных экспериментальных методик и лабораторного оборудования. Это, по мнению авторов, не позволяет надежно оценить допустимую концентрацию водорода в транспортируемых метан-водородных газовых смесях. Об этом также свидетельствует широкий диапазон значений этого параметра (от 5 до 30–50%) в ряде существующих стандартов (PD CEN/TR 17797:2022 «Gas infrastructure – Consequences of hydrogen in the gas infrastructure and identification of related standardisation need in the scope of CEN/TC 234», см. сноску¹³), по использованию газопроводов для транспортировки водорода и в публикациях, где обобщены результаты лабораторных экспериментов (см. сноску⁵ на с. 583, [47]). Учитывая это, для оценки безопасности транспортировки

смесей метана с водородом по существующим газопроводам предложено использовать несколько эмпирических параметров. Если материал сохраняет не менее 90% прочности при испытании на растяжение в среде водорода по сравнению с воздухом или азотом, он совместим с водородосодержащей средой. Все материалы, не отвечающие этому критерию, должны быть испытаны на усталость [48]. Если при этом прочность материала в среде водорода снижается на 50% или более, то материал не подходит для работы в водородосодержащей среде [4].

Следует также учитывать, что основные выводы о влиянии водорода на механические свойства трубопроводных сталей основываются на результатах экспериментов, не учитывающих их возможные изменения при длительном контакте с водородом [45]. Использовать для этого положительный опыт длительного хранения сжатого водорода в металлических баллонах [49] не позволяют существенные различия в динамике изменения давления водорода в баллонах по сравнению с трубопроводами, для которых характерны многократные циклические нагрузки [7]. Все это определяет принципиальное значение натурных испытаний воздействия водорода на прочностные характеристики трубопроводных сталей по результатам транспортировки метан-водородных смесей по действующим газопроводам¹⁴, см. сноску⁴ на с. 583.

¹¹ *San Marchi C., Somerday B.* Technical Reference for Hydrogen Compatibility of Materials: Technical Report SAND2012-7321. Oak Ridge: OSTI, 2012. 292 p. <https://doi.org/10.2172/1055634>

¹² *Topolski K., Reznicek E., Erdener B.* et al. Hydrogen Blending into Natural Gas Pipeline Infrastructure: Review of the State of Technology: Technical Rport NREL/TP-5400-81704. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2022. 60 p. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/81704.pdf> (дата обращения: 02.12.2025).

¹³ *Honselaar M., Weidner E., Steen M.* Putting Science into Standards: Power-to-Hydrogen and HCNG: EARTO Workshop Report, Petten, Netherlands 21–22 October 2014. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2015. 16 p. <https://doi.org/10.2790/97247>

¹⁴ Pre-Normative Research about the compatibility of transmission gas grid steels with hydrogen and development of mitigation techniques // Horizon Europe. URL: <https://www.horizon-europe.gouv.fr/pre-normative-research-about-compatibility-transmission-gas-grid-steels-hydrogen-and-development> (дата обращения: 02.12.2025).

**Использование
газораспределительных сетей
для транспортировки
метан-водородных смесей**

Метан-водородные смеси, транспортируемые по магистральным газопроводам, далее поступают в газораспределительные сети, по которым они доставляются конечному потребителю. В современных газораспределительных сетях наряду со стальными трубами широко используются полиэтиленовые трубы. Впервые полиэтиленовые трубы были использованы для распределения газа в 1959 г. в США¹⁵. В последующие годы производство полиэтиленовых труб постоянно увеличивалось и в настоящее время более 90% новых труб для газораспределительных сетей в Европе и США изготавливают из полиэтилена [50], что обусловлено рядом преимуществ этого материала по сравнению со сталью: устойчивостью к химическому воздействию, практически исключаящую их коррозию, существенно меньшим весом и гибкостью, облегчающими их транспортировку, хранение и возможность установки в условиях сложного рельефа. При этом стоимость установки полиэтиленовых труб в 2–3 раза меньше, чем установка стальных труб того же диаметра. Важным преимуществом полиэтиленовых труб является также простота и надежность их соединения, которая осуществляется методами стыковой или электродуговой сварки (ISO 12176-1:2017 «Plastics pipes and fittings – Equipment for fusion jointing polyethylene systems. Part 1. Butt fusion»). При оптимальных режимах сварки удается получать шов, обладающий теми же или

лучшими механическими характеристиками, что материал трубы [51, 52].

Анализ многолетнего опыта использования полиэтиленовых труб для транспортировки природного газа выявил несколько основных факторов, влияющих на механические характеристики труб и приводящих к нарушению их целостности: поверхностные дефекты, возникающие при хранении, транспортировке и установке труб; некачественное соединение труб; напряжения, обусловленные давлением перекачиваемого газа и влиянием внешней среды, в частности, деформацией фундамента (почвы), на который уложена труба; химическое и термическое старение полиэтилена [53]. Характер и степень влияния перечисленных факторов на целостность полиэтиленовых труб при транспортировке природного газа обусловлены особенностями структуры полиэтилена и его поведения под действием возникающих напряжений. Полиэтилен является полукристаллическим полимером, механические свойства которого определяются плотностью исходной смолы, молекулярной массой полимерных цепей и их пространственным распределением [54]. Важным свойством полимерной структуры полиэтилена является его вязкоупругое поведение под действием приложенной нагрузки [55]. Это приводит к изменению механизма разрушения полиэтилена при длительной нагрузке. Выделяют два основных механизма (режима) разрушения полиэтилена: пластический и хрупкий, которые характеризуются различной длительностью и уровнем вызывающих их напряжений¹⁶ [56].

¹⁵ The history of PE pipe // Hart Energy.
URL: <https://www.hartenergy.com/news/history-pe-pipe-52531> (дата обращения: 02.12.2025).

¹⁶ Mamoun M.M., Maupin J. K., Miller M.J. Plastic Pipe Failure, Risk, and Threat Analysis: Report of GTI Project 20385. Des Plaines, IL: Gas Technology Institute, 2009. 313 p.
URL: https://rosap.ntl.bts.gov/view/dot/34642/dot_34642_DS1.pdf (дата обращения: 02.12.2025).

Пластическое разрушение полиэтиленовых труб обычно происходит достаточно быстро при высоком уровне напряжения, превосходящем его допустимое значение, например, когда оно превышает предел текучести материала. Одним из факторов, инициирующих пластическое разрушение полиэтиленовых труб, является наличие в полиэтилене дефектов, возникающих при их производстве [56]. Хрупкое разрушение полиэтиленовых труб происходит в результате длительного воздействия низкого напряжения, величина которого намного меньше предела текучести материала, и сопровождается медленным развитием в полиэтилене системы трещин (SCG). В долгосрочной перспективе это может привести к повреждению трубопровода. Установлено, что медленное растрескивание полиэтиленовых труб является основной причиной различных аварийных ситуаций в распределительных газовых сетях [57]. Полиэтиленовые трубопроводы рассчитаны на длительную эксплуатацию – 50 и более лет¹⁷. В течение этого времени происходит химическое и термическое старение полиэтилена, приводящее к изменению его молекулярной структуры и деградации механических свойств, что стимулирует хрупкое разрушение трубопровода [50].

Полиэтиленовые трубы впервые были успешно использованы для транспортировки водородсодержащих газов еще в середине 80-х годов прошлого века. В 2018 г. в Нидерландах в полиэтиленовый трубопровод был закачан чистый водород¹⁸. Основанием для

этого послужили результаты многочисленных экспериментальных исследований по оценке влияния водорода на процессы, приводящие к разрушению полиэтиленовых труб, которые проанализированы и обобщены в нескольких обзорах, опубликованных в последние годы^{19,20} [58]. В большинстве проведенных экспериментальных исследований изучалось ограниченное по времени влияние водорода на механические характеристики полиэтилена. Это обусловлено тем, что потеря (в результате десорбции) значительной части водорода из предварительно насыщенного водородом образца полиэтилена происходит в течение нескольких часов. Еще одним фактором, влияющим на наблюдаемый разброс экспериментальных данных, является различная продолжительность насыщения водородом изучаемых образцов полиэтилена¹⁸.

Для оценки влияния водорода на пластическую и упругую деформацию полиэтиленовых труб образцы полиэтилена (или небольшие отрезки полиэтиленовых труб) насыщались водородом и проводилось тестирование их механических свойств в соответствии с рекомендациями ISO-4437-1:2024 «Plastics piping systems for the supply of gaseous fuels – Polyethylene (PE)», включающее испытания на растяжение, устойчивость к внутреннему давлению и распространению трещин.

[s/kiwa-technology/downloads/plastic-pipes-xix-pipes-enable-the-transport-of-hydrogen.pdf](https://www.kiwa-technology.com/downloads/plastic-pipes-xix-pipes-enable-the-transport-of-hydrogen.pdf) (дата обращения: 02.12.2025).

¹⁹ *Simmons K.L., Fring L., Kuang W. et al. Gap Analysis on the Impacts of Hydrogen Addition to the North American Natural Gas Infrastructure Polyethylene Pipelines.* Richland, WA: Pacific Northwest National Laboratory, 2022. 60 p. URL: https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-33736.pdf (дата обращения: 02.12.2025).

²⁰ *Impacts of Hydrogen Blending on Gas Piping Materials.* Washington, DC: American Gas Association, 2023. 62 p. URL: https://www.aga.org/wp-content/uploads/2023/08/Impacts-of-Hydrogen-Blending-on-Gas-Piping-Ma_.pdf (дата обращения: 02.12.2025).

¹⁷ 100 years lifetime of polyethylene pressure pipe systems buried in the ground for water and natural gas supply: Position paper. Brussels: TEPFA, 2019. 6 p. URL: <https://www.teppfa.eu/wp-content/uploads/TEPPFA-PE100-Position-on-100years-lifetime-of-PE-Pipes-2.pdf> (дата обращения: 02.12.2025).

¹⁸ *Hermkens R.J.M., Colmer H., Ophoff H.A.* Modern PE pipe enables the transport of hydrogen // Proceedings of the 19th Plastic Pipes Conference PPXIX, Las Vegas, Nevada, USA, 24–26 September 2018.

URL: <https://www.kiwa.com/globalassets/netherland>

В [59–61] представлены результаты испытаний полиэтилена на одноосное растяжение, проводившихся после их насыщения водородом, давление и температура которого изменялись от 0,5 МПа до 35 МПа и от 20 °С до 80 °С. Эти исследования показали, что такие механические характеристики полиэтилена как модуль упругости при растяжении, предел текучести и предел прочности начинают изменяться под действием водорода лишь при высоком давлении, существенно превышающем давление газа, транспортируемого по распределительным полиэтиленовым трубопроводам [62]. Гидравлические испытания на разрыв секции полиэтиленовых труб после насыщения их водородом в течение 72 ч при давлении 2 МПа показали, что водород не влияет на процесс вязкого разрушения полиэтилена при высоком уровне напряжения. Испытания полиэтилена, насыщенного водородом, на устойчивость к развитию трещиноватости на основе стандартного теста с квазистатическим нагружением образцов с двойным торцевым надрезом также не выявили негативного влияния водорода [63]. Для оценки влияния водорода на сварные соединения полиэтиленовых труб в [64] сравнивались их механические характеристики (твердость и ползучесть) в среде метана и смеси метана с водородом при давлении газа 0,1 и 0,5 МПа. Добавление водорода лишь незначительно снизило пластичность сварного соединения и практически не повлияло на его твердость.

Значительно меньше экспериментальных данных, характеризующих влияние водорода на медленно развивающиеся процессы хрупкого разрушения полиэтилена и его старения при длительной эксплуатации. В [65] показано, что механические свойства полиэтиленовых труб (растяжение,

ползучесть и пластическое разрушение) после 13 мес. их выдержки в чистом водороде с давлением 0,5 и 2 МПа и температурой 20 °С, 50 °С и 80 °С практически не изменились. Дegradaция механических свойств полиэтиленовых труб в результате их длительного старения изучалась Датским центром газовых технологий²¹ [66]. Под землю, где температура составляла 8 °С, были закопаны полиэтиленовые трубы, в течение многих лет (одна из них – 20 лет) эксплуатирующиеся в шведских газораспределительных сетях. В трубы был закачан чистый водород под давлением 0,4 МПа. Затем через 4 и 10 лет непрерывного воздействия водорода на полиэтиленовые трубы в них было измерено содержание антиоксиданта (ISO 11357-6:2025 «Plastics – Differential scanning calorimetry (DSC). Part 6. Determination of oxidation induction time (isothermal OIT) and oxidation induction temperature (dynamic OIT)»), который добавляют к исходной смоле для повышения устойчивости полиэтиленовых труб к термоокислительной дegradaции, стимулирующей их хрупкое разрушение [50, 67]. Во всех трубах содержание антиоксиданта практически не изменилось по сравнению с его значениями до закачки водорода, что указывает на отсутствие значимого влияния водорода на старение полиэтиленовых труб²⁰. По мнению авторов обзора (см. сноску¹⁹ на с. 589), этот важный вывод необходимо подтвердить дополнительными исследованиями при другой температуре и химическом составе почвы.

²¹ *Iskov H.* Field Test of Hydrogen in the Natural Gas Grid: Project Report. Hørsholm: Danish Gas Technology Centre, 2010. 94 p.
URL: https://dgc.dk/media/jusnscgc/r1003_hydrogen_gas_grid.pdf (дата обращения: 02.12.2025).

Еще одной дискуссионной проблемой, связанной с использованием полиэтиленовых труб для транспортировки водорода и его смесей с метаном, является их газопроницаемость, обусловленная полукристаллической структурой полиэтилена. Установлено, что проникновение (утечка) газа происходит через аморфную область его структуры. Поэтому газопроницаемость полиэтилена уменьшается с увеличением его кристалличности и плотности [68, 69]. Основными физико-химическими процессами, определяющими газопроницаемость полиэтиленовых труб, являются сорбция транспортируемого газа на внутренней поверхности трубы, его растворение в полиэтилене, последующая диффузия и десорбция с внешней поверхности трубы [70].

Систематическое изучение проницаемости полиэтиленовых труб для метана и водорода и влияния на нее изменения термобарических условий началось в 90-е годы [71]. Большинство результатов получено на основе экспериментов с полиэтиленовыми мембранами, реже – с небольшими отрезками полиэтиленовых труб²² [69, 72, 73]. В последние годы для изучения газопроницаемости полиэтиленовых труб начали использовать математическое моделирование на основе метода Монте-Карло и динамическое моделирование процессов растворения и диффузии газов [74, 75]. Результаты экспериментальных исследований и математического моделирования показывают, что газопроницаемость полиэтиленовых труб

для метана и водорода экспоненциально возрастает с увеличением температуры и подчиняется закону Аррениуса [67, 72, 74], в то время как изменение давления²¹, а также старение труб на величину этого параметра практически не влияют [70, 74]. Поскольку кинетический диаметр молекул водорода меньше его величины для других газов [69], можно ожидать, что газопроницаемость полиэтилена для водорода будет значительно превосходить ее величину для метана.

Как показано в [76], коэффициент газопроницаемости полиэтиленовых труб для водорода в 1,8 раза больше, чем для метана. Следствием этого является увеличение газопроницаемости полиэтиленовых труб с ростом содержания водорода в метан-водородной смеси. Так, при содержании в смеси 60% водорода ее газопроницаемость на 83% превышает газопроницаемость для метана [76]. Это приводит не только к количественному увеличению объема утечки газа, но и к обогащению ее водородом по сравнению с транспортируемой метан-водородной смесью (см. сноски^{18,19} на с. 8). Возможные потери водорода в результате его просачивания через стенки полиэтиленовых труб могут составить 4,36 м³ в год на 1000 м трубопровода (см. сноску¹⁸ на с. 589). По оценке авторов отчета (см. сноску¹⁹ на с. 589) в случае использования для транспортировки водорода всех существующих полиэтиленовых трубопроводов США его потери не будут превышать 0,02% в год. По мнению экспертов Министерства энергетики США трубы из полиэтилена позволяют транспортировать и распределять водород безопасным и надежным способом.

²² Barth R.R., Simmons K.L., San Marchi C. Polymers for Hydrogen Infrastructure and Vehicle Fuel Systems: Applications, Properties, and Gap Analysis: Technical Report SAND2013-8904. Oak Ridge, TN: OSTI, 2013. 51 p. <https://doi.org/10.2172/1104755>

Определенную опасность утечки водорода в распределительных системах могут представлять лишь в точках конечного использования, в частности, в закрытых помещениях или в зонах с низкой вентиляцией (см. сноску¹² на с. 587). Исследования, выполненные в 2022 г. в рамках проекта Ready4H2 80 газораспределительными компаниями из 16 стран Европы, показали, что все 1,15 млн км полиэтиленовых трубопроводов, находящихся под управлением этих компаний, могут быть использованы для транспортировки водорода²³.

Выделение водорода из метан-водородных смесей

К настоящему времени выполнены многочисленные исследования, подтверждающие практическую возможность эффективного использования метан-водородных смесей в различных секторах экономики (в коммунальном хозяйстве, на транспорте, в энергетике) [77, 78]. Наряду с этим, в ряде стран, в первую очередь в Европе, приступили к реализации проектов, в которых используют водород, в том числе высокой чистоты [79]. В отсутствие развитой системы транспортировки водорода его можно выделять из метан-водородных смесей и доставлять потребителям по полиэтиленовым трубопроводам. При этом в ряде случаев, исходя из требований к необходимой концентрации водорода в газовой смеси, из нее извлекается лишь часть водорода²⁴. К настоящему времени

разработано несколько технологий селективного выделения водорода из газовых смесей, основанных на процессах адсорбции с переменным давлением (PSA) и криогенной дистилляции, использовании полимерных и металлических мембран, электрохимическом разделении (см. сноску¹² на с. 587, [80]). Эффективность применения каждой из перечисленных технологий определяется необходимым уровнем концентрации водорода в метан-водородной смеси, степенью извлечения водорода и его чистотой, величиной капитальных затрат, определяемых стоимостью оборудования и величиной энергопотребления.

Технология адсорбции с переменным давлением (PSA-технология) является в настоящее время основным способом очистки водорода, получаемого методом паровой конверсии метана, от загрязняющих его примесей [81]. Для выделения водорода из метан-водородных смесей используют одну из модификаций этой технологии – короткоцикловую адсорбцию, которая характеризуется существенным уменьшением времени адсорбции-десорбции метана: до 30 с по сравнению с 10 мин при использовании стандартной технологии (см. сноску⁵ на с. 583, [82]). Для получения водорода высокой чистоты (99,9%+) необходимо использовать многослойные сорбенты и проводить несколько циклов адсорбции-десорбции газовой смеси [83]. Степень извлечения водорода при использовании технологии короткоцикловой адсорбции обычно не превышает 80% от его содержания в смеси. При повышении количества циклов адсорбции до 8 степень выделения водорода достигала 90% (см. сноску¹² на с. 587).

²³ Ready4H2: Europe's Local Hydrogen Networks. Part 1. Local gas networks are getting ready to convert.
URL: <https://www.ready4h2.com/medien/r4h2/pdf/Ready4H2-ED1.pdf> (дата обращения: 02.12.2025).

²⁴ Global Hydrogen Review 2022. Paris: IEA, 2022. 282 p.
URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/>

c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/
GlobalHydrogenReview2022.pdf (дата обращения: 02.12.2025).

Метод можно использовать для выделения водорода из метан-водородных смесей как с низкой, так и с высокой концентрацией водорода [82]. При этом следует учитывать, что в процессе десорбции метана его давление существенно снижается по сравнению с давлением газа, поступающего на установку десорбции. Поэтому для возвращения выделенного метана в трубопроводную систему, особенно в магистральный газопровод высокого давления, приходится затрачивать значительное количество дополнительной энергии для его сжатия. В связи с этим ряд авторов рекомендует использовать короткоцикловую адсорбцию для метан-водородных смесей с содержанием водорода не менее 50% (см. сноску¹² на с. 587).

Технология криогенной дистилляции позволяет выделять водород из метан-водородных смесей при любых соотношениях метана и водорода благодаря существенному различию температур кипения этих газов ($-161,5$ и $-252,77$ °C соответственно). Чистота выделяемого водорода составляет 90–98% при высокой степени его извлечения из смеси, достигающей 90% [80]. На эффективность криогенной дистилляции водорода негативно влияет присутствие в метане таких примесей как H_2O , CO_2 и H_2S , которые при криогенных температурах конденсируются, затвердевают и могут нарушать нормальную работу оборудования. Это требует предварительной очистки метан-водородной смеси, поступающей на криогенную дистилляцию, для снижения содержания H_2O до 1 ppm и CO_2 до 100 ppm (см. сноску⁹ на с. 584, [80]). Высокая стоимость оборудования и большие эксплуатационные расходы на глубокое

охлаждение газовой смеси приводят к тому, что технологию криогенной дистилляции обычно используют в крупномасштабных производственных процессах (см. сноску⁵ на с. 583).

Мембранные технологии уже в течение многих лет успешно используют для разделения смесей различных газов. В последние годы выполнены многочисленные исследования, позволяющие оценить эффективность их применения для выделения водорода из метан-водородных смесей [84, 85]. Показано, что для выделения водорода можно использовать как плотные (металлические), так и пористые мембраны, изготавливаемые из органических полимеров, неорганических материалов (цеолитов, кремнезема) и их комбинации [80, 85]. Для изготовления металлических мембран используют V, Nb, Tn и Pd, которые обладают высокой проницаемостью по отношению к водороду [86, 87]. Недостатком мембран из V, Nb и Tn является образование на их поверхности устойчивого оксидного слоя, который снижает их водородную проницаемость. Общим недостатком металлических мембран является снижение их прочности в процессе эксплуатации в результате водородного охрупчивания, а также уменьшение их каталитической активности под действием содержащихся в транспортируемом газе примесей H_2O , H_2S , CO_2 . Для снижения негативного влияния этих процессов на долговечность и селективность металлических мембран их изготавливают из специальных сплавов, получаемых легированием основного металла. Для уменьшения водородного охрупчивания используют добавки Mo, Rh, Zr и Ru, для защиты от влияния вредных примесей – Ag, Cu, Fe и Ni [88].

Металлические мембраны на основе Pd и его сплавов позволяют получать водород сверхвысокой чистоты (99,9999%+) из газовых смесей, содержащих менее 30% водорода. Для эффективного использования высокой селективности палладиевых мембран необходимы высокая температура (более 350 °C) и большой перепад давления газа, проходящего через поверхность мембраны [86, 88]. Для выполнения последнего требования палладиевые мембраны обычно используют для выделения водорода из метан-водородных смесей, транспортируемых по магистральным трубопроводам (см. сноску¹² на с. 587). Еще одним фактором, ограничивающим масштабы использования палладиевых мембран, является их высокая стоимость. Поэтому в последние годы начата разработка мембран на основе тонких слоев Pd, которые помещают на подложки из нержавеющей стали, Ni и керамики [88].

Среди различных типов пористых мембран, разработанных для разделения газовых смесей и селективного выделения водорода, в настоящее время в основном используют полимерные мембраны, изготавливаемые из стекловидных (ацетат целлюлозы, полиамиды, полисульфон) и каучукоподобных (полидиметилсилоксан) полимеров [89]. В отличие от металлических мембран, в которых выделение водорода происходит в результате его растворения в металле и последующей десорбции с поверхности мембраны с меньшим давлением, в полимерных мембранах разделение газов происходит по механизму «просеивания», основанному на дифференциации газов по размеру их молекул по сравнению с размером пор мембраны. Полимерные мембраны обладают высокой химической и термической стабильностью, механической прочностью и низким

потреблением энергии. Однако по чистоте выделяемого водорода (98%) они существенно уступают металлическим мембранам [87, 88]. Еще одной особенностью полимерных мембран является обратная зависимость между их селективностью и проницаемостью по отношению к водороду: с увеличением доли выделяемого из смеси водорода его чистота снижается (см. сноску⁵ на с. 583, [89]). Для преодоления этих недостатков мембранной технологии предложена гибридная, двухэтапная технологическая схема, позволяющая получать водород высокой чистоты. На первом этапе в результате фильтрации газовой смеси через полимерную мембрану происходит увеличение в ней содержания водорода, на втором этапе обогащенная газовая смесь поступает на установку короткоциклового адсорбции, где происходит выделение водорода высокой чистоты [90].

Электрохимическая технология выделения водорода из метан-водородных смесей (EHS) основана на использовании электрохимического элемента, аналогичного топливному элементу, с мембраной, избирательно проводящей протоны, образующиеся в результате окисления водорода на его аноде.

Транспортируемые через мембрану под действием электрического потенциала протоны восстанавливаются на катоде до атомарного водорода. Метан и содержащиеся в смеси примеси других газов задерживаются на аноде. В качестве катализаторов на аноде обычно используется платина или платина на углеродной подложке, на катоде – платина, рутений или платина на углеродной или рутениевой подложке [91]. Одним из основных факторов, определяющих эффективность EHS, является протонная проводимость применяемых мембран.

В настоящее время в электрохимических элементах для EHS используют два типа мембран: Nafion (на основе перфторированной сульфоновой кислоты) и PBI (на основе полибензимидазола), которые обладают высокой протонной проводимостью, механической прочностью и химической стабильностью. Для эффективной работы мембран Nafion необходимо увлажнять поступающий на них газ, что может приводить к набуханию мембран и снижать их проводимость. Мембраны PBI не требуют увлажнения газа, а также более устойчивы к негативному влиянию содержащихся в нем примесей CO [92, 93]. Электрохимическая технология позволяет получать водород очень высокой чистоты (более 99,999%) в одностадийном процессе, что является ее важным преимуществом по сравнению с технологией короткоциклового адсорбции. При этом чистота выделяемого водорода не зависит от его содержания в метан-водородной смеси, что позволяет эффективно использовать технологию EHS при низком содержании водорода в транспортируемом газе [92]. Основным недостатком электрохимической технологии является относительно невысокая (70–80%) степень выделения водорода из метан-водородной смеси. Это стимулировало разработку гибридной технологии, в которой метан-водородная смесь перед поступлением на установку EHS обогащается водородом с помощью одной или нескольких мембран [93]. В январе 2022 г. в Германии введена в эксплуатацию первая в мире крупномасштабная демонстрационная установка по выделению водорода очень высокой чистоты из метан-водородных смесей, содержащих от 5 до 60% водорода, с использованием гибридной

технологии мембранного разделения с последующей короткоциклового адсорбцией при переменном давлении²⁵.

Выделение водорода из метан-водородных смесей, транспортируемых по магистральным трубопроводам и газораспределительным сетям, требует дополнительных финансовых затрат. Исследования, проведенные в последние годы ведущей газовой компанией Великобритании (National Grid Gas Transmission), показали²⁶, что стоимость выделения водорода зависит от его содержания в метан-водородной смеси. Сравнивались затраты на выделение водорода с использованием двух технологий – криогенной дистилляции и короткоциклового адсорбции в сочетании с мембранным разделением. Содержание водорода в метан-водородных смесях изменялось от 5 до 40% (объемных). Давление исследованных газовых смесей составляло 3,0 МПа и 6,0 МПа, что позволяло сравнить стоимость выделения водорода из газовых смесей, поступающих по распределительным сетям и магистральным трубопроводам Великобритании. Для каждой из сравниваемых технологий и всех значений концентрации водорода в газовой смеси стоимость его выделения для магистральных трубопроводов в 1,5–2,0 раза ниже, чем для распределительных газовых сетей.

²⁵ Global Hydrogen Review 2023. Paris: IEA, 2023. 175 p.
URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ecdfc3bb-d212-4a4c-9ff7-6ce5b1e19cef/GlobalHydrogenReview2023.pdf> (дата обращения: 02.12.2025).

²⁶ 132. National Grid Gas Transmission, Hydrogen Deblending in the GB Gas Network, 2021.
URL: https://smarter.energynetworks.org/projects/nia_nggt0156 (дата обращения: 02.12.2025).

При двукратном увеличении содержания водорода в смеси (с 5 до 10%, с 10 до 20% и с 20 до 40%) затраты на выделение водорода снижаются в среднем в 2,5 раза как для распределительных газовых сетей, так и для магистральных трубопроводов. Стоимость выделения водорода с использованием комплексной технологии (короткоцикловая адсорбция плюс мембранное разделение) примерно, в 1,3 раза дороже, чем с использованием криогенной дистилляции. Стоимость выделения 1 кг водорода из метан-водородной смеси, содержащей 20% водорода, составляет 1,4–1,6 фунтов стерлингов (примерно, 1,8–2,0 долл. США) и 0,9–1,0 фунтов стерлингов (примерно, 1,2–1,3 долл. США) для распределительных и магистральных трубопроводов, соответственно.

***Демонстрационные проекты,
оценивающие возможность
транспортировки и распределения
метан-водородных смесей
с использованием существующей
газовой сети***

Уже более 20 лет в различных странах выполняются проекты, целью которых является продемонстрировать возможность практического использования существующей газотранспортной сети для доставки конечным потребителям метан-водородных смесей с различным содержанием водорода. По данным Международного энергетического агентства к 2019 г. было завершено или выполнялось 37 таких проектов (см. сноску⁴ на с. 583). В настоящее время во многих странах Европы, в Северной Америке, в Австралии и в Китае запланированы десятки новых демонстрационных проек-

тов^{27,28}, см. сноску²⁵ на с. 595. Активное участие в организации и выполнении демонстрационных проектов принимает созданное в 2014 г. отраслевое партнерство HyReady, которое объединило более 20 предприятий газовой отрасли, в том числе операторов газотранспортных сетей из стран Европы, Северной Америки и Азии (см. сноску²⁴ на с. 592).

В большинстве демонстрационных проектов оценивалась возможность транспортировки по распределительным сетям метан-водородных смесей, содержащих не более 3–5% водорода. Лишь в нескольких проектах, выполнявшихся в европейских странах (GRHYD во Франции²⁹, HyDeploy [94] и HyNet North West³⁰ в Великобритании, Green Pipeline Project: The Natural Energy of Hydrogen в Португалии³¹ и H2SAREA в Испании [95]), использовали метан-водородные смеси, содержание водорода в которых достигало 20%.

²⁷ Report on Hydrogen-Readiness of Gaseous Fuels Distribution Infrastructure and Heating Technologies in Europe. Brussels: European Clean Hydrogen Alliance, 2025. 32 p.

URL: <https://webgate.ec.europa.eu/circabc-ewpp/d/d/workspace/SpacesStore/998c17e9-b039-4715-8a43-810e113cdc1a/download> (дата обращения: 02.12.2025).

²⁸ Global Hydrogen Review 2024. Paris: IEA, 2024. 294 p.

URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/89c1e382-dc59-46ca-aa47-9f7d41531ab5/GlobalHydrogenReview2024.pdf> (дата обращения: 02.12.2025).

²⁹ GRHYD project inaugurates first P2G demonstrator in France // Fuel Cells Bulletin. 2018. Vol. 2018, No. 7. P. 9–10.

[https://doi.org/10.1016/s1464-2859\(18\)30251-7](https://doi.org/10.1016/s1464-2859(18)30251-7)

³⁰ HyNet North West: Unlocking net zero for the UK. URL: https://hynet.co.uk/wp-content/uploads/2020/10/HyNet_NW-Vision-Document-2020_FINAL.pdf (дата обращения: 02.12.2025).

³¹ Green Pipeline Project: The Natural Energy of Hydrogen.

URL: <https://floene.pt/en/green-pipeline-project/> (дата обращения: 02.12.2025).

Во всех перечисленных проектах основными получателями метан-водородных смесей являлись жилые и коммерческие здания, на которые сегодня в Европейском Союзе приходится 40% потребления природного газа (см. сноску²⁷ на с. 596). Поступающие в здания метан-водородные смеси использовались для отопления и работы кухонных приборов. Демонстрационные проекты показали, что газовое оборудование в этих зданиях работало надежно и не потребовало модернизации и дополнительной регулировки (см. сноску⁴ на с. 583 и сноску²⁷ на с. 596).

Тестирование в лабораторных условиях более 100 различных типов отопительного и кухонного оборудования, используемого в странах Европейского Союза, показало, что оно может надежно работать при использовании метан-водородных смесей, содержащих 30% водорода³² [96].

Помимо ограничений со стороны конечных потребителей – в коммунальном секторе, в энергетике (газовые турбины) и транспорте (газовые двигатели)³³, см. сноску⁴ на с. 583, – допустимые концентрации

водорода в метан-водородных смесях в газораспределительных сетях определяются его влиянием на надежность работы регуляторов давления и счетчиков расхода газа. Регуляторы давления используют для снижения давления в распределительных сетях до уровня необходимого потребителям метан-водородных смесей. Тестирование 10 регуляторов давления от различных производителей показало, что даже чистый водород практически не влияет на надежность работы регуляторов давления и чувствительность к изменению давления расположенных ниже по потоку запорных клапанов³⁴.

Важным элементом инфраструктуры распределительных газовых сетей являются газовые счетчики (расходомеры). В европейских сетях установлено более 115 млн газовых счетчиков, большинство из которых используют для определения объема газа, поставляемого его потребителям, в первую очередь, частным домохозяйствам. Этим обусловлена их относительно небольшая пропускная способность (4–10 м³) и выбор в качестве основных двух типов счетчиков: диафрагменных и тепловых [97]. Многочисленные исследования, проводившиеся в последние годы, показали, что добавление к метану 10% водорода приводит к увеличению погрешности измерений диафрагменными газовыми счетчиками не более, чем на 0,3–0,8% [97]. Длительное воздействие (до 10000 ч) метан-водородных смесей, содержащих до 15% водорода, также не привело к значимому изменению погрешности измерений – она не превышала 1,2% [98].

³² Cuny H., Schweitzer J., Schaffert J. et al. Testing Hydrogen Admixture for Gas Applications. Long term effect of H₂ on appliances tested: Report by GWI and DGC for the THyGA Consortium, Final, 10 May 2023.

URL: https://thyga-project.eu/wp-content/uploads/20230512-D3.9-Long-term-effect-of-H2NG-on-appliances_light.pdf (дата обращения: 02.12.2025).

³³ Bard J., Gerhardt N., Selzam P. et al. The limitations of hydrogen blending in the European gas grid: A study on the use, limitations and cost of hydrogen blending in the European gas grid at the transport and distribution level. Kassel: Fraunhofer Institute for Energy Economics and Energy System Technology, 2022. 50 p.

URL: https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/en/documents/Studies-Reports/FINAL_FraunhoferIEE_ShortStudy_H2_Blending_EU_ECF_Jan22.pdf (дата обращения: 02.12.2025).

³⁴ Kooiman A. D1C.4 Domestic Pressure Regulators: Technical report // Zenodo. 2022. <https://doi.org/10.5281/zenodo.5902013>

Тестовые испытания, проведенные газовой компанией DBI-Gruppe, показали, что при концентрации водорода 40% погрешность измерений диафрагменных счетчиков увеличивается менее чем на 1% [97]. Значительно меньше экспериментальных данных, характеризующих влияние водорода на показания тепловых газовых счетчиков. Длительное (10000–15000 ч) воздействие метан-водородных смесей, содержащих до 15% водорода, не выявило его значимого влияния на точность измерений тепловых газовых счетчиков [98]. По утверждению многих европейских производителей тепловых газовых счетчиков их можно использовать для измерения потоков чистого водорода. Однако к настоящему времени лишь одна модель теплового счетчика прошла необходимые испытания и была сертифицирована для применения в этих условиях [97].

Для измерения расхода газа, транспортируемого по магистральным газопроводам, в основном используют три типа газовых счетчиков: турбинные, ультразвуковые и роторные. На основе анализа и обобщения опубликованных результатов экспериментальных исследований и данных, представленных ведущими операторами европейских газотранспортных сетей³⁵, авторами обзора [97] оценено влияние различных концентраций водорода в метан-водородных смесях на метрологические характеристики газовых счетчиков. Для всех рассматриваемых типов газовых счетчиков гарантирована надежная работа

в газовых смесях, содержащих до 10% водорода. Как показали исследования, проводившиеся в рамках европейского проекта NewGasMet, роторные счетчики сохраняют заявленную точность измерений при увеличении содержания водорода до 20% [97]. По мнению основных производителей газовых счетчиков все рассматриваемые типы счетчиков можно использовать при увеличении содержания водорода до 30% [98]. Экспериментальная оценка влияния водорода на работу регуляторов давления и газовых счетчиков при давлении 8,0 МПа, характерном для европейских магистральных газопроводов, выполненная в рамках исследовательского проекта HIGGS³⁶, не выявила каких-либо повреждений этих приборов при длительном контакте (более 3000 ч) с метан-водородной смесью, содержащей 20% водорода [99].

Одним из факторов, определяющих возможность использования магистральных газопроводов для транспортировки метан-водородных смесей, является эффективность работы в этих условиях существующих компрессорных станций, зависящая от таких физико-химических характеристик транспортируемых газов как плотность, вязкость и энергоемкость (см. сноску¹² на с. 587). Расчетные зависимости величин плотности и вязкости метан-водородной смеси от содержания в ней водорода и давления [100] показывают, что с ростом давления относительное влияние водорода на плотность смеси возрастает и при давлении 10 МПа и 30% водорода ее величина уменьшается в 1,5 раза.

³⁵ Barriers and gaps of SoA NG transmission and distribution measuring devices.
URL: <https://thoth2.eu/news-and-publications/deliverable-d1-2-barriers-and-gaps-of-soa-ng-transmission-and-distribution-measuring-devices-in-h2ng-flows/> (дата обращения: 02.12.2025).

³⁶ HIGGS Project Brochure. Brussels: European Research Institute for Gas and Energy Innovation, 2023. 42 p.
URL: https://higgsproject.eu/wp-content/uploads/2023/11/231117-ERIG-HIGGS-Brochure_HQ.pdf (дата обращения: 02.12.2025).

В значительно меньшей степени увеличение содержания водорода влияет на вязкость метан-водородной смеси: при давлении 10 МПа и 30% водорода она лишь на 2,4% меньше, чем вязкость метана. Уменьшение плотности и вязкости метан-водородной смеси по сравнению с метаном приводит к более медленному падению давления в трубопроводе. При транспортировке метан-водородной смеси, содержащей 30% водорода, и давлении на входе 10 МПа падение давления на расстоянии 150 км на 82% меньше, чем при транспортировке метана. Учитывая, что объемное энерго-содержание водорода почти в 3 раза меньше, чем метана, можно ожидать существенного уменьшения величины линейного пакета трубопровода (количества энергии, аккумулированной в трубопроводе) при транспортировке метан-водородных смесей по сравнению с метаном. Расчеты, проведенные для трубопровода диаметром 1000 мм и длиной 110 км, показали, что величина линейного пакета для метан-водородной смеси, содержащей 30% водорода, на 17% меньше, чем для метана [100]. Поддержание величины линейного пакета на постоянном уровне в независимости от содержания водорода в метан-водородной смеси является важной дополнительной функцией компрессорных станций. Анализ, проведенный в [101, 102], показал, что для этого необходимо увеличивать скорость вращения рабочего колеса центробежного компрессора пропорционально росту концентрации водорода в смеси. При этом будет возрастать механическая нагрузка на рабочее колесо, что при концентрации водорода, превышающей 40%, может привести к его разрушению³⁷. Еще одним фактором, опре-

деляющим эффективность использования компрессоров при транспортировке метан-водородных смесей, является необходимость увеличения степени их сжатия, обусловленная значительно меньшей плотностью смеси по сравнению с плотностью метана. Как показано в [103, 104], необходимая степень сжатия метан-водородной смеси растет пропорционально увеличению концентрации в ней водорода. Это указывает на необходимость существенной модернизации или увеличения числа центробежных и поршневых компрессоров при использовании существующих газопроводов для транспортировки метан-водородных смесей.

Одной из задач демонстрационных проектов является оценка допустимой концентрации водорода в метан-водородных смесях, транспортируемых по магистральным газопроводам. Первый такой проект – NATURALHY выполнялся по инициативе и при финансовой поддержке Европейской комиссии с мая 2004 г. по октябрь 2009 г. В нем принимали участие 39 организаций из различных стран Европы, в том числе 15 газовых компаний. Планировалось оценить влияние различных концентраций водорода в метан-водородной смеси на целостность и безопасность не только газораспределительных сетей, но и магистральных газопроводов. Основные результаты исследований по проекту NATURALHY представлены в заключительном отчете³⁸.

Turbomachinery Magazine. 2021. 21 January.
URL: <https://www.turbomachinerymag.com/view/readying-pipeline-compressor-stations-for-100-hydrogen> (дата обращения: 02.12.2025).

³⁸ Preparing for the Hydrogen Economy by Using the Existing Natural Gas System as a Catalyst: NATURALHY Final Publishable Activity Report, 2010.

URL: <https://www.gerg.eu/projects/hydrogen/naturalhy/> (дата обращения: 02.12.2025).

³⁷ Adam P., Bode R. Groissboeck M. Readyng pipeline compressor stations for 100% hydrogen //

Проведенные исследования показали, что стали, используемые при строительстве магистральных газопроводов (как старого поколения – X52, так и более современные – X70), сохраняют целостность при концентрации водорода, достигающей 50% по объему. Еще один важный результат проекта – экспертная система «Инструмент поддержки принятия решений», используемая для определения допустимой концентрации водорода, добавляемого к природному газу, на основе определения допустимого начального критического размера трещин в зависимости от содержания водорода в смеси и давления в трубопроводе. Было также показано, что для обнаружения дефектов трубопроводов с метан-водородной смесью могут быть эффективно использованы усовершенствованные технологии контроля состояния газопроводов.

В Великобритании, начиная с 2019 г., выполняется несколько проектов, целью которых является оценка возможности использования национальной газотранспортной системы (NTS) для транспортировки и распределения метан-водородных смесей с различным содержанием водорода³⁹. Результаты проекта HyDeploy показали, что смесь, содержащая 20% водорода, можно без нарушения целостности трубопроводов транспортировать и доставлять потребителю [94]. В рамках проекта Hydrogen Flow Loop была проведена оценка безопасности воздействия на трубы, используемые NTS, при увеличении содержания водорода

до 30%⁴⁰. Целью еще одного проекта – FutureGrid – является тестирование возможности использования газопроводов NTS для транспортировки метан-водородных смесей, содержащих 2%, 5%, 20% и 100% водорода³⁹.

Во Франции, начиная с 2014 г. также выполнено несколько демонстрационных проектов по транспортировке метан-водородных смесей. Анализируя их результаты, национальный оператор газотранспортных сетей (GRTgaz) пришел к выводу, что газовую систему страны можно без каких-либо изменений использовать для транспортировки газовых смесей, содержащих до 10% водорода, а увеличение содержания водорода до 20% потребует внесения в нее лишь незначительных изменений (см. сноску²⁹ на с. 596).

В Германии в рамках комплексного проекта Green Hydrogen Pilots in Germany, выполнявшегося в течение последних четырех лет (2021–2025 гг.) изучался широкий круг вопросов, связанных с влиянием водорода на газовую систему страны⁴¹. Предварительные итоги проекта представлены в сборнике проектов⁴².

⁴⁰ Green A., Mitchell L., Adams A. Evaluating the opportunity to repurpose gas transmission assets for hydrogen transportation // International Conference on Hydrogen Safety, Edinburgh, Scotland, 21–24 September 2021.
URL: <https://www.h2knowledgecentre.com/content/conference3538> (дата обращения: 02.12.2025).

⁴¹ Green Hydrogen Pilots in Germany.
URL: https://energyforum.in/fileadmin/india/media_elements/Presentations/20230309_GH2_Projects_Germany/20230224_GH2_Projects_GER.pdf (дата обращения: 02.12.2025).

⁴² Hydrogen Research Projects 2024: Time for an Energy Change: Shaping the Future with Hydrogen. Bonn: DVGW, 2024. 94 p.
URL: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/en/publications/wasserstoff-forschungsprojekte-dvgw-2024-engl.pdf> (дата обращения: 02.12.2025).

³⁹ National Transmission System Hydrogen Blending: Stakeholder Engagement Report. London: Arup, 2025. 63 p.
URL: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/687f6d5228f29c99778a743c/national-transmission-system-hydrogen-blending-study.pdf> (дата обращения: 02.12.2025).

В частности, указывается, что «уже сейчас технически возможно эксплуатировать газовые сети, используя не менее 10% водорода, растущие мощности производства и импорта предоставят возможность увеличить эту долю с 10 до 20% и до 100% в долгосрочной перспективе». Большое внимание в этом комплексном проекте уделяется оценке влияния метан-водородных смесей и чистого водорода на материалы трубопроводов, включая сварные соединения, и компоненты их инфраструктуры (проект HIGGS – Водород в газовых сетях). Исследования, проведенные на специальном испытательном стенде, показали, что транспортировка метан-водородной смеси, содержащей 20% водорода, не оказывает какого-либо негативного воздействия на углеродистые стали (API 5L Gr. X42, X52, X60 и X70), клапаны (шариковые, пробковые, дисковые и игольчатые), фланцевые и резьбовые соединения, используемые в европейских газовых сетях высокого давления (8,0 МПа) [99]. Эти исследования получили дальнейшее развитие в работах Института испытаний материалов в Штутгарте, где были проведены технические испытания репрезентативной выборки сталей, используемых в немецких трубопроводах. Они показали, что наблюдаемый уровень изменений таких характеристик сталей как вязкость разрушения и старение в процессе эксплуатации трубопроводов позволяют использовать их для безопасной транспортировки метан-водородных смесей и чистого водорода. Было также установлено, что фланцевые соединения, используемые в магистральных газопроводах, сохраняют герметичность при транспортировке метан-

водородных смесей и чистого водорода. Одним из важных результатов проекта было создание цифровой базы результатов исследований, касающихся устойчивости к водороду компонентов и изделий, используемых в газовой инфраструктуре (verifHy).

Результаты демонстрационных проектов позволили Европейской комиссии и Правительству Великобритании поставить вопрос о необходимости законодательно закрепить возможность использования газовых сетей для транспортировки и доставки конечным потребителям метан-водородных смесей, содержащих 20% (объемных) водорода на территории стран ЕС и в Великобритании (см. сноску³⁹ на с. 600). Международное энергетическое агентство рассматривает транспортировку метан-водородных смесей как важный промежуточный этап перехода к низкоуглеродной экономике, который должен способствовать росту спроса на низкоуглеродный («зеленый» и «голубой») водород и развитию технологий его использования в различных секторах экономики (см. сноску⁴ на с. 583).

В последние годы в ЕС, США и Китае большое внимание уделяется проектам по созданию сетей для транспортировки водорода (см. сноску²⁵ на с. 595 и сноску²⁸ на с. 596). В 2020 г. операторы газовых сетей девяти стран ЕС и Швейцарии выступили с инициативой создания специализированной водородной трубопроводной инфраструктуры (ЕНВ). В течение нескольких лет к этой инициативе присоединилось большинство европейских стран и в настоящее время она охватывает 25 стран-членов ЕС, а также Норвегию, Великобританию и Швейцарию.

Участники инициативы планируют к 2040 г. создать европейскую сеть водородных трубопроводов общей протяженностью 40000 км, из которых около 70% будут составлять перепрофилированные (модернизированные) магистральные газопроводы⁴³. Предполагается, что их стоимость будет на 80–100% ниже, чем стоимость новых водородных трубопроводов [105, 106]. Предложено несколько технологий модернизации существующих магистральных газопроводов для транспортировки по ним «чистого» водорода [106, 107]. Одна из предложенных технологий не требует каких-либо конструктивных изменений газопровода и предусматривает лишь более тщательный контроль за его состоянием и своевременное техническое обслуживание. Перепрофилирование газопроводов на основе использования технологии «труба в трубе» требует существенного изменения их конструкции. Для защиты стальной трубы от негативного влияния водорода в нее вставляют другую трубу, обычно изготавливаемую из полиэтилена. Третья из предложенных технологий основана на способности некоторых газов (O₂, SO₂ и CO) блокировать поверхность стальной трубы от диффузии в нее водорода, снижая степень ее водородного охрупчивания [108, 109]. Существенную часть затрат на реализацию этой технологии составляют не только ввод в поток газа ингибирующих добавок, но и последующая очистка водорода от примесей. Как показал сравнительный анализ стоимости различных

вариантов перепрофилирования магистральных газопроводов на примере газовой сети Германии, наименее затратным, особенно для газопроводов большого диаметра, является первая из предложенных технологий [106]. При этом следует учитывать, что срок службы газопроводов, перепрофилированных с использованием этой технологии, может уменьшиться примерно на 25% из-за более быстрого роста усталостных трещин под действием водорода [110]. Важным ограничением предлагаемых технологий является необходимость модернизации или замены большинства основных элементов инфраструктуры перепрофилируемых газопроводов (компрессоров, регуляторов давления, счетчиков газа), см. сноску¹² на с. 587.

Заключение

Продолжительность переходного этапа, когда основным способом транспортировки водорода является его смешение с природным газом, определяется несколькими факторами: темпами роста производства низкоуглеродного водорода, уровнем готовности технологий его использования, в первую очередь в тех отраслях экономики, декарбонизация которых на основе электрификации затруднительна (в транспортном, энергетическом и коммунальном секторах), развитием сетей водородных трубопроводов.

Как показывают ежегодные отчеты Международного энергетического агентства (Global Hydrogen Review), производство низкоуглеродного водорода растет существенно медленнее, чем оно прогнозировало в 2021 г. В 2024 г. из почти 100 млн т произведенного водорода низкоуглеродный водород по-прежнему составлял менее 1%.

⁴³ van Rossum R., Jens J., La Guardia G. et al. European Hydrogen Backbone. A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries. Utrecht: Guidelhou, 2022. 36 p. URL: <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf> (дата обращения: 02.12.2025).

К настоящему времени запланированы многочисленные проекты, которые должны обеспечить к 2030 г. производство 37 млн т низкоуглеродного водорода. Однако, как показал анализ, проведенный Международным энергетическим агентством и учитывающий вероятность реализации заявленных проектов, его производство в 2030 г. не превысит 10 млн т. Ожидается, что заявленные проекты в полном объеме будут завершены лишь к 2035–2040 гг. По мнению экспертов Международного энергетического агентства технологии конечного потребления водорода развиты гораздо меньше, чем технологии его производства и находятся на более ранних уровнях технологической готовности. К настоящему времени наибольшей зрелостью (6–8 уровни технологической готовности) характеризуется лишь небольшое количество водородных технологий, в том числе технологии перепрофилирования магистральных трубопроводов.

Развитие рынка водорода требует создания сети трубопроводов, способных транспортировать значительные объемы водорода на большие расстояния. В этот процесс активно включились газотранспортные компании в различных регионах мира. К началу 2025 г. объявлено о проектах строительства водородных

трубопроводов общей протяженностью 37000 км, которые должны быть завершены к 2035–2040 гг. Учитывая, что на сегодня лишь небольшая часть этих проектов (6% заявленной протяженности трубопроводов) обеспечена необходимыми инвестициями, можно ожидать, что большинство проектов будут введены в эксплуатацию позже намеченного срока.

Рассмотрение современного состояния и перспектив производства, использования и транспортировки низкоуглеродного водорода показывает, что еще в течение не менее 10–15 лет одним из эффективных направлений декарбонизации различных секторов мировой экономики наряду с их электрификацией будет использование метан-водородных смесей. При этом по мере увеличения производства низкоуглеродного водорода и развитием сети водородных трубопроводов содержание водорода в транспортируемом газе будет увеличиваться. Немецкая техническая и научная ассоциация по вопросам газа и воды (DVGW) прогнозирует, что в Германии содержание водорода в транспортируемых метан-водородных смесях будет увеличиваться на 10% каждые пять лет и с 2045 г. по перепрофилированным и новым трубопроводам будут транспортировать лишь чистый водород.

Вклад автора

К.И. Якубсон – концептуализация, администрирование данных, формальный анализ, создание черновика рукописи, создание рукописи и ее редактирование.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Abad A.V., Dodds P.E. Green hydrogen characterization initiatives: Definitions, standards, guarantees of origin, and challenges // Energy Policy. 2020. Vol. 138. P. 111300. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111300>*

2. Nuttall W.J., Bakkenne A.T. Fossil Fuel Hydrogen. Cham, Switzerland: Springer, 2020. 138 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-30908-4>
3. Mahajan D., Tan K., Venkatesh T. et al. Hydrogen blending in gas pipeline networks – A review // *Energies*. 2022. Vol. 15, No. 10. P. 3582. <https://doi.org/10.3390/en15103582>
4. Ronevich J.A., San Marchi C. Materials compatibility concerns for hydrogen blended into natural gas // ASME 2021 Pressure Vessels & Piping Conference, Virtual, 13–15 July 2021. Vol. 4. Materials and Fabrication. Paper PVP2021-62045. <https://doi.org/10.1115/PVP2021-62045>
5. Jia G., Lei M., Li M. et al. Hydrogen embrittlement in hydrogen-blended natural gas transportation systems: A review // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2023. Vol. 48, No. 82. P. 32137–32157. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.04.266>
6. Zhu Y.-Q., Song W., Wang H.-B. et al. Advances in reducing hydrogen effect of pipeline steels on hydrogen-blended natural gas transportation: A systematic review of mitigation strategies // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2024. Vol. 189. P. 113950. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113950>
7. Bolobov V.I., Latipov I.U., Popov G.G. et al. Estimation of the influence of compressed hydrogen on the mechanical properties of pipeline steels // *Energies*. 2021. Vol. 14, No. 19. P. 6085. <https://doi.org/10.3390/en14196085>
8. Gross A. Hydrogen dissociation on metal surfaces – A model system for reactions on surfaces // *Applied Physics A: Materials Science & Processing*. 1998. Vol. 67, No. 6. P. 627–635. <https://doi.org/10.1007/s003390050834>
9. Shirband Z., Shishesaz M.R., Ashrafi A. Hydrogen degradation of steels and its related parameters, a review // *Phase Transitions*. 2011. Vol. 84, No. 11–12. P. 924–943. <https://doi.org/10.1080/01411594.2011.561774>
10. Xu K. Hydrogen embrittlement of carbon steels and their welds // *Gaseous Hydrogen Embrittlement of Materials in Energy Technologies*. Vol. 1. The Problem, Its Characterization and Effects on Particular Alloy Classes / Ed. by R.P. Gangloff, B.P. Somerday. Cambridge, UK: Woodhead Publishing. P. 526–561. <https://doi.org/10.1533/9780857093899.3.526>
11. Sanchez J., Fullea F., Andrade M.C., de Andres P.L. Ab initio molecular dynamics simulation of hydrogen diffusion in α -iron // *Physical Review B*. 2021. Vol. 81, No. 13. P. 132102. <https://doi.org/10.1103/PhysRevB.81.132102>
12. Taketomi S., Imanishi H., Matsumoto R., Miyazaki N. Dislocation dynamics analysis of hydrogen embrittlement in alpha iron based on atomistic investigations // 13th International Conference on Fracture 2013 (ICF13), Beijing, China, 16–21 June 2013. Red Hook, NY: Curran Associates, 2013. P. 5721–5729.
13. Jia G., Lei M., Li M. et al. Hydrogen embrittlement in hydrogen-blended natural gas transportation systems: A review // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2023. Vol. 48, No. 82. P. 32137–32157. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.04.266>
14. Li Y.X., Zhang R., Liu C.W. et al. Hydrogen embrittlement behavior of typical hydrogen-blended natural gas pipeline steel // *Oil & Gas Storage and Transportation*. 2022. Vol. 41, No. 6. P. 732–742. <https://doi.org/10.6047/j.issn.1000-8241.2022.06.015>
15. Dear F.F., Skinner G.C.G. Mechanisms of hydrogen embrittlement in steels: Discussion // *Philosophical Transactions: Mathematical, Physical and Engineering Sciences: Mathematical, Physical and Engineering Sciences (Series A)*. 2017. Vol. 375, No. 2098. P. 20170032. <https://doi.org/10.1098/rsta.2017.0032>

16. Lynch S. Hydrogen embrittlement phenomena and mechanisms // Corrosion Reviews. 2012. Vol. 30, No. 3–4. P. 105–123. <https://doi.org/10.1515/corrrev-2012-0502>
17. Martin M.L., Dadfarnia M., Nagao A. et al. Enumeration of the hydrogen-enhanced localized plasticity mechanism for hydrogen embrittlement in structural materials // Acta Materialia. 2019. Vol. 165. P. 734–750. <https://doi.org/10.1016/j.actamat.2018.12.014>
18. Nagumo M., Takai K. The predominant role of strain-induced vacancies in hydrogen embrittlement of steels: Overview // Acta Materialia. 2019. Vol. 165. P. 722–733. <https://doi.org/10.1016/j.actamat.2018.12.013>
19. Turnbull A. Hydrogen diffusion and trapping in metals // Gaseous Hydrogen Embrittlement of Materials in Energy Technologies. Vol. 2. Mechanisms, Modelling and Future Developments / Ed. by R.P. Gangloff, B.P. Somerday. Cambridge, UK: Woodhead Publishing, 2012. P. 89–128. <https://doi.org/10.1533/9780857095374.1.89>
20. Djukic M.B., Bakic G.M., Sijacki Zeravcic V. et al. The synergistic action and interplay of hydrogen embrittlement mechanisms in steels and iron: Localized plasticity and decohesion // Engineering Fracture Mechanics. 2019. Vol. 216. P. 106528. <https://doi.org/10.1016/j.engfracmech.2019.106528>
21. Mohtadi-Bonab M.A., Masoumi M. Different aspects of hydrogen diffusion behavior in pipeline steel // Journal of Materials Research and Technology. 2023. Vol. 24. P. 4762–4783. <https://doi.org/10.1016/j.jmrt.2023.04.026>
22. Yen S.K., Huang I.B. Critical hydrogen concentration for hydrogen-induced blistering on AISI 430 stainless steel // Materials Chemistry and Physics. 2003. Vol. 80, No. 3. P. 662–666. [https://doi.org/10.1016/S0254-0584\(03\)00084-1](https://doi.org/10.1016/S0254-0584(03)00084-1)
23. Ren X.C., Zhou Q.J., Chu W.Y. et al. The mechanism of nucleation of hydrogen blister in metals // Chinese Science Bulletin. 2007. Vol. 52, No. 14. P. 2000–2005. <https://doi.org/10.1007/s11434-007-0269-y>
24. Murakami Y., Matsuoka S. Effect of hydrogen on fatigue crack growth of metals // Engineering Fracture Mechanics. 2010. Vol. 77, No. 11. P. 1926–1940. <https://doi.org/10.1016/j.engfracmech.2010.04.012>
25. Dadfarnia M., Sofronis P., Brouwer J., Sosa S. Assessment of resistance to fatigue crack growth of natural gas line pipe steels carrying gas mixed with hydrogen // International Journal of Hydrogen Energy. 2019. Vol. 44, No. 21. P. 10808–10822. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.02.216>
26. Slifka A.J., Drexler E.S., Nanninga N.E. et al. Fatigue crack growth of two pipeline steels in a pressurized hydrogen environment // Corrosion Science. 2014. Vol. 78. P. 313–321. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2013.10.014>
27. Andrews R.M., Gallon N., Huising O.J.C. Assessing damaged pipelines transporting hydrogen // Journal of Pipeline Science and Engineering. 2022. Vol. 2, No. 3. P. 100066. <https://doi.org/10.1016/j.jpse.2022.100066>
28. Yan-hua L., Hui F., Qiang C. et al. Experimental research on fatigue properties of X80 pipeline steel for synthetic natural gas transmission // Mathematical Problems in Engineering. 2021. Vol. 2021. P. 631031. <https://doi.org/10.1155/2021/6631031>
29. Huang G., Zheng J., Meng B. et al. Mechanical properties of X70 welded joint in high-pressure natural gas/hydrogen mixtures // Journal of Materials Engineering and Performance. 2020. Vol. 29. P. 1589–1599. <https://doi.org/10.1007/s11665-020-04680-6>

30. *Ronevich J.A., Somerday B.P.* Effects on fatigue crack growth rates in pipeline steel welds // ASME 2016 Pressure Vessels and Piping Conference, Vancouver, British Columbia, Canada, 17–21 July 2016. Paper PVP2016-63669. <https://doi.org/10.1115/PVP2016-63669>
31. *Sun Y., Frank Cheng Y.* Hydrogen-induced degradation of high-strength steel pipeline welds: A critical review // *Engineering Failure Analysis*. 2022. Vol. 133. P. 105985. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2021.105985>
32. *Komoda R., Kubota M., Staykov A.* et al. Inhibitory effect of oxygen on hydrogen-induced fracture of A333 pipe steel // *Fatigue & Fracture of Engineering Materials & Structures*. 2019. Vol. 42, No. 6. P. 1387–1401. <https://doi.org/10.1111/ffe.12994>
33. *Komoda R., Kubota M., Staykov A.* et al. The inhibitory effect of carbon monoxide contained in hydrogen gas environment on hydrogen-accelerated fatigue crack growth and its loading frequency dependency // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2019. Vol. 44, No. 54. P. 29007–29016. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.09.146>
34. *Röthig M., Hoschke J., Tapia C.* et al. A review of gas phase inhibition of gaseous hydrogen embrittlement in pipeline steels // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 60. P. 1239–1265. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.02.245>
35. *Siciliano F., Stalheim D.G., Gray J.M.* Modern high strength steels for oil and gas transmission pipelines // 7th International Pipeline Conference, Calgary, Alberta, Canada, 29 September – 3 October 2008. Paper IPC2008-64292. <https://doi.org/10.1115/IPC2008-64292>
36. *Belato Rosado D., De Waele W., Vanderschueren D., Hertelé S.* Latest development in mechanical properties and metallurgical features of high strength line pipe steels // *International Journal Sustainable Construction & Design*. 2013. Vol. 4, No. 1. <https://doi.org/10.21825/scad.v4i1.742>
37. *Cai L., Bai G., Gao X.* Experimental investigation on the hydrogen embrittlement characteristics and mechanism of natural gas-hydrogen transportation pipeline steels // *Materials Research Express*. 2022. Vol. 9, No. 4. P. 046512. <https://doi.org/10.1088/2053-1591/ac6654>
38. *Kappes M.A., Perez T.* Hydrogen blending in existing natural gas transmission pipelines: a review of hydrogen embrittlement, governing codes, and life prediction methods // *Corrosion Reviews*. 2023. Vol. 41, No. 3. P. 319–347. <https://doi.org/10.1515/corrrev-2022-0083>
39. *Li J., Song F., Zhang X.* A review on hazards and risks to pipeline operation under transporting hydrogen energy and hydrogen-mixed natural gas // *Science and Technology for Energy Transition*. 2024. Vol. 79. P. 9. <https://doi.org/10.2516/stet/2024004>
40. *Tian X., Pei J.* Study progress on the pipeline transportation safety of hydrogen-blended natural gas // *Heliyon*. 2023. Vol. 9, No. 11. P. e21454. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e21454>
41. *Nanninga N.E., Levy Y.S., Drexler E.S., Condon R.T.* et al. Comparison of hydrogen embrittlement in three pipeline steels in high pressure gaseous hydrogen environments // *Corrosion Science*. 2012. Vol. 59. P. 1–9. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2012.01.028>
42. *Alvaro A., Wan D., Olden V., Barnoush A.* Hydrogen enhanced fatigue crack growth rates in a ferritic Fe-3 wt% Si alloy and a X70 pipeline steel // *Engineering Fracture Mechanics*. 2019. Vol. 219. P. 106641. <https://doi.org/10.1016/j.engfracmech.2019.106641>
43. *Xu X., Zhang R., Wang C.* et al. Experimental study on the temperature dependence of gaseous hydrogen permeation and hydrogen embrittlement susceptibility of X52 pipeline steel // *Engineering Failure Analysis*. 2024. Vol. 155. P. 107746. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2023.107746>

44. Ronevich J., Shrestha R., San Marchi C. Misconceptions of hydrogen degradation of pipeline steels in existing natural gas infrastructure // 4th International Conference on Metals and Hydrogen, Ghent, Belgium, 11–13 October 2022. <https://doi.org/10.2172/2005355>
45. Islam A., Alam T., Sheibley N. et al. Hydrogen blending in natural gas pipelines: A comprehensive review of material compatibility and safety considerations // International Journal of Hydrogen Energy. 2024. Vol. 93. P. 1429–1461. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.10.384>
46. Li J., Song F., Zhang X. A review on hazards and risks to pipeline operation under transporting hydrogen energy and hydrogen-mixed natural gas // Science and Technology for Energy Transition. 2024. Vol. 79. P. 9. <https://doi.org/10.2516/stet/2024004>
47. Gondal I.A. Hydrogen integration in power-to-gas networks // International Journal of Hydrogen Energy. 2019. Vol. 44, No. 3. P. 1803–1815. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.11.164>
48. Zhang M., Ling J., Tang B. et al. A data-driven based method for pipeline additional stress prediction subject to landslide geohazards // Sustainability. 2022. Vol. 14, No. 19. P. 11999. <https://doi.org/10.3390/su141911999>
49. Beilinova T.A., Storozhenko I.A., Vasilenko E.N. et al. The influence of long-term storage of hydrogen on the properties of high-pressure cylinders // Metal Science and Heat Treatment. 1993. Vol. 35, No. 3. P. 165–168. <https://doi.org/10.1007/BF00776843>
50. Dai H., Peng J. The effects of welded joint characteristics on its properties in HDPE thermal fusion welding // Modern Physics Letters B. 2017. Vol. 31, No. 15. P. 1750185. <https://doi.org/10.1142/s0217984917501858>
51. Mathkoor M.S., Jassim R.J., Al-Sabur R. Application of pattern search and genetic algorithms to Optimize HDPE pipe joint profiles and strength in the butt fusion welding process // Journal of Manufacturing and Materials Processing. 2024. Vol. 8, No. 5. P. 187. <https://doi.org/10.3390/jmmp8050187>
52. Zha S., Lan H., Huang H. Review on lifetime predictions of polyethylene pipes: Limitations and trends // International Journal of Pressure Vessels and Piping. 2022. Vol. 198. P. 104663. <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2022.104663>
53. Li P., Wang F., Gao J. et al. Failure mode and the prevention and control technology of buried pe pipeline in service: State of the art and perspectives // Advances in Civil Engineering. 2022. Vol. 2022, No. 1. P. 2228690. <https://doi.org/10.1155/2022/2228690>
54. Xu M., Huang G., Feng S. et al. Static and dynamic properties of semi-crystalline polyethylene // Polymers. 2016. Vol. 8, No. 4. P. 77. <https://doi.org/10.3390/polym8040077>
55. Krishnaswamy R.K. Analysis of ductile and brittle failures from creep rupture testing of high-density polyethylene (HDPE) pipes // Polymer. 2005. Vol. 46, No. 25. P. 11664–11672. <https://doi.org/10.1016/j.polymer.2005.09.084>
56. Maupin J.K. Plastic pipe failure analysis // IPC2008: Proceedings of the Biennial International Pipeline Conference, Calgary, Alberta, Canada, 29 September – 3 October 2008. Paper IPC2008-64355. <https://doi.org/10.1115/IPC2008-64355>
57. Wang H., Shah J., Hawwat S.-E. et al. A comprehensive review of polyethylene pipes: Failure mechanisms, performance models, inspection methods, and repair solutions // Journal of Pipeline Science and Engineering. 2024. Vol. 4, No. 2. P. 100174. <https://doi.org/10.1016/j.jpse.2024.100174>
58. Islam A., Alam T., Sheibley N. et al. Hydrogen blending in natural gas pipelines: A comprehensive review of material compatibility and safety considerations // International Journal of Hydrogen Energy. 2024. Vol. 93. P. 1429–1461. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.10.384>

59. Castagnet S., Grandidier J.-C., Comyn M., Benoît G. Effect of long-term hydrogen exposure on the mechanical properties of polymers used for pipes and tested in pressurized hydrogen // International Journal of Pressure Vessels and Piping. 2012. Vol. 89. P. 203–209. <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2011.11.008>
60. Castagnet S., Grandidier J.-C., Comyn M., Benoît G. Hydrogen influence on the tensile properties of mono and multi-layer polymers for gas distribution // International Journal of Hydrogen Energy. 2010. Vol. 35, No. 14. P. 7633–7640. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.04.155>
61. Alvine K.J., Kafentzis T.A., Pitman S.G. et al. An in situ tensile test apparatus for polymers in high pressure hydrogen // Review of Scientific Instruments. 2014. Vol. 85, No. 10. P. 105110. <https://doi.org/10.1063/1.4899315>
62. Zhang Y., Chen J., Jiang R. et al. Hydrogen-induced deterioration of mechanical properties of polyethylene: Experimental and molecular dynamics analysis // International Journal of Hydrogen Energy. 2025. Vol. 140. P. 164–174. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.05.327>
63. Castagnet S., Grandidier J.-C., Comyn M., Benoît G. Mechanical testing of polymers in pressurized hydrogen: tension, creep and ductile fracture // Experimental Mechanics. 2012. Vol. 52, No. 3. P. 229–239. <https://doi.org/10.1007/s11340-011-9484-1>
64. Shao P., Li X., Zhang Y. et al. Research on hydrogen permeation behaviors of polyethylene butt-fusion joint for hydrogen transportation // Journal of Physics: Conference Series. 2025. Vol. 3008, No. 1. P. 012033. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/3008/1/012033>
65. Klopffer H., Berne P., Castagnet S. et al. Polymer pipes for distributing mixtures of hydrogen and natural gas: evolution of their transport and mechanical properties after an ageing under an hydrogen environment // 18th World Hydrogen Energy Conference 2010 – WHEC 2010, Essen, Germany, 16–21 May 2010. Jülich: Forschungszentrum Jülich, 2010. P. 353–359.
66. Iskov H., Kneck S. Using the natural gas network for transporting hydrogen – Ten years' experience // Proceedings of the International Gas Union Research Conference, Rio de Janeiro, Brazil, 24–26 May 2017. Vol. 1. Red Hook, NY: Curran, 2017. P. 1627–1635.
67. Byrne N., De Silva R., Hilditch T. Linking antioxidant depletion with material properties for polyethylene pipes resins // Polymer Engineering and Science. 2020. Vol. 60, No. 2. P. 323–329. <https://doi.org/10.1002/pen.25287>
68. Klopffer M.H., Flaconnèche B., Odru P. Transport properties of gas mixtures through polyethylene // Plastics Rubber and Composites. 2007. Vol. 36, No. 5. P. 184–189. <https://doi.org/10.1179/174328907X191350>
69. Lee J.-H., Kim Y.-W., Jung J.-K. Investigation of the gas permeation properties using the volumetric analysis technique for polyethylene materials enriched with pure gases under high pressure: H₂, He, N₂, O₂ and Ar // Polymers. 2023. Vol. 15, No. 19. P. 4019. <https://doi.org/10.3390/polym15194019>
70. Naito Y., Mizoguchi K., Terada K. et al. The effect of pressure on gas permeation through semicrystalline polymers above the glass transition temperature // Journal of Polymer Science Part B: Polymer Physics. 1991. Vol. 29, No. 4. P. 457–462. <https://doi.org/10.1002/polb.1991.090290408>
71. Klopffer, M.; Flaconnèche B. Transport properties of gases in polymers: bibliographic review // Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles. 2001. Vol. 56, No. 3. P. 223–244.

72. Klopffer M.-H., Berne P., Espuche É. Development of innovating materials for distributing mixtures of hydrogen and natural gas. Study of the barrier properties and durability of polymer pipes // Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles. 2015. Vol. 70, No. 2. P. 305–315. <https://doi.org/10.2516/ogst/2014008>
73. Su Y., Lv H., Zhou W., Zhang C. Review of the hydrogen permeability of the liner material of type IV on-board hydrogen storage tank // World Electric Vehicle Journal. 2021. Vol. 12, No. 3. P. 130. <https://doi.org/10.3390/wevj12030130>
74. Zhang X., Zhai L., Li H. et al. Molecular simulation study on the hydrogen permeation behavior and mechanism of common polymers // Polymers. 2024. Vol. 16, No. 7. P. 953. <https://doi.org/10.3390/polym16070953>
75. Zheng D., Li J., Yu B. et al. Investigation on the methane emissions from permeation of urban gas polyethylene pipes under the background of hydrogen-mixed natural gas transportation // Journal of Cleaner Production. 2024. Vol. 479. P. 144070. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.144070>
76. Li X., Shao P., Wang J. et al. Study on the permeability behaviour of hydrogen doped natural gas in polyethylene pipeline // Journal of Physics: Conference Series. 2024. Vol. 2713, No. 1. P. 012001. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2713/1/012001>
77. Mahajan D., Tan K., Venkatesh T. et al. Hydrogen blending in gas pipeline networks – A review // Energies. 2022. Vol. 15, No. 10. P. 3582. <https://doi.org/10.3390/en15103582>
78. Neacsu A., Eparu C.N., Panaitescu C. et al. Hydrogen–natural gas mix – A viable perspective for environment and society // Energies. 2023. Vol. 16, No. 15. P. 5751. <https://doi.org/10.3390/en16155751>
79. Якубсон К.И. Перспективы использования водорода в различных отраслях мировой экономики как одно из направлений ее декарбонизации (обзор) // Журнал прикладной химии. 2022. Т. 95, № 3. С. 275–311. EDN: DENFCG
80. Król A., Gajec M., Holewa-Rataj J. et al. Hydrogen purification technologies in the context of its utilization // Energies. 2024. Vol. 17, No. 15. P. 3794. <https://doi.org/10.3390/en17153794>
81. Li H., Liao Z., Sun J. et al. Modelling and simulation of two-bed PSA process for separating H₂ from methane steam reforming // Chinese Journal of Chemical Engineering. 2019. Vol. 27, No. 8. P. 1870–1878. <https://doi.org/10.1016/j.cjche.2018.11.022>
82. Augelletti R., Frattari S., Murmura M.A. Purification of hydrogen-methane mixtures using PSA technologies // Enriched Methane / Ed. by M. De Falco, A. Basile. Cham, Switzerland: Springer, 2015. P. 129–146. (Green Energy and Technology). https://doi.org/10.1007/978-3-319-22192-2_8
83. Luberti M., Ahn H. Review of Polybed pressure swing adsorption for hydrogen purification // International Journal of Hydrogen Energy. 2022. Vol. 47, No. 20. P. 10911–10933. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.01.147>
84. Du Z., Liu C., Zhai J. et al. A review of hydrogen purification technologies for fuel cell vehicles // Catalysts. 2021. Vol. 11, No. 3. P. 393. <https://doi.org/10.3390/catal11030393>
85. Wiciak G., Szykowska K., Janusz-Szymańska K. Applying membrane techniques to separate hydrogen from natural gas for hydrogen technologies // Desalination and Water Treatment. 2024. Vol. 320. P. 100863. <https://doi.org/10.1016/j.dwt.2024.100863>
86. Nayeibossadri S., Speight J.D., Book D. Hydrogen separation from blended natural gas and hydrogen by Pd-based membranes // International Journal of Hydrogen Energy. 2019. Vol. 44, No. 55. P. 29092–29099. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.044>

87. *Al-Mufachi N.A., Rees N.V., Steinberger-Wilkens R.* Hydrogen selective membranes: A review of palladium-based dense metal membranes // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015. Vol. 47. P. 540–551. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.03.026>
88. *Bhalani D.V., Lim B.* Hydrogen separation membranes: A material perspective // *Molecules*. 2024. Vol. 29, No. 19. P. 4676. <https://doi.org/10.3390/molecules29194676>
89. *Freeman B.D.* Basis of permeability/selectivity trade off relations in polymeric gas separation membranes // *Macromolecules*. 1999. Vol. 32, No. 2. P. 375–380. <https://doi.org/10.1021/ma9814548>
90. *Liemberger W., Groß M., Miltner M., Harasek M.* Experimental analysis of membrane and pressure swing adsorption (PSA) for the hydrogen separation from natural gas // *Journal of Cleaner Production*. 2017. Vol. 167. P. 896–907. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.08.012>
91. *Vermaak L., Neomagus H.W.J.P., Bessarabov D.G.* Recent advances in membrane-based electro chemical hydrogen separation: A review // *Membranes*. 2021. Vol. 11, No. 2. P. 127. <https://doi.org/10.3390/membranes11020127>
92. *Zanella E., Longhi M., Tondelli G. et al.* Separation of hydrogen-methane mixtures by electrochemical hydrogen compressor: Experimental and modelling investigation on the influence of different Nafion membranes and operative conditions // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2025. Vol. 126. P. 439–449. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.04.014>
93. *Nordio M., Wassie S.A., Van Sint Annaland M. et al.* Techno-economic evaluation on a hybrid technology for low hydrogen concentration separation and purification from natural gas grid // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2021. Vol. 46, No. 45. P. 23417–23435. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.05.009>
94. *Isaac T.* HyDeploy: The UK's first hydrogen blending deployment project // *Clean Energy*. 2019. Vol. 3, No. 2. P. 114–125. <https://doi.org/10.1093/ce/zkz006>
95. *Cuadrado D., García G., Gata P. et al.* assessment of hydrogen-natural gas mixtures in energy grids: An overview of the H2SAREA project experience // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2025. Vol. 142. P. 697–711. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.01.499>
96. *Schaffert J.* Progress in power-to-gas energy systems // *Energies*. 2023. Vol. 16, No. 1. P. 135. <https://doi.org/10.3390/en16010135>
97. *Gislon P., Cerone N., Cigolotti V. et al.* Hydrogen blending effect on fiscal and metrological instrumentation: A review // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 67. P. 1295–1307. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.02.227>
98. *Jaworski J., Kulaga P., Ficco G., Dell'Isola M.* Domestic gas meter durability in hydrogen and natural gas mixtures // *Energies*. 2021. Vol. 14, No. 22. P. 7555. <https://doi.org/10.3390/en14227555>
99. *Sánchez-Láinez J., Cerezo A., Storch de Gracia M.D. et al.* Enabling the injection of hydrogen in high-pressure gas grids: Investigation of the impact on materials and equipment // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 52. P. 1007–1018. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.05.220>
100. *Blacharski T., Janusz P., Kaliski M., Zabrzewski Ł.* The effect of hydrogen transported through gas pipelines on the performance of natural gas grid // *AGH Drilling, Oil, Gas*. 2016. Vol. 33, No. 2. P. 515. <https://doi.org/10.7494/drill.2016.33.2.515>
101. *Zhang H., Li J., Su Y. et al.* Effects of hydrogen blending on hydraulic and thermal characteristics of natural gas pipeline and pipe network // *Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles*. 2021. Vol. 76. P. 70. <https://doi.org/10.2516/ogst/2021052>

102. *Witkowski A., Rusin A., Majkut M., Stolecka K.* Analysis of compression and transport of the methane/hydrogen mixture in existing natural gas pipelines // *International Journal of Pressure Vessels and Piping*. 2018. Vol. 166. P. 24–34. <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2018.08.002>
103. *Abbas A.J., Haruna S.K., Burby M.* et al. Exploring the viability of adapting natural gas pipelines for hydrogen transport through a case study on compression vs. looping // *Gases*. 2024. Vol. 4, No. 2. P. 74–96. <https://doi.org/10.3390/gases4020005>
104. *Schuster S., Dohmen H.J., Brillert D.* Challenges of compressing hydrogen for pipeline transportation with centrifugal-compressors // *GPPS Chania20 Conference*, 7–9 September 2020. Paper GPPS-CH-2020-0045. <https://doi.org/10.33737/gpps20-tc-45>
105. *Lee H., Lee S.* Economic analysis on hydrogen pipeline infrastructure establishment scenarios: Case study of South Korea // *Energies*. 2022. Vol. 15, No. 18. P. 6824. <https://doi.org/10.3390/en15186824>
106. *Cerniauskas S., Jose Chavez Junco A., Grube T.* et al. Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2020. Vol. 45, No. 21. P. 12095–12107. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.02.121>
107. *Télessy K., Barner L., Holz F.* Repurposing natural gas pipelines for hydrogen: Limits and options from a case study in Germany // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 80. P. 821–831. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.07.110>
108. *Atrens A., Gray E., Venezuela J.* et al. Feasibility of the use of gas phase inhibition of hydrogen embrittlement in gas transmission pipelines carrying hydrogen: A review // *JOM*. 2023. Vol. 75, No. 1. P. 232–238. <https://doi.org/10.1007/s11837-022-05559-8>
109. *Zhou C., Zhou H., Zhang L.* The impact of impurity gases on the hydrogen embrittlement behavior of pipeline steel in high-pressure H environments // *Materials*. 2024. Vol. 17, No. 9. P. 2157. <https://doi.org/10.3390/ma17092157>
110. *Wasserstofftechnologien / Hrsg. von R. Neugebauer.* Berlin; Heidelberg: Springer, 2022. 483 S. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-64939-8>

Информация об авторе

Кристоф Израильич Якубсон – канд. техн. наук, советник директора, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 3094-2228, <https://orcid.org/0000-0003-4475-3058>; e-mail: kris.yakubson@yandex.ru

Поступила в редакцию 08.12.2025

Принята к публикации 24.12.2025

ENVIRONMENTAL MONITORING AND INDUSTRIAL SECURITY OF OIL AND GAS FACILITIES

Review

Prospects and challenges of using main gas pipelines and gas distribution networks for transporting methane–hydrogen mixtures: Foreign practices

Kristof I. Yakubson ✉

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, 3 Gubkina St., Moscow, 119333, Russia

Abstract. The use of existing gas transmission systems for the transportation and distribution of mixtures of methane and hydrogen is an important step in the decarbonization of various sectors of the modern economy. Based on the analysis of foreign publications, the review examines the results of experimental studies evaluating the effect of hydrogen on the violation of the integrity of main gas pipelines caused by the development of hydrogen embrittlement and fracturing in the metal of steel pipes and welds, and on the permeability of polyethylene pipes. The main characteristics of various technologies for hydrogen extraction from methane–hydrogen mixtures, their efficiency and cost are given. The main results of demonstration projects conducted in various countries and the requirements formulated on their basis for the modernization of existing gas transmission systems, necessary for the safe transportation and distribution of methane–hydrogen mixtures with a high concentration of hydrogen are analyzed. Programs for the creation of hydrogen clusters and the redesign of existing main gas pipelines in the countries of the European Union are considered.

Keywords: hydrogen, methane–hydrogen mixture, main gas pipeline, gas distribution pipeline, embrittlement, cracking, gas permeability, demonstration project, conversion, cluster

Funding: the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 125020501406-8).

For citation: Yakubson K.I. Prospects and challenges of using main gas pipelines and gas distribution networks for transporting methane–hydrogen mixtures: Foreign practices. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 4. P. 582–621. (In Russ.).

✉ Kristof I. Yakubson, kris.yakubson@yandex.ru

© Yakubson K.I., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Kristof I. Yakubson – conceptualization, data curation, formal analysis, writing – original draft, writing – review & editing.

Conflict of interests

The author declares no conflict of interests.

References

1. Abad A.V., Dodds P.E. Green hydrogen characterization initiatives: Definitions, standards, guarantees of origin, and challenges. *Energy Policy*. 2020. Vol. 138. P. 111300. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111300>
2. Nuttall W.J., Bakken A.T. *Fossil Fuel Hydrogen*. Cham, Switzerland: Springer, 2020. 138 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-30908-4>
3. Mahajan D., Tan K., Venkatesh T. et al. Hydrogen blending in gas pipeline networks – A review. *Energies*. 2022. Vol. 15, No. 10. P. 3582. <https://doi.org/10.3390/en15103582>
4. Ronevich J.A., San Marchi C. Materials compatibility concerns for hydrogen blended into natural gas. In: *ASME 2021 Pressure Vessels & Piping Conference*, Virtual, 13–15 July 2021. Vol. 4. *Materials and Fabrication*. Paper PVP2021-62045. <https://doi.org/10.1115/PVP2021-62045>
5. Jia G., Lei M., Li M. et al. Hydrogen embrittlement in hydrogen-blended natural gas transportation systems: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2023. Vol. 48, No. 82. P. 32137–32157. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.04.266>
6. Zhu Y.-Q., Song W., Wang H.-B. et al. Advances in reducing hydrogen effect of pipeline steels on hydrogen-blended natural gas transportation: A systematic review of mitigation strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2024. Vol. 189. P. 113950. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113950>
7. Bolobov V.I., Latipov I.U., Popov G.G. et al. Estimation of the influence of compressed hydrogen on the mechanical properties of pipeline steels. *Energies*. 2021. Vol. 14, No. 19. P. 6085. <https://doi.org/10.3390/en14196085>
8. Gross A. Hydrogen dissociation on metal surfaces – A model system for reactions on surfaces. *Applied Physics A: Materials Science & Processing*. 1998. Vol. 67, No. 6. P. 627–635. <https://doi.org/10.1007/s003390050834>
9. Shirband Z., Shishesaz M.R., Ashrafi A. Hydrogen degradation of steels and its related parameters, a review. *Phase Transitions*. 2011. Vol. 84, No. 11–12. P. 924–943. <https://doi.org/10.1080/01411594.2011.561774>
10. Xu K. Hydrogen embrittlement of carbon steels and their welds. In: Gangloff R.P., Somerday B.P., eds. *Gaseous Hydrogen Embrittlement of Materials in Energy Technologies*. Vol. 1. *The Problem, Its Characterization and Effects on Particular Alloy Classes*. Cambridge, UK: Woodhead Publishing, 2012. P. 526–561. <https://doi.org/10.1533/9780857093899.3.526>
11. Sanchez J., Fulla F., Andrade M.C., de Andres P.L. Ab initio molecular dynamics simulation of hydrogen diffusion in α -iron. *Physical Review B*. 2021. Vol. 81, No. 13. P. 132102. <https://doi.org/10.1103/PhysRevB.81.132102>

12. Taketomi S., Imanishi H., Matsumoto R., Miyazaki N. Dislocation dynamics analysis of hydrogen embrittlement in alpha iron based on atomistic investigations. In: *13th International Conference on Fracture 2013 (ICF13)*, Beijing, China, 16–21 June 2013. Red Hook, NY: Curran Associates, 2013. P. 5721–5729.
13. Jia G., Lei M., Li M. et al. Hydrogen embrittlement in hydrogen-blended natural gas transportation systems: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2023. Vol. 48, No. 82. P. 32137–32157. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.04.266>
14. Li Y.X., Zhang R., Liu C.W. et al. Hydrogen embrittlement behavior of typical hydrogen-blended natural gas pipeline steel. *Oil & Gas Storage and Transportation*. 2022. Vol. 41, No. 6. P. 732–742. <https://doi.org/10.6047/j.issn.1000-8241.2022.06.015>
15. Dear F.F., Skinner G.C.G. Mechanisms of hydrogen embrittlement in steels: Discussion. *Philosophical Transactions: Mathematical, Physical and Engineering Sciences: Mathematical, Physical and Engineering Sciences (Series A)*. 2017. Vol. 375, No. 2098. P. 20170032. <https://doi.org/10.1098/rsta.2017.0032>
16. Lynch S. Hydrogen embrittlement phenomena and mechanisms. *Corrosion Reviews*. 2012. Vol. 30, No. 3–4. P. 105–123. <https://doi.org/10.1515/corrrev-2012-0502>
17. Martin M.L., Dadfarnia M., Nagao A. et al. Enumeration of the hydrogen-enhanced localized plasticity mechanism for hydrogen embrittlement in structural materials. *Acta Materialia*. 2019. Vol. 165. P. 734–750. <https://doi.org/10.1016/j.actamat.2018.12.014>
18. Nagumo M., Takai K. The predominant role of strain-induced vacancies in hydrogen embrittlement of steels: Overview. *Acta Materialia*. 2019. Vol. 165. P. 722–733. <https://doi.org/10.1016/j.actamat.2018.12.013>
19. Turnbull A. Hydrogen diffusion and trapping in metals. In: Gangloff R.P., Somerday B.P., eds. *Gaseous Hydrogen Embrittlement of Materials in Energy Technologies*. Vol. 2. *Mechanisms, Modelling and Future Developments*. Cambridge, UK: Woodhead Publishing, 2012. P. 89–128. <https://doi.org/10.1533/9780857095374.1.89>
20. Djukic M.B., Bakic G.M., Sijacki Zeravic V. et al. The synergistic action and interplay of hydrogen embrittlement mechanisms in steels and iron: Localized plasticity and decohesion. *Engineering Fracture Mechanics*. 2019. Vol. 216. P. 106528. <https://doi.org/10.1016/j.engfracmech.2019.106528>
21. Mohtadi-Bonab M.A., Masoumi M. Different aspects of hydrogen diffusion behavior in pipeline steel. *Journal of Materials Research and Technology*. 2023. Vol. 24. P. 4762–4783. <https://doi.org/10.1016/j.jmrt.2023.04.026>
22. Yen S.K., Huang I.B. Critical hydrogen concentration for hydrogen-induced blistering on AISI 430 stainless steel. *Materials Chemistry and Physics*. 2003. Vol. 80, No. 3. P. 662–666. [https://doi.org/10.1016/S0254-0584\(03\)00084-1](https://doi.org/10.1016/S0254-0584(03)00084-1)
23. Ren X.C., Zhou Q.J., Chu W.Y. et al. The mechanism of nucleation of hydrogen blister in metals. *Chinese Science Bulletin*. 2007. Vol. 52, No. 14. P. 2000–2005. <https://doi.org/10.1007/s11434-007-0269-y>
24. Murakami Y., Matsuoka S. Effect of hydrogen on fatigue crack growth of metals. *Engineering Fracture Mechanics*. 2010. Vol. 77, No. 11. P. 1926–1940. <https://doi.org/10.1016/j.engfracmech.2010.04.012>

25. Dadfarnia M., Sofronis P., Brouwer J., Sosa S. Assessment of resistance to fatigue crack growth of natural gas line pipe steels carrying gas mixed with hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2019. Vol. 44, No. 21. P. 10808–10822. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.02.216>
26. Slifka A.J., Drexler E.S., Nanninga N.E. et al. Fatigue crack growth of two pipeline steels in a pressurized hydrogen environment. *Corrosion Science*. 2014. Vol. 78. P. 313–321. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2013.10.014>
27. Andrews R.M., Gallon N., Huising O.J.C. Assessing damaged pipelines transporting hydrogen. *Journal of Pipeline Science and Engineering*. 2022. Vol. 2, No. 3. P. 100066. <https://doi.org/10.1016/j.jpse.2022.100066>
28. Yan-hua L., Hui F., Qiang C. et al. Experimental research on fatigue properties of X80 pipeline steel for synthetic natural gas transmission. *Mathematical Problems in Engineering*. 2021. Vol. 2021. P. 631031. <https://doi.org/10.1155/2021/6631031>
29. Huang G., Zheng J., Meng B. et al. Mechanical properties of X70 welded joint in high-pressure natural gas/hydrogen mixtures. *Journal of Materials Engineering and Performance*. 2020. Vol. 29. P. 1589–1599. <https://doi.org/10.1007/s11665-020-04680-6>
30. Ronevich J.A., Somerday B.P. Effects on fatigue crack growth rates in pipeline steel welds. In: *ASME 2016 Pressure Vessels and Piping Conference*, Vancouver, British Columbia, Canada, 17–21 July 2016. Paper PVP2016-63669. <https://doi.org/10.1115/PVP2016-63669>
31. Sun Y., Frank Cheng Y. Hydrogen-induced degradation of high-strength steel pipeline welds: A critical review. *Engineering Failure Analysis*. 2022. Vol. 133. P. 105985. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2021.105985>
32. Komoda R., Kubota M., Staykov A. et al. Inhibitory effect of oxygen on hydrogen-induced fracture of A333 pipe steel. *Fatigue & Fracture of Engineering Materials & Structures*. 2019. Vol. 42, No. 6. P. 1387–1401. <https://doi.org/10.1111/ffe.12994>
33. Komoda R., Kubota M., Staykov A. et al. The inhibitory effect of carbon monoxide contained in hydrogen gas environment on hydrogen-accelerated fatigue crack growth and its loading frequency dependency. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2019. Vol. 44, No. 54. P. 29007–29016. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.09.146>
34. Röthig M., Hoschke J., Tapia C. et al. A review of gas phase inhibition of gaseous hydrogen embrittlement in pipeline steels. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 60. P. 1239–1265. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.02.245>
35. Siciliano F., Stalheim D.G., Gray J.M. Modern high strength steels for oil and gas transmission pipelines. In: *7th International Pipeline Conference*, Calgary, Alberta, Canada, 29 September – 3 October 2008. Paper IPC2008-64292. <https://doi.org/10.1115/IPC2008-64292>
36. Belato Rosado D., De Waele W., Vanderschueren D., Hertelé S. Latest development in mechanical properties and metallurgical features of high strength line pipe steels. *International Journal Sustainable Construction & Design*. 2013. Vol. 4, No. 1. <https://doi.org/10.21825/scad.v4i1.742>
37. Cai L., Bai G., Gao X. Experimental investigation on the hydrogen embrittlement characteristics and mechanism of natural gas-hydrogen transportation pipeline steels. *Materials Research Express*. 2022. Vol. 9, No. 4. P. 046512. <https://doi.org/10.1088/2053-1591/ac6654>

38. Kappes M.A., Perez T. Hydrogen blending in existing natural gas transmission pipelines: a review of hydrogen embrittlement, governing codes, and life prediction methods. *Corrosion Reviews*. 2023. Vol. 41, No. 3. P. 319–347. <https://doi.org/10.1515/corrrev-2022-0083>
39. Li J., Song F., Zhang X. A review on hazards and risks to pipeline operation under transporting hydrogen energy and hydrogen-mixed natural gas. *Science and Technology for Energy Transition*. 2024. Vol. 79. P. 9. <https://doi.org/10.2516/stet/2024004>
40. Tian X., Pei J. Study progress on the pipeline transportation safety of hydrogen-blended natural gas. *Heliyon*. 2023. Vol. 9, No. 11. P. e21454. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e21454>
41. Nanninga N.E., Levy Y.S., Drexler E.S., Condon R.T. et al. Comparison of hydrogen embrittlement in three pipeline steels in high pressure gaseous hydrogen environments. *Corrosion Science*. 2012. Vol. 59. P. 1–9. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2012.01.028>
42. Alvaro A., Wan D., Olden V., Barnoush A. Hydrogen enhanced fatigue crack growth rates in a ferritic Fe-3 wt% Si alloy and a X70 pipeline steel. *Engineering Fracture Mechanics*. 2019. Vol. 219. P. 106641. <https://doi.org/10.1016/j.engfracmech.2019.106641>
43. Xu X., Zhang R., Wang C. et al. Experimental study on the temperature dependence of gaseous hydrogen permeation and hydrogen embrittlement susceptibility of X52 pipeline steel. *Engineering Failure Analysis*. 2024. Vol. 155. P. 107746. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2023.107746>
44. Ronevich J., Shrestha R., San Marchi C. Misconceptions of hydrogen degradation of pipeline steels in existing natural gas infrastructure. In: *4th International Conference on Metals and Hydrogen*, Ghent, Belgium, 11–13 October 2022. <https://doi.org/10.2172/2005355>
45. Islam A., Alam T., Sheibley N. et al. Hydrogen blending in natural gas pipelines: A comprehensive review of material compatibility and safety considerations. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 93. P. 1429–1461. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.10.384>
46. Li J., Song F., Zhang X. A review on hazards and risks to pipeline operation under transporting hydrogen energy and hydrogen-mixed natural gas. *Science and Technology for Energy Transition*. 2024. Vol. 79. P. 9. <https://doi.org/10.2516/stet/2024004>
47. Gondal I.A. Hydrogen integration in power-to-gas networks. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2019. Vol. 44, No. 3. P. 1803–1815. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.11.164>
48. Zhang M., Ling J., Tang B. et al. A data-driven based method for pipeline additional stress prediction subject to landslide geohazards. *Sustainability*. 2022. Vol. 14, No. 19. P. 11999. <https://doi.org/10.3390/su141911999>
49. Beilinova T.A., Storozhenko I.A., Vasilenko E.N. et al. The influence of long-term storage of hydrogen on the properties of high-pressure cylinders. *Metal Science and Heat Treatment*. 1993. Vol. 35, No. 3. P. 165–168. <https://doi.org/10.1007/BF00776843>
50. Dai H., Peng J. The effects of welded joint characteristics on its properties in HDPE thermal fusion welding. *Modern Physics Letters B*. 2017. Vol. 31, No. 15. P. 1750185. <https://doi.org/10.1142/s0217984917501858>
51. Mathkoor M.S., Jassim R.J., Al-Sabur R. Application of pattern search and genetic algorithms to Optimize HDPE pipe joint profiles and strength in the butt fusion welding process. *Journal of Manufacturing and Materials Processing*. 2024. Vol. 8, No. 5. P. 187. <https://doi.org/10.3390/jmmp8050187>

52. Zha S., Lan H., Huang H. Review on lifetime predictions of polyethylene pipes: Limitations and trends. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*. 2022. Vol. 198. P. 104663. <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2022.104663>
53. Li P., Wang F., Gao J. et al. Failure mode and the prevention and control technology of buried pe pipeline in service: State of the art and perspectives. *Advances in Civil Engineering*. 2022. Vol. 2022, No. 1. P. 2228690. <https://doi.org/10.1155/2022/2228690>
54. Xu M., Huang G., Feng S. et al. Static and dynamic properties of semi-crystalline polyethylene. *Polymers*. 2016. Vol. 8, No. 4. P. 77. <https://doi.org/10.3390/polym8040077>
55. Krishnaswamy R.K. Analysis of ductile and brittle failures from creep rupture testing of high-density polyethylene (HDPE) pipes. *Polymer*. 2005. Vol. 46, No. 25. P. 11664–11672. <https://doi.org/10.1016/j.polymer.2005.09.084>
56. Maupin J.K. Plastic pipe failure analysis. In: *IPC2008: Proceedings of the Biennial International Pipeline Conference*, Calgary, Alberta, Canada, 29 September – 3 October 2008. Paper IPC2008-64355. <https://doi.org/10.1115/IPC2008-64355>
57. Wang H., Shah J., Hawwat S.-E. et al. A comprehensive review of polyethylene pipes: Failure mechanisms, performance models, inspection methods, and repair solutions. *Journal of Pipeline Science and Engineering*. 2024. Vol. 4, No. 2. P. 100174. <https://doi.org/10.1016/j.jpse.2024.100174>
58. Islam A., Alam T., Sheibley N. et al. Hydrogen blending in natural gas pipelines: A comprehensive review of material compatibility and safety considerations. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 93. P. 1429–1461. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.10.384>
59. Castagnet S., Grandidier J.-C., Comyn M., Benoît G. Effect of long-term hydrogen exposure on the mechanical properties of polymers used for pipes and tested in pressurized hydrogen. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*. 2012. Vol. 89. P. 203–209. <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2011.11.008>
60. Castagnet S., Grandidier J.-C., Comyn M., Benoît G. Hydrogen influence on the tensile properties of mono and multi-layer polymers for gas distribution. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2010. Vol. 35, No. 14. P. 7633–7640. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.04.155>
61. Alvine K.J., Kafentzis T.A., Pitman S.G. et al. An in situ tensile test apparatus for polymers in high pressure hydrogen. *Review of Scientific Instruments*. 2014. Vol. 85, No. 10. P. 105110. <https://doi.org/10.1063/1.4899315>
62. Zhang Y., Chen J., Jiang R. et al. Hydrogen-induced deterioration of mechanical properties of polyethylene: Experimental and molecular dynamics analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2025. Vol. 140. P. 164–174. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.05.327>
63. Castagnet S., Grandidier J.-C., Comyn M., Benoît G. Mechanical testing of polymers in pressurized hydrogen: tension, creep and ductile fracture. *Experimental Mechanics*. 2012. Vol. 52, No. 3. P. 229–239. <https://doi.org/10.1007/s11340-011-9484-1>
64. Shao P., Li X., Zhang Y. et al. Research on hydrogen permeation behaviors of polyethylene butt-fusion joint for hydrogen transportation. *Journal of Physics: Conference Series*. 2025. Vol. 3008, No. 1. P. 012033. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/3008/1/012033>
65. Klopffer H., Berne P., Castagnet S. et al. Polymer pipes for distributing mixtures of hydrogen and natural gas: evolution of their transport and mechanical properties after an ageing under an hydrogen environment. In: *18th World Hydrogen Energy Conference 2010 – WHEC 2010*, Essen, Germany, 16–21 May 2010. Jülich: Forschungszentrum Jülich, 2010. P. 353–359.

66. Iskov H., Kneck S. Using the natural gas network for transporting hydrogen – Ten years' experience. In: *Proceedings of the International Gas Union Research Conference*, Rio de Janeiro, Brazil, 24–26 May 2017. Vol. 1. Red Hook, NY: Curran, 2017. P. 1627–1635.
67. Byrne N., De Silva R., Hilditch T. Linking antioxidant depletion with material properties for polyethylene pipes resins. *Polymer Engineering and Science*. 2020. Vol. 60, No. 2. P. 323–329. <https://doi.org/10.1002/pen.25287>
68. Klopffer M.H., Flaconneche B., Odru P. Transport properties of gas mixtures through polyethylene. *Plastics Rubber and Composites*. 2007. Vol. 36, No. 5. P. 184–189. <https://doi.org/10.1179/174328907X191350>
69. Lee J.-H., Kim Y.-W., Jung J.-K. Investigation of the gas permeation properties using the volumetric analysis technique for polyethylene materials enriched with pure gases under high pressure: H₂, He, N₂, O₂ and Ar. *Polymers*. 2023. Vol. 15, No. 19. P. 4019. <https://doi.org/10.3390/polym15194019>
70. Naito Y., Mizoguchi K., Terada K. et al. The effect of pressure on gas permeation through semicrystalline polymers above the glass transition temperature. *Journal of Polymer Science Part B: Polymer Physics*. 1991. Vol. 29, No. 4. P. 457–462. <https://doi.org/10.1002/polb.1991.090290408>
71. Klopffer, M.; Flaconneche B. Transport properties of gases in polymers: bibliographic review. *Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles*. 2001. Vol. 56, No. 3. P. 223–244.
72. Klopffer M.-H., Berne P., Espuche É. Development of innovating materials for distributing mixtures of hydrogen and natural gas. Study of the barrier properties and durability of polymer pipes. *Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles*. 2015. Vol. 70, No. 2. P. 305–315. <https://doi.org/10.2516/ogst/2014008>
73. Su Y., Lv H., Zhou W., Zhang C. Review of the hydrogen permeability of the liner material of type IV on-board hydrogen storage tank. *World Electric Vehicle Journal*. 2021. Vol. 12, No. 3. P. 130. <https://doi.org/10.3390/wevj12030130>
74. Zhang X., Zhai L., Li H. et al. Molecular simulation study on the hydrogen permeation behavior and mechanism of common polymers. *Polymers*. 2024. Vol. 16, No. 7. P. 953. <https://doi.org/10.3390/polym16070953>
75. Zheng D., Li J., Yu B. et al. Investigation on the methane emissions from permeation of urban gas polyethylene pipes under the background of hydrogen-mixed natural gas transportation. *Journal of Cleaner Production*. 2024. Vol. 479. P. 144070. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.144070>
76. Li X., Shao P., Wang J. et al. Study on the permeability behaviour of hydrogen doped natural gas in polyethylene pipeline. *Journal of Physics: Conference Series*. 2024. Vol. 2713, No. 1. P. 012001. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2713/1/012001>
77. Mahajan D., Tan K., Venkatesh T. et al. Hydrogen blending in gas pipeline networks – A review. *Energies*. 2022. Vol. 15, No. 10. P. 3582. <https://doi.org/10.3390/en15103582>
78. Neacsu A., Eparu C.N., Panaitescu C. et al. Hydrogen–natural gas mix – A viable perspective for environment and society. *Energies*. 2023. Vol. 16, No. 15. P. 5751. <https://doi.org/10.3390/en16155751>
79. Yakubson K.I. Prospects for using hydrogen in various branches of the world economy as one of the directions of its decarbonization. *Russian Journal of Applied Chemistry*. 2022. Vol. 95, No. 3. P. 309–340. <https://doi.org/10.1134/s1070427222030016>
80. Król A., Gajec M., Holewa-Rataj J. et al. Hydrogen purification technologies in the context of its utilization. *Energies*. 2024. Vol. 17, No. 15. P. 3794. <https://doi.org/10.3390/en17153794>

81. Li H., Liao Z., Sun J. et al. Modelling and simulation of two-bed PSA process for separating H₂ from methane steam reforming. *Chinese Journal of Chemical Engineering*. 2019. Vol. 27, No. 8. P. 1870–1878. <https://doi.org/10.1016/j.cjche.2018.11.022>
82. Augelletti R., Frattari S., Murmura M.A. Purification of hydrogen-methane mixtures using PSA technologies. In: De Falco M., Basile A., eds. *Enriched Methane*. Cham, Switzerland: Springer, 2015. P. 129–146. (Green Energy and Technology). https://doi.org/10.1007/978-3-319-22192-2_8
83. Luberti M., Ahn H. Review of Polybed pressure swing adsorption for hydrogen purification. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2022. Vol. 47, No. 20. P. 10911–10933. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.01.147>
84. Du Z., Liu C., Zhai J. et al. A review of hydrogen purification technologies for fuel cell vehicles. *Catalysts*. 2021. Vol. 11, No. 3. P. 393. <https://doi.org/10.3390/catal11030393>
85. Wiciak G., Szykowska K., Janusz-Szymańska K. Applying membrane techniques to separate hydrogen from natural gas for hydrogen technologies. *Desalination and Water Treatment*. 2024. Vol. 320. P. 100863. <https://doi.org/10.1016/j.dwt.2024.100863>
86. Nayebossadri S., Speight J.D., Book D. Hydrogen separation from blended natural gas and hydrogen by Pd-based membranes. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2019. Vol. 44, No. 55. P. 29092–29099. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.044>
87. Al-Mufachi N.A., Rees N.V., Steinberger-Wilkens R. Hydrogen selective membranes: A review of palladium-based dense metal membranes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015. Vol. 47. P. 540–551. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.03.026>
88. Bhalani D.V., Lim B. Hydrogen separation membranes: A material perspective. *Molecules*. 2024. Vol. 29, No. 19. P. 4676. <https://doi.org/10.3390/molecules29194676>
89. Freeman B.D. Basis of permeability/selectivity trade off relations in polymeric gas separation membranes. *Macromolecules*. 1999. Vol. 32, No. 2. P. 375–380. <https://doi.org/10.1021/ma9814548>
90. Liemberger W., Groß M., Miltner M., Harasek M. Experimental analysis of membrane and pressure swing adsorption (PSA) for the hydrogen separation from natural gas. *Journal of Cleaner Production*. 2017. Vol. 167. P. 896–907. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.08.012>
91. Vermaak L., Neomagus H.W.J.P., Bessarabov D.G. Recent advances in membrane-based electro chemical hydrogen separation: A review. *Membranes*. 2021. Vol. 11, No. 2. P. 127. <https://doi.org/10.3390/membranes11020127>
92. Zanella E., Longhi M., Tondelli G. et al. Separation of hydrogen-methane mixtures by electrochemical hydrogen compressor: Experimental and modelling investigation on the influence of different Nafion membranes and operative conditions. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2025. Vol. 126. P. 439–449. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.04.014>
93. Nordio M., Wassie S.A., Van Sint Annaland M. et al. Techno-economic evaluation on a hybrid technology for low hydrogen concentration separation and purification from natural gas grid. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2021. Vol. 46, No. 45. P. 23417–23435. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.05.009>
94. Isaac T. HyDeploy: The UK's first hydrogen blending deployment project. *Clean Energy*. 2019. Vol. 3, No. 2. P. 114–125. <https://doi.org/10.1093/ce/zkz006>
95. Cuadrado D., García G., Gata P. et al. assessment of hydrogen-natural gas mixtures in energy grids: An overview of the H2SAREA project experience. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2025. Vol. 142. P. 697–711. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.01.499>

96. Schaffert J. Progress in power-to-gas energy systems. *Energies*. 2023. Vol. 16, No. 1. P. 135. <https://doi.org/10.3390/en16010135>
97. Gislón P., Cerone N., Cigolotti V. et al. Hydrogen blending effect on fiscal and metrological instrumentation: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 67. P. 1295–1307. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.02.227>
98. Jaworski J., Kułaga P., Ficco G., Dell’Isola M. Domestic gas meter durability in hydrogen and natural gas mixtures. *Energies*. 2021. Vol. 14, No. 22. P. 7555. <https://doi.org/10.3390/en14227555>
99. Sánchez-Laínez J., Cerezo A., Storch de Gracia M.D. et al. Enabling the injection of hydrogen in high-pressure gas grids: Investigation of the impact on materials and equipment. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 52. P. 1007–1018. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.05.220>
100. Blacharski T., Janusz P., Kaliski M., Zabrzęski Ł. The effect of hydrogen transported through gas pipelines on the performance of natural gas grid. *AGH Drilling, Oil, Gas*. 2016. Vol. 33, No. 2. P. 515. <https://doi.org/10.7494/drill.2016.33.2.515>
101. Zhang H., Li J., Su Y. et al. Effects of hydrogen blending on hydraulic and thermal characteristics of natural gas pipeline and pipe network. *Oil & Gas Science and Technology – Revue d’IFP Energies nouvelles*. 2021. Vol. 76. P. 70. <https://doi.org/10.2516/ogst/2021052>
102. Witkowski A., Rusin A., Majkut M., Stolecka K. Analysis of compression and transport of the methane/hydrogen mixture in existing natural gas pipelines. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*. 2018. Vol. 166. P. 24–34. <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2018.08.002>
103. Abbas A.J., Haruna S.K., Burby M. et al. Exploring the viability of adapting natural gas pipelines for hydrogen transport through a case study on compression vs. looping. *Gases*. 2024. Vol. 4, No. 2. P. 74–96. <https://doi.org/10.3390/gases4020005>
104. Schuster S., Dohmen H.J., Brillert D. Challenges of compressing hydrogen for pipeline transportation with centrifugal-compressors. In: *GPPS Chania20 Conference*, 7–9 September 2020. Paper GPPS-CH-2020-0045. <https://doi.org/10.33737/gpps20-tc-45>
105. Lee H., Lee S. Economic analysis on hydrogen pipeline infrastructure establishment scenarios: Case study of South Korea. *Energies*. 2022. Vol. 15, No. 18. P. 6824. <https://doi.org/10.3390/en15186824>
106. Cerniauskas S., Jose Chavez Junco A., Grube T. et al. Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2020. Vol. 45, No. 21. P. 12095–12107. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.02.121>
107. Télessy K., Barner L., Holz F. Repurposing natural gas pipelines for hydrogen: Limits and options from a case study in Germany. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 80. P. 821–831. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.07.110>
108. Atrens A., Gray E., Venezuela J. et al. Feasibility of the use of gas phase inhibition of hydrogen embrittlement in gas transmission pipelines carrying hydrogen: A review. *JOM*. 2023. Vol. 75, No. 1. P. 232–238. <https://doi.org/10.1007/s11837-022-05559-8>
109. Zhou C., Zhou H., Zhang L. The impact of impurity gases on the hydrogen embrittlement behavior of pipeline steel in high-pressure H environments. *Materials*. 2024. Vol. 17, No. 9. P. 2157. <https://doi.org/10.3390/ma17092157>
110. Neugebauer R., ed. *Wasserstofftechnologien*. Berlin; Heidelberg: Springer, 2022. 483 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-64939-8>

Information about the author

Kristof I. Yakubson – Cand. Sci. (Eng.), Director's Adviser, Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0003-4475-3058>; e-mail: kris.yakubson@yandex.ru

Received 8 December 2025

Accepted 24 December 2025