

Дата поступления рукописи в редакцию: 01.04.2026 г.

DOI: 10.24412/2782-3830-2026-3-118-124

Дата принятия рукописи в печать: 14.04.2026 г.

БЕСПАЛОВА Екатерина Михайловна,
студентка Факультета экономики и бизнеса,
Финансовый университет при Правительстве РФ,
e-mail: ebespalova265@yandex.ru

БАЛЫКО Дарья Юрьевна,
студент Факультета экономики и бизнеса,
Финансовый университет при Правительстве РФ,
e-mail: daria.b21051@mail.ru

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОИЗВОДСТВА СПГ И ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

Аннотация. В статье рассматриваются теоретические и технологические основы производства сжиженного природного газа (СПГ) и функционирования газотранспортной инфраструктуры как элементов экономики ТЭК. Анализируется полный технологический цикл СПГ: подготовка и очистка природного газа, осушка и удаление ртути, выделение тяжёлых углеводородов, многоступенчатое охлаждение и сжижение с использованием пропановых и смешанных хладагентов, криогенное хранение и отгрузка. Отдельное внимание уделено энергоёмкости процессов и их влиянию на капитальные и операционные затраты. Во второй части подробно описываются ключевые компоненты газотранспортной инфраструктуры (магистральные и подводящие газопроводы, компрессорные станции, подземные хранилища, прибрежные и регазификационные терминалы) и их роль в обеспечении устойчивой работы СПГ-проектов и конкурентоспособности газового сегмента ТЭК.

Ключевые слова: СПГ (сжиженный природный газ), технологическая цепочка производства СПГ, криогенное сжижение, подготовка природного газа, осушка газа, удаление ртути, фракционирование углеводородов, каскадные холодильные циклы, смешанный хладагент, энергоёмкость производства, магистральные газопроводы, компрессорные станции, подводящие газопроводы, криогенные резервуары, газотранспортная инфраструктура.

BESPALOVA Ekaterina Mihailovna,
Student Faculty of Economics and Business,
Financial University under the Government
of the Russian Federation

BALYKO Daria Yurievna,
Student Faculty of Economics and Business,
Financial University under the Governmen
of the Russian Federation

THEORETICAL FOUNDATIONS OF LNG PRODUCTION AND GAS TRANSPORTATION INFRASTRUCTURE

Annotation. The article examines the theoretical and technological foundations of liquefied natural gas (LNG) production and gas transportation infrastructure within the fuel and energy complex economics framework. It analyzes the complete LNG technological chain: natural gas pretreatment and purification, dehydration and mercury removal, heavy hydrocarbons fractionation, multi-stage cooling and liquefaction using propane and mixed refrigerant cycles, cryogenic storage, and loading operations. Special attention is given to process energy intensity and its impact on capital and operating expenditures. The second part details key gas transportation infrastructure components (main and feeder pipelines, compressor stations, underground storage facilities, coastal and regasification terminals) and their role in ensuring sustainable operation of LNG projects and competitiveness of the gas sector in the fuel and energy complex.

Key words: *LNG (liquefied natural gas), LNG production technological chain, cryogenic liquefaction, natural gas pretreatment, gas dehydration, mercury removal, hydrocarbons fractionation, cascade refrigeration cycles, mixed refrigerant, production energy intensity, main gas pipelines, compressor stations, feeder pipelines, cryogenic storage tanks, gas transportation infrastructure.*

Введение

Современный этап развития мировой энергетической системы характеризуется ускоренной цифровизацией, ужесточением экологических требований и радикальной трансформацией газовых рынков, где сжиженный природный газ становится ключевым инструментом обеспечения энергетической безопасности и диверсификации поставок. СПГ-проекты, требующие синхронизированной работы сложных технологических цепочек производства и капиталоемкой газотранспортной инфраструктуры, формируют новые вызовы для экономики топливно-энергетического комплекса, связанные с энергоёмкостью процессов, длительными сроками окупаемости и высокой чувствительностью к внешним факторам.

Актуальность исследования обусловлена стратегической ролью СПГ в глобальной энергетической архитектуре и его растущим значением для России как экспортёра энергоресурсов. Мировой спрос на СПГ в 2024 г. достиг рекордных 411,5 млн т, при этом российский экспорт вырос до 33,6 млн т, что подчёркивает конкурентоспособность отечественных проектов. Однако высокая технологическая сложность производства СПГ и капиталоемкость газотранспортной инфраструктуры создают значительные риски недозагрузки мощностей и роста себестоимости.

Целью исследования является системный анализ технологических особенностей производства СПГ и ключевых компонентов газотранспортной инфраструктуры с целью выявления их влияния на экономическую эффективность и конкурентоспособность проектов в рамках экономики топливно-энергетического комплекса России.

Методологическую основу исследования составляют системный и технологический подходы к анализу сложных инженерных систем ТЭК, технико-экономическое обоснование производственных процессов и сравнительный анализ реальных СПГ-проектов

Основная часть

Сжиженный природный газ (СПГ) представляет собой продукт глубокой криогенной переработки природного газа, при которой газообразное сырьё, содержащее 75–99% метана (CH_4), охлаждается до температуры кипения минус 161,5 °C при атмосферном давлении, что обеспечивает сокращение его объёма примерно в 600 раз по сравнению с газообразным состоянием.

Эта фундаментальная физическая особенность делает СПГ оптимальным решением для транспортировки природного газа на дальние расстояния морским путём, создания стратегических резервов и снабжения удалённых регионов, где трубопроводная инфраструктура экономически нецелесообразна. Современные СПГ-проекты, такие как российские «Ямал СПГ» и «Сахалин-2», демонстрируют, что технологическая сложность производства сочетается с экстремальной капиталоемкостью и энергоёмкостью процессов, где удельное энергопотребление достигает 250–400 кВт·ч на тонну продукции, что эквивалентно 8–10% от теплотворной способности исходного сырья [6]. Именно поэтому детальный анализ технологической цепочки производства СПГ приобретает ключевое значение для понимания экономических ограничений и резервов эффективности газового сегмента топливно-энергетического комплекса.

Технологический процесс начинается с приёма природного газа по магистральным газопроводам с параметрами давления 5,5–12 МПа и температуры 5–40 °C. Сырьё проходит первичный контроль качества ультразвуковыми счётчиками расхода и хроматографами состава, после чего стабилизируется давление и подогревается для исключения риска гидратообразования. Первым специализированным этапом становится очистка от кислых примесей - диоксида углерода (CO_2) и сероводорода (H_2S), содержание которых в очищенном газе не должно превышать 50 ppm и 4 ppm соответственно. Процесс осуществляется абсорбционным методом в скрубберах с водными растворами аминов (моноэтаноламин, диэтаноламин или метилдиэтаноламин) при давлении 5–7 МПа и температуре 35–45 °C [2]. Насыщенный амин регенерируется в десорбционной колонне при 110–130 °C с использованием заводского пара, что формирует постоянные эксплуатационные затраты на уровне 0,3–0,8% от производимой продукции в виде потерь давления и энергии компрессоров рециркуляции. Неполная очистка кислых компонентов критически опасна, поскольку при криогенных температурах они образуют твёрдые отложения, выводящие из строя дорогостоящее теплообменное оборудование.

Переход к следующему этапу - осушке и удалению ртути - обусловлен необходимостью достижения точки росы ниже минус 100 °C для предотвращения конденсации влаги и последующего гидратообразования в криогенных теплооб-

менниках. Осушка проводится в двухступенчатых адсорберах с молекулярными ситами (цеолиты 4A, 5A или 13X), где первый адсорбер работает в режиме поглощения при 5-6 МПа, а второй регенерируется горячим газом температурой 200-250 °С. Одновременно ртуть удаляется активированным углём с сульфидной пропиткой, поскольку даже микроколичества (0,01 мкг/м³) вызывают хрупкое разрушение алюминиевых спирально-винтовых теплообменников - наиболее дорогого элемента линии сжижения. Ресурс адсорбентов составляет 2-3 года без возможности регенерации, что делает данный этап источником постоянных капитальных вложений в объёме 5-7% от общей стоимости подготовительного блока. Качественная реализация осушки и демеркуризации обеспечивает стабильность последующих криогенных процессов, минимизируя аварийные простои, стоимость которых может достигать десятков миллионов долларов за каждый инцидент с заменой теплообменника.

Далее следует фракционирование углеводородного состава в скрубберной колонне, где из метановой фракции выделяются тяжёлые углеводороды (C₂+), способные кристаллизоваться при температурах ниже минус 80 °С [16]. Сырьевой газ предварительно охлаждается пропановым циклом до минус 20...-50 °С и дросселируется через клапан Джоуля-Томсона, поступая в колонну при давлении 3,5-4,5 МПа. Противоток жидкости и пара обеспечивает разделение: верхний продукт (92-96% CH₄) направляется на сжижение, нижний конденсат (этан, пропан, бутан, C₅+) - на стабилизацию или реализацию как побочный продукт. Выход C₂+-фракции составляет 4-8 мас.%, создавая дополнительный доход, но усложняя технологическую схему за счёт ректификационных колонн и теплообменников. Экономический эффект фракционирования проявляется в предотвращении простоев криогенного оборудования и монетизации побочных потоков, хотя капитальные затраты на блок достигают 10-12% от общей стоимости завода [11].

Основной и наиболее энергоёмкий этап - собственно сжижение метанового газа - реализуется трёхступенчатым холодильным циклом. Первая ступень - пропановый контур предварительного охлаждения до минус 35...-55 °С. Пропан сжимается центробежными компрессорами до 1,5 МПа, конденсируется в воздушных охладителях при 30-40 °С, дросселируется до 0,2 МПа и испаряется в многоходовых теплообменниках, отнимая тепло у сырья. Привод компрессоров - электродвигатели 15-25 МВт, удельное энергопотребление - 0,08-0,12 кВт*ч/кг СПГ. Вторая ступень - цикл смешанного хладагента (азот 5-10%, метан 35-45%, этан 25-35%, пропан 10-15%, бутаны 5-10%), сжимаемого до 4,5-5,5 МПа с

последующим частичным конденсированием, сепарацией и дросселированием в спирально-винтовые теплообменники. Смесь обеспечивает охлаждение до минус 110 °С с энергозатратами 0,15-0,20 кВт*ч/кг СПГ. Финальная ступень - азотное переохлаждение: азот сжимается до 6 МПа, расширяется в турбодетандере до минус 170 °С, доводя СПГ до температуры хранения минус 158...-162 °С. (см. рисунок 1).

Полученный СПГ накачивается погружными криогенными насосами в полнообъёмные резервуары мембранного или сварного типа (ёмкость 120-220 тыс. м³). Конструкция включает внутреннюю ёмкость из 9% никелевой стали или алюминия, перлитную теплоизоляцию и внешнюю бетонную оболочку. Давление поддерживается 0,1-0,25 атм., естественное испарение - 0,05-0,15% в сутки. Пары рекомпрессируются или сжигаются, предотвращая разгерметизацию. Капитальные затраты на резервуары составляют 20% завода, эксплуатация требует строгого соблюдения норм промышленной безопасности из-за риска теплового притока и разгерметизации.

Непрерывность производства СПГ невозможна без эффективной газотранспортной инфраструктуры, обеспечивающей подачу сырья с заданными параметрами давления, расхода и качества. Её ключевым элементом выступают магистральные газопроводы (МГ) высокого давления (7-10 МПа и выше), выполненные из высокопрочных сталей. Их задача - транспортировка огромных объёмов газа на тысячи километров, например, к заводам «Ямал СПГ» или кластеру в Катаре. Однако протяжённость маршрутов неизбежно ведёт к падению давления, и для его компенсации требуются компрессорные станции (КС), оснащённые газоперекачивающими агрегатами (ГПА) мощностью в десятки мегаватт. Выбор привода - газотурбинного или электрического - имеет принципиальное значение. Газотурбинные установки (ГТУ), будучи проверенным решением, сами потребляют часть транспортируемого топлива, что увеличивает операционные затраты и снижает объёмы товарного газа. Показательный пример - недавний проект модернизации в системе «Газпрома», где на 109 газоперекачивающих агрегатах «Газпром трансгаз Югорск» была произведена замена проточных частей. Это позволило снизить степень сжатия в центробежных компрессорах с 1,44 до 1,35, повысив эффективность компримирования минимум на 5%. Только по топливному газу экономия составит более 270 млн куб. м в год, а инвестиции в 3 млрд рублей возвращаются за счёт достигаемой экономии.

От магистральных артерий газ поступает на подводящие. На этом участке требования к ста-

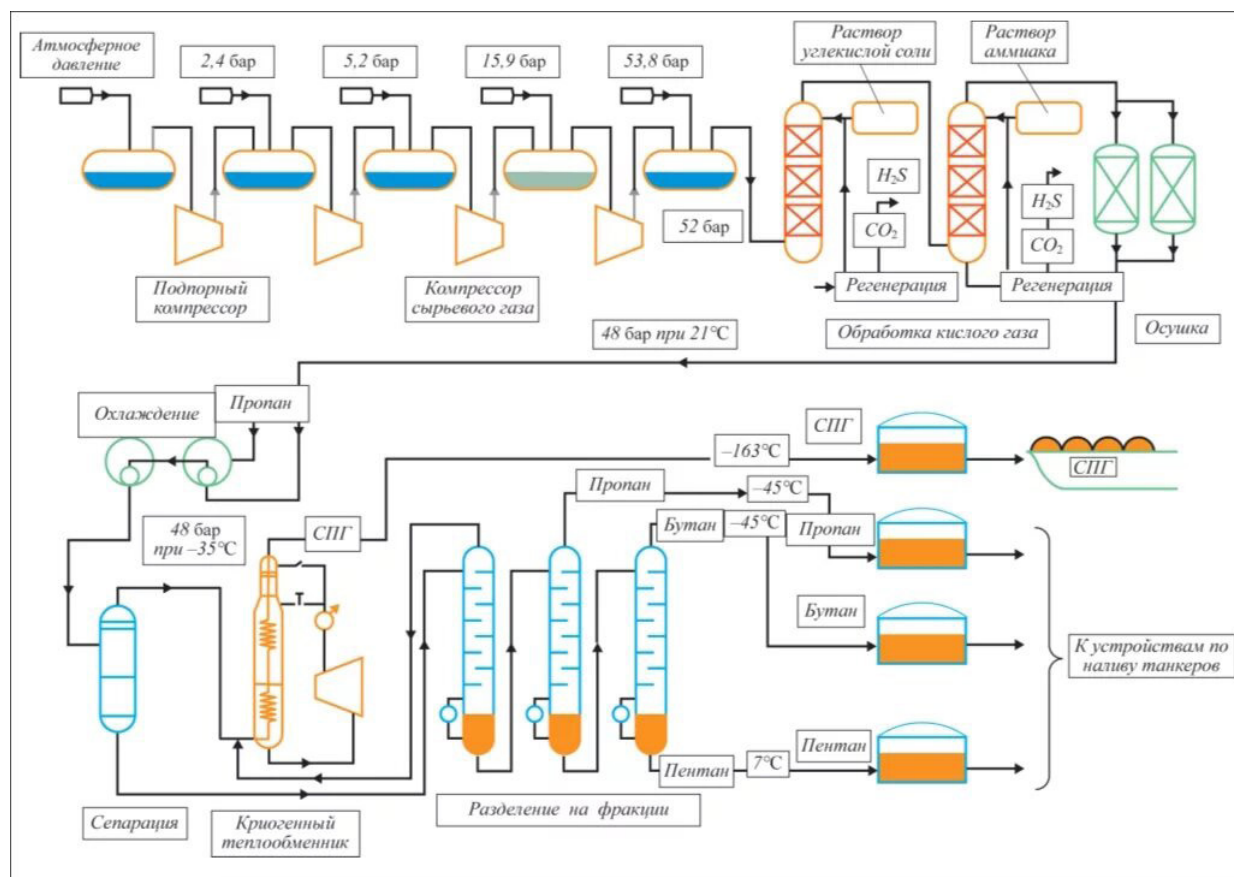


Рисунок 1. Технологическая цепочка производства сжиженного природного газа (СПГ). [16]

бильности параметров сырья максимальны, так как любые колебания давления или расхода способны нарушить тонкий тепловой баланс в криогенных теплообменниках. Особую сложность приобретает прокладка таких газопроводов в арктических условиях. На Ямале вечная мерзлота создаёт риск термомеханического воздействия: тёплый газ может вызывать таяние грунта и просадку опор [7]. Технологическим ответом становится надземная прокладка на сваях, что многократно удорожает строительство, но остаётся безальтернативным решением в высоких широтах.

Наряду с линейной частью важнейшим элементом инфраструктуры являются подземные хранилища газа (ПХГ). Глобальная статистика впечатляет: на начало 2022 года в мире эксплуатировались 702 ПХГ с активной мощностью хранения 413,5 млрд м³ и суммарной суточной производительностью порядка 7,7 млрд м³. В российской системе «Газпром» эксплуатирует 23 ПХГ, которые к началу сезона отбора 2022 года достигли рекордного оперативного резерва в 72,662 млрд м³ газа и потенциальной максимальной суточной производительности 852,4 млн м³. Технологически ПХГ выступают в роли огромного «аккумулятора» системы. Однако их роль в эпоху

СПГ трансформируется. С развитием глобального рынка СПГ и увеличением доли спотовой торговли, сезонные спреды в Европе имеют тенденцию к сужению. Это снижает прибыльность классической арбитражной модели ПХГ (купить летом, продать зимой). Рынок требует гибкости, и часть функций ПХГ начинает брать на себя СПГ, который можно перенаправить в любой регион мира. Ответом на этот вызов становится появление новой опциональности: газ из ПХГ может быть направлен не только в трубу, но и на ближайший СПГ-завод для сжижения и последующего экспорта в регион с более высокими ценами. Таким образом, ПХГ и СПГ перестают быть просто звеньями одной цепи, а становятся взаимодополняющими инструментами глобального арбитража [11].

Следующим звеном производственной цепочки становятся экспортные терминалы, где сжиженный газ перегружается на морские суда. Хранение СПГ при температуре минус 162°C предъявляет исключительные требования к материалам и герметичности. Конструкция криогенного резервуара - это сосуд, внутренний из хладостойкой нержавеющей стали и внешний из углеродистой стали, с вакуумом между стенками для термоизоляции. Срок службы таких резерву-

аров достигает 20 лет, но их производство - высокотехнологичная задача. Показательно, что доля импортного криогенного оборудования на российском рынке до недавнего времени составляла около 65%. Однако запуск в 2026 году производства на заводе «Русский Бойлер» в Ленинградской области мощностью до 240 емкостей в год и инвестициями 182 млн рублей демонстрирует вектор на импортозамещение в этой сфере.

Завершающим элементом глобальной газотранспортной инфраструктуры выступают регазификационные терминалы в странах-им-

портёрах. Здесь технологический выбор между береговым терминалом и плавучей регазификационной установкой имеет чёткое экономическое обоснование. Регазификационные установки, которые создаются на базе танкеров-газовозов, требуют в 2-3 раза меньше времени на реализацию (1-3 года против 4-6 лет для наземного терминала) и значительно меньших инвестиций. Их пропускная мощность может достигать 22,7 млн м³ газа в сутки, что делает их идеальным решением для запуска новых рынков или временного обеспечения пикового спроса. (см. таблицу 1).

Таблица 1. Влияние компонентов газотранспортной инфраструктуры.
(Составлено автором на основе данных [17; 18; 19])

Компоненты ГТИ	Доля CAPEX (%)	Влияние на загрузку (%)	Экономический эффект
Магистральные ГП	35	20	Снижение потерь на 5-7%
Компрессорные станции	25	25	Экономия топлива в среднем на 270 куб. млн/год
Подводящие ГП	15	30	Повышение надежности на 15%
Терминалы	20	25	Ускорение отгрузки на 20%

Газотранспортная инфраструктура (ГТИ) остается основным фактором ограничения эффективности СПГ-проектов, определяя до 30-40% суммарных капитальных затрат и существенно влияя на операционную надежность [5]. Структурный анализ показывает доминирующую роль магистральных газопроводов (35% CAPEX) и компрессорных станций (25%), что обусловлено протяженностью арктических трасс и необходимостью поддержания высокого давления транспортировки. Ключевым резервом эффективности является модернизация компрессорных стан-

ций: замена проточных частей на 109 агрегатах «Газпром трансгаз Югорск» обеспечила снижение коэффициента сжатия с 1,44 до 1,35 и экономии топлива более 270 млн м³/год при инвестициях 3 млрд руб. [15].

Санкционные ограничения усиливают потребность в импортозамещении криогенного оборудования: запуск производства на заводе «Русский Бойлер» (мощность 240 емкостей/год, инвестиции 182 млн руб.) позволит снизить импортную зависимость с 65% до 30% к 2028 г. (см. таблицу 2).

Таблица 2. Сравнение эффективности ГТИ ведущих СПГ-проектов
(Составлено автором на основе данных [17,18,19])

	Россия (Ямал СПГ)	Катар (Ras Laffan)	США (Gulf Coast)
Коэффициент загрузки завод, %	92-95	97-98	94-96
CAPEX ГТИ, % от проекта	38	32	28
Энергоемкость КС, % топлива	8-10	6-8	7-9

Сравнительный анализ с мировыми лидерами выявляет технологический разрыв России: в Катаре средний коэффициент загрузки СПГ-заводов достигает 98%, против 92-95% на российских арктических проектах, что обусловлено большей устойчивостью инфраструктуры в стабильном климате.

Заключение

Производство сжиженного природного газа и функционирование сопряженной газотранспортной инфраструктуры представляют собой единый технологический комплекс, где техниче-

ские решения на каждом этапе - от очистки сырья до регазификации - имеют прямое экономическое измерение. Высокая энергоёмкость процессов сжижения и значительная капиталоемкость инфраструктурных объектов определяют необходимость системного подхода к проектированию и эксплуатации. Анализ показывает, что даже точечные технологические улучшения, такие как модернизация газоперекачивающих агрегатов или импортозамещение криогенного оборудования, способны давать ощутимый экономический эффект в масштабах отрасли. При этом под влиянием глобальных рыночных изме-

нений традиционные элементы инфраструктуры, включая подземные хранилища, приобретают новые функции, интегрируясь в гибкие логистические схемы поставок СПГ.

Список литературы:

[1] GIIGNL Annual Report 2025. The LNG Industry Overview. Paris: GIIGNL, 2025.

[2] Аксенов Д. А. Краткосрочное прогнозирование и инвестирование в нефтегазовые компании России с учетом эталонных маркеров / Д. А. Аксенов, В. В. Торопов, Т. М. Мазурчук // Финансы: теория и практика. – 2025. – Т. 29, № 5. – С. 164-177.

[3] Гатина Р.З., Потапов А.А. Особенности технологии производства сжиженного природного газа // Форум молодых учёных. 2017. № 9 (13). С. 146-149.

[4] Козьменко С.Ю., Гайнутдинова Л.И. Новая экономическая география и обоснование рациональной газотранспортной инфраструктуры региона // Вестник МАУ. 2022. Вып. 15. URL: https://vestnik.mauniver.ru/v15_1_n47/articles/190_194_kozmen.pdf (дата обращения: 15.03.2026).

[5] Мазурчук Т. М. Транспортировка углеводородов Северным морским путем: экономический потенциал, проблемы и перспективы / Т. М. Мазурчук // Экономика и предпринимательство. – 2024. – № 1(162). – С. 293-299.

[6] Петухова Е. П. Влияние факторов экономического роста на показатели эффективности топливно-энергетического комплекса России / Е. П. Петухова, Е. В. Бозриков, Е. А. Винокуров // Вестник евразийской науки. – 2025. – Т. 17, № 2.

[7] Петухова Е. П. Проблемы и перспективы внедрения возобновляемых источников энергии в регионах России / Е. П. Петухова // Экономика строительства. – 2025. – № 7. – С. 422-426.

[8] Повышение устойчивости в топливно-энергетическом комплексе России в условиях мировых санкций / С. А. Башкирова, Е. М. Беспалова, Н. И. Мамедов, Е. П. Петухова // Экономика строительства. – 2025. – № 4. – С. 276-279.

[9] Шаркова А. В. Особенности бизнес-процессов инженерных изысканий и инженерно-технического проектирования / А. В. Шаркова, Д. Ю. Балыко // Экономика строительства. – 2026. – № 1. – С. 150-152.

[10] Шаркова А. В. Особенности верификации добровольных углеродных стандартов / А. В. Шаркова, К. Б. Кунанбаева // Стандарты и качество. – 2025. – № 1. – С. 26-29.

[11] Шаркова, А. В. Особенности и факторы потребления газа в сельских регионах России / А. В. Шаркова // Экономика, труд, управление в сельском хозяйстве. – 2022. – № 4(86). – С. 39-42.

[12] Reducing investment risks in the development of Russia's energy infrastructure through distributed generation of small hydropower plants / T. Mazurchuk, E. Petukhova, E. Lemm, Sh. Niyazbekova // Reliability: Theory & Applications. – 2025. – Vol. 20, No. S9(87). – P. 36-42.

[13] Российские производства по сжижению природного газа // Нефтегазовое дело. 2025. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/spg/500005-rossiyskie-proizvodstva-po/> (дата обращения: 15.03.2026).

[14] Газовая отрасль России — сила // SEALPA. 2025. URL: <https://seala.ru/lng/rossiyaeksport> (дата обращения: 15.03.2026).

[15] Газпром трансгаз Югорск. Отчёт о модернизации газоперекачивающих агрегатов. 2025. URL: <https://gazprom-transgaz-yugorsk.ru/reports/2025> (дата обращения: 16.03.2026).

[16] Пресс-релиз о запуске производства криогенных ёмкостей. Санкт-Петербург, 2026. // «Русский Бойлер». URL: <https://russian-boiler.ru/press/2026> (дата обращения: 16.03.2026).

[17] Improving gamification technology in corporate training in the legal industry Firsov Yu., Vasilieva O., Kalugina O. В сборнике: The World of Games: Technologies for Experimenting, Thinking, Learning. XXIII Professional Culture of the Specialist of the Future, Volume 1. St. Petersburg, Russia, 2023. С. 246-263.

[18] Российские производства по сжижению природного газа // neftegaz.ru. URL: [https://magazine.neftegaz.ru/articles/spg/500005-rossiyskie-proizvodstva-po-\[/infranomica\]](https://magazine.neftegaz.ru/articles/spg/500005-rossiyskie-proizvodstva-po-[/infranomica]) (дата обращения: 16.03.2026).

[19] Газовая отрасль России // Газовая отрасль России. URL: [https://seala.ru/lng/rossiyaeksport\[kpfu\]](https://seala.ru/lng/rossiyaeksport[kpfu]) (дата обращения: 16.03.2026).

[20] ООО «Газпром трансгаз Югорск». URL: <https://gazprom-transgaz-yugorsk.ru> (дата обращения: 16.03.2026).

References:

[1] GIIGNL Annual Report 2025. The LNG Industry Overview. Paris: GIIGNL, 2025.

[2] Aksyonov D. A. Short-Term Forecasting and Investments in Russian Oil and Gas Companies Based on Benchmarks / D. A. Aksyonov, V. V. Tоропов, T. M. Mazurchuk // Finance: Theory and Practice. - 2025. - Vol. 29, No. 5. - Pp. 164-177.

[3] Gatina R. Z., Potapov A. A. Features of Liquefied Natural Gas Production Technology // Forum of Young Scientists. 2017. No. 9 (13). Pp. 146-149.

[4] Kozmenko S. Yu., Gainutdinova L. I. New Economic Geography and Justification of Rational Gas Transportation Infrastructure of the Region // Bulletin of MAU. 2022. Issue 15. URL: https://vestnik.mauniver.ru/v15_1_n47/articles/190_194_kozmen.pdf (date of access: 15.03.2026).

[5] Mazurchuk T. M. Transportation of Hydrocarbons via the Northern Sea Route: Economic Potential, Problems and Prospects / T. M. Mazurchuk // *Economy and Entrepreneurship*. – 2024. – No. 1 (162). – P. 293-299.

[6] Petukhova E. P. Influence of Economic Growth Factors on the Performance Indicators of the Fuel and Energy Complex of Russia / E. P. Petukhova, E. V. Bozrikov, E. A. Vinokurov // *Bulletin of Eurasian Science*. – 2025. – Vol. 17, No. 2.

[7] Petukhova E. P. Problems and Prospects of Implementing Renewable Energy Sources in the Regions of Russia / E. P. Petukhova // *Construction Economics*. – 2025. – No. 7. – Pp. 422-426.

[8] Increasing Sustainability in the Fuel and Energy Complex of Russia in the Context of Global Sanctions / S. A. Bashkirova, E. M. Bespalova, N. I. Mamedov, E. P. Petukhova // *Construction Economics*. – 2025. – No. 4. – Pp. 276-279.

[9] Sharkova A. V. Features of Business Processes of Engineering Surveys and Engineering Design / A. V. Sharkova, D. Yu. Balyko // *Construction Economics*. – 2026. – No. 1. – P. 150-152.

[10] Sharkova A. V. Features of verification of voluntary carbon standards / A. V. Sharkova, K. B. Kunanbaeva // *Standards and quality*. – 2025. – No. 1. – P. 26-29.

[11] Sharkova, A. V. Features and factors of gas consumption in rural regions of Russia / A. V. Sharkova // *Economy, labor, management in agriculture*. – 2022. – No. 4(86). – P. 39-42.

[12] Reducing investment risks in the development of Russia's energy infrastructure through distributed generation of small hydropower plants / T. Mazurchuk, E. Petukhova, E. Lemm, Sh. Niyazbek-

ova // *Reliability: Theory & Applications*. – 2025. – Vol. 20, No. S9(87). – P. 36-42.

[13] Russian natural gas liquefaction facilities // *Oil and Gas Business*. 2025. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/spg/500005-rossiyskie-proizvodstva-po/> (accessed: 15.03.2026).

[14] Russia's gas industry is a force // *SEALA*. 2025. URL: <https://seala.ru/eng/rossiyaeksport> (accessed: 15.03.2026).

[15] Gazprom transgaz Yugorsk. Report on the modernization of gas pumping units. 2025. URL: <https://gazprom-transgaz-yugorsk.ru/reports/2025> (date accessed: 16.03.2026).

[16] Press release on the launch of cryogenic tank production. St. Petersburg, 2026. // "Russian Boiler". URL: <https://russian-boiler.ru/press/2026> (date accessed: 16.03.2026).

[17] Improving gamification technology in corporate training in the legal industry. Firsov Yu., Vasilieva O., Kalugina O. In the collection: *The World of Games: Technologies for Experimenting, Thinking, Learning*. XXIII Professional Culture of the Specialist of the Future, Volume 1. St. Petersburg, Russia, 2023. pp. 246-263.

[18] Russian natural gas liquefaction production facilities // *neftegaz.ru*. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/spg/500005-rossiyskie-proizvodstva-po-/infranomica> (date of access: March 16, 2026).

[19] Gas industry of Russia // *Gas industry of Russia*. URL: [https://seala.ru/eng/rossiyaeksport\[k-pfu\]](https://seala.ru/eng/rossiyaeksport[k-pfu]) (date of access: March 16, 2026).

[20] Gazprom transgaz Yugorsk LLC. URL: <https://gazprom-transgaz-yugorsk.ru> (date of access: March 16, 2026).



ЮРКОМПАНИ

www.law-books.ru

Юридическое издательство «ЮРКОМПАНИ»
издает научные журналы:

- Научно-правовой журнал «Образование и право», рекомендованный ВАК Министерства науки и высшего образования России (специальности 12.00.01, 12.00.02), выходит 1 раз в месяц.
- Научно-правовой журнал «Право и жизнь», рецензируемый (РИНЦ, E-Library), выходит 1 раз в 3 месяца.