

УДК 330.341.1 DOI: 10.14451/2.176.66

Оценка рисков инвестиционных проектов: практика применения в нефтегазовой сфере

© 2023 **Азиева Раиса Хусаиновна**

Кандидат экономических наук, доцент кафедры «Экономическая теория и государственное управление». Грозненский государственный нефтяной технический университет им. акад. М. Д. Миллионщикова. Россия, Грозный.
E-mail: raisaazieva@list.ru

© 2023 **Таймасханов Хасан Элимсултанович**

Доктор экономических наук, профессор, заведующий кафедрой «Экономическая теория и государственное управление». Грозненский государственный нефтяной технический университет им. акад. М. Д. Миллионщикова. Россия, Грозный.
E-mail: raisaazieva@list.ru

© 2023 **Ахмадов Мохмад-Эми Исаевич**

Доктор экономических наук, доцент кафедры «Экономика и управление на предприятии». Грозненский государственный нефтяной технический университет им. акад. М. Д. Миллионщикова. Россия, Грозный.
E-mail: raisaazieva@list.ru

© 2023 **Хлебников Кирилл Вячеславович**

Доктор экономических наук, доцент кафедры «Экономика и управление на предприятии». Грозненский государственный нефтяной технический университет им. акад. М. Д. Миллионщикова. Россия, Грозный.
E-mail: raisaazieva@list.ru

Ключевые слова: нефтегазовый сектор; инвестиционные проекты; строительство газопроводов; распределение инвестиционных рисков.

В статье рассматривается проблема распределения инвестиционных рисков в нефтегазовом секторе на примере строительства газопровода. Показано, что в настоящее время проблемы идентификации и количественной оценки рисков инвестиционных проектов в нефтегазовой сфере решены во многом благодаря развитию цифровых технологий, позволяющих обрабатывать и интерпретировать большие объемы данных. Однако, как показал анализ, используемые инструменты риск-менеджмента все еще являются недостаточно адаптированными для современных условий, поскольку не предусматривают равномерное распределение рисков между участниками деловых отношений. Авторами предложена классификация рисков инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли относительно степени их влияния на реализацию проекта. Выделены ресурсные (инженерные), политические и экономические инвестиционные риски. Показано, что политическим рискам наиболее подвержены иностранные инвесторы, экономическим рискам – все участники экономических отношений, возникающих в процессе реализации проекта, а ресурсным рискам

подвержен именно инициатор проекта. Проведенный анализ показал, что механизмы распределения политических и экономических рисков являются налаженными и функционирующими. Однако ресурсные риски (инженерные риски) практически не распределяются, они перекладываются на инициатора инвестиционного проекта, что является существенным сдерживающим фактором развития нефтегазового сектора экономики. Поскольку инженерные риски оказывают влияние на доходность и денежный поток проектов, для развития нефтегазового сектора российской экономики необходимо разработать эффективные механизмы его распределения.

Введение

Риски представляют собой возможность отклонения от прогнозных значений основных экономических показателей проектов. Риск инвестиционного проекта представляет собой оценку возможности потери части или всей первоначальной инвестиции в его реализацию. Оценка рисков является неотъемлемой частью составления бизнес-планов и условием привлечения инвестиций. Так, нефтегазовые компании комплексно оценивают проектные риски и управляют ими для контроля показателей эффективности инвестиционной деятельности. Учет рисков и их оценка должны позволить всем заинтересованным сторонам принять обоснованное решение о целесообразности участия в проекте.

Оценка рисков инвестиционных проектов является достаточно сложной проблемой в реальной инвестиционной практике, поскольку их величина оказывает непосредственное влияние на показатель чистой настоящей стоимости проектов, лежащий в основе принятия решений о размещении капитала. Надлежащее использование результатов оценки риска является полезным инструментом для потенциальных инвесторов, а также имеет важное значение для привлечения инвестиций в реализацию крупных инвестиционных проектов.

Однако, помимо количественной оценки рисков, возникает проблема их распределения, поскольку особенности распределения оказывают непосредственное влияние на инвестиционную активность. Неравномерное распределение риска приводит к отказу от участия в проектах и замедляет развитие нефтегазового сектора,

а также сопутствующей инфраструктуры. В связи с этим актуальной проблемой является изучение особенностей распределения инвестиционных рисков в нефтегазовом секторе на примере строительства газопровода.

Обзор литературы

Современные научные статьи, касающиеся анализа риск-факторов, характерных для инвестиций в нефтегазовой отрасли, можно разделить на теоретические и практические. В теоретических статьях проводится идентификация рисков, а в статьях, имеющих практическую направленность, проводится непосредственная количественная оценка рисков и принимается решение о реализации проекта.

Теоретические подходы к оценке риска исследуют следующие авторы: Е. Е. Медведкина [3], В. В. Шевелёв [5], D. Xuqiang, Z. Xu, L. Jianye, Z. Shuquan, L. Dongkun [6]. В. В. Шевелёв анализирует классификацию рисков инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли. С точки зрения автора, риски подразделяются на внешние и внутренние. К внешним рискам относятся рыночные, валютные, политические, экономические, конкурентные и прочие рисковые события, на которые хозяйствующий субъект не может оказать прямого влияния. К внутренним рискам относятся производственно-технологические, маркетинговые, геологические и экологические. Внутренние риски поддаются управлению и отдельное предприятие может принять управленческие решения по снижению негативного влияния выделенных риск-факторов [5].

D. Xuqiang, Z. Xu, L. Jianye, Z. Shuquan и L. Dongkun в процессе исследования инве-

стиционных рисков в нефтегазовой отрасли приходят к выводу, что из-за длительного жизненного цикла инвестиционных проектов они подвержены множеству факторов риска, включая политическую обстановку, экономические условия, культурные факторы, религиозные факторы, а также геологические условия и ценовые риски на нефть. Идентификация рисков обычно решается менеджерами и экспертами [6].

Риски, возникающие в процессе строительства газопровода, исследует в статье Е. Е. Медведкина. Автор показывает, что высокое значение имеют политические риски, что обусловлено необходимостью привлечения средств иностранных инвесторов. Реализация инфраструктурных проектов требует привлечения иностранного капитала в силу чрезвычайно высоких затрат, однако риски санкционного давления по отношению к европейским компаниям, инвестирующим в строительство российских газопроводов, являются, по мнению Е. Е. Медведкиной, существенным сдерживающим фактором, приводящим к отказу от участия иностранных инвесторов в финансировании крупных инвестиционных проектов в нефтегазовой сфере [3].

Практические аспекты оценки рисков на предприятиях нефтегазовой отрасли исследуют А. Я. Гафурова, Л. В. Гусарова, Р. И. Ганиева [2], J. Huang, J. Liu, H. Zhang, Y. Guo [9] и др. Согласно подходу J. Huang и соавторов, метод анализа риска был первоначально введен в нефтяную промышленность Ф.-Х. Кауфманом в 1963 году для формализации процессов принятия решений и повышения достоверности их обоснования. После внедрения метода Ф.-Х. Кауфмана исследования, посвященные оценкам рисков нефтегазовых инвестиций, в основном были сосредоточены на выявлении рисков, анализе воздействия рисков и построении моделей рисков. Авторы выделяют две основные группы методов количественной оценки рисков: методы статистического измерения, основанные на исторических данных, и методы субъективного вероятностного измерения. С развитием численных методов и алгоритмов на основе теории

вероятностей, аналитических процессов иерархии, нейронных сетей, облачных технологий, байесовских сетей – системы оценки рисков достигли значительного прогресса [9].

Российские нефтегазовые компании в настоящее время активно используют цифровые инструменты количественной оценки рисков, на что указывают А. Я. Гафурова, Л. В. Гусарова и Р. И. Ганиева. На примере АО «СМП-Нефтегаз» авторы показали, что идентификация, качественный и количественный анализ рисков с использованием компьютерных технологий в сочетании с экспертными методами проводятся для инвестиционных проектов, стоимость которых превышает 1 млн рублей. Для проектов меньшей стоимости оценка рисков проводится автоматически с использованием программных средств. На предприятии АО «СМП-Нефтегаз» для каждой стадии жизненного цикла крупного инвестиционного проекта идентифицируются риски, оценивается вероятность их возникновения и проводится количественная оценка возможного ущерба. Данные количественные оценки, согласно методике, используемой на рассматриваемом предприятии, находят свое отражение в премии за риск, которая увеличивает значение используемой ставки дисконтирования. Также анализ дополняется оценками изменений основных показателей проекта, таких как величина капитальных вложений, объем эксплуатационных затрат, выработка и др. Проводится оценка чувствительности проекта к влиянию факторов риска и принимается окончательное решение относительно его реализации с учетом влияния факторов риска [2].

Таким образом, на основании анализа научной источниковой базы можно сделать выводы о том, что для нефтегазовых проектов характерными чертами являются: длительный жизненный цикл, большая неопределенность, высокие требования к капиталу и необратимость инвестиций. Данные особенности обуславливают необходимость идентификации и оценки рисков в процессе обоснования целесообразности инвестиционных вложений.

В настоящее время инструменты идентификации и количественной оценки рисков инвестиционных проектов в нефтегазовой сфере являются научно обоснованными и реализованными на практике, однако используемые инструменты риск-менеджмента все еще недостаточно адаптированы для современных условий, поскольку не предусматривают равномерное распределение рисков между участниками деловых отношений.

Материалы и методы

Для достижения поставленной исследовательской цели, которая заключается в определении особенностей распределения рисков в нефтегазовой отрасли на примере строительства газопроводов, используются абстрактно-логический метод и метод систематизации информации. Информационную базу исследования составляет научная работа G. Molnar [7], в которой раскрыты особенности проектов строительства газопроводов и представлена специфика заключения коммерческих соглашений в части предоставления гарантий будущих поставок. Также в процессе анализа изучены научные статьи В. Л. Окулова, К. Р. Хафизовой [4], J. Huang и соавторов [9], в которых раскрыты особенности оценки риска инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли.

Результаты и обсуждение

Систематизируя теоретические подходы различных авторов к классификации рисков, можно прийти к выводу, что существует три типа рисков в зависимости от степени их влияния на реализацию крупных инвестиционных проектов нефтегазовой отрасли (рис. 1).

Первым типом являются ресурсные риски, которые влияют на производство, и включают в себя геологическую структуру, коэффициент извлечения, качество ресурсов, планирование производства и т. д. Ресурсные риски, в свою очередь, могут быть классифицированы на геологический риск, риск качества ресурсов и инженерный риск. Геологический риск связан с геологическими изысканиями и разведочными работами, риск качества ресурсов связан с качеством

извлекаемых углеводородов, наличием в них примесей и т. д., а инженерный риск связан с особенностями технологий проектирования, планированием производства и другими факторами, которые оказывают влияние на объемы производства.

Вторым типом являются политические риски, которые влияют на проекты с разных сторон. Во-первых, политические риски могут повлиять на доходы от проекта или стоимость проекта. Во-вторых, они оказывают влияние на спрос и предложение продуктов нефтегазовой отрасли. Политические риски заключаются в изменениях фискальной политики, политики национализации, санкционном давлении и т. д. Фискальная политика влияет на распределение доходов от проектов между странами-источниками инвестиций и нефтегазовыми компаниями. Политика национализации определяет полноту прав собственности на создаваемые в рамках инвестиционных проектов объекты. Эти факторы риска существуют на протяжении всего жизненного цикла проекта. Санкционное давление выражается преимущественно в создании препятствий к привлечению иностранного капитала и данный риск наиболее существенен на начальной стадии реализации проекта.

Третьим типом являются экономические риски, которые влияют на затраты и себестоимость продукции, а также на чистую выручку проекта. К таким рискам относятся изменение капитальных затрат, изменение эксплуатационных расходов объекта и изменение стоимости конечной продукции.

Классификация рисков инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли:

Ресурсные риски

- Геологический риск
- Риск качества ресурсов
- Инженерный риск

Политические риски

- Риски фискальной политики
- Риски национализации

– Риски санкционного давления

Экономические риски

- Риск изменения стоимости проекта
- Риск изменения эксплуатационных расходов
- Риски изменений стоимости выпускаемого продукта

Наличие данных рисков в сочетании с чрезвычайно высокими и невозвратными капитальными затратами требует использования механизмов распределения рисков между всеми вовлеченными сторонами. Рассмотрим особенности процессов распределения инвестиционных рисков в нефтегазовой отрасли на примере инвестиционных проектов строительства газопроводов.

Инвестиционные проекты строительства газопроводов являются капиталоемкими по своей природе: первоначальные инвестиционные затраты обычно составляют более 90% общих затрат, возникающих в течение срока службы газопровода, который составляет, как правило, 40 лет. Эксплуатационные расходы, возникающие в течение срока службы, оцениваются в 10% от общих затрат проекта, и к ним относятся следующие виды затрат: техническое обслуживание объекта, текущий ремонт, оплата труда задействованного персонала и т. д.

Инвестиционные расходы на строительство газопровода определяются длиной, пропускной способностью (диаметром трубы и давлением), а также удельными инвестиционными затратами. На линейную часть трубопроводной системы, обычно называемую «линейной трубой», приходится большая часть капитальных затрат, в то время как доля инвестиций в компрессорные и измерительные станции обычно составляет от 15 до 30%.

Необходимость размещения до 30% инвестиций в строительстве компрессионных станций заключается в особенностях физических процессов движения газа. Начальное давление в системе трубопровода постепенно падает в зависимости от пройденного расстояния из-за влияния

трения, возникающего между молекулами метана и стенкой трубы (рис. 2). Падение давления можно описать с помощью уравнения Дарси-Вейсбаха следующим образом:

$$H_f = f \frac{L}{D} \cdot \frac{V^2}{2g}, \quad (1)$$

В формуле (1) используются следующие обозначения:

H_f – потеря давления под влиянием трения,

f – общий коэффициент трения для газа,

L – длина трубопровода (м),

D – внутренний диаметр трубопровода (в мм),

V – скорость (в м/с),

g обозначает константу ускорения свободного падения ($9,81 \text{ м/с}^2$) [7].

Как показано на рис. 1, падение давления требует установки так называемых промежуточных компрессорных станций, которые необходимо устанавливать через каждые 100–200 км трубопроводной системы для обеспечения стабильного потока газа по газопроводу с рекомендуемой скоростью 72 км/ч. При этом действует следующая закономерность: чем больше диаметр трубопровода, тем в меньшей степени сила трения замедляет движение газа и тем меньшее количество компрессорных установок устанавливается. Однако больший диаметр трубы влечет за собой увеличение капитальных затрат, поэтому оптимальное соотношение диаметра трубы устанавливается в результате моделирования гидравлических характеристик объекта, а также учета инвестиционных и эксплуатационных затрат.

Строительство систем трубопроводов природного газа требует высоких первоначальных вложений капитала на этапе строительства, однако трубопровод как объект инфраструктуры может эксплуатироваться в достаточно длительной перспективе. Следовательно, в процессе оценки инвестиционного проекта необходимо:

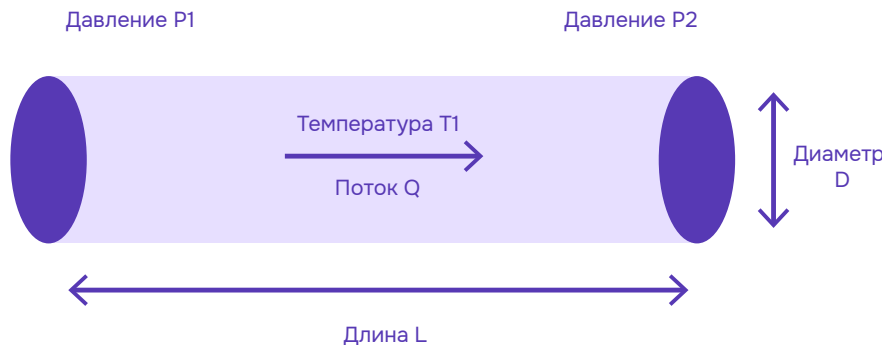


Рис. 1. Поток газа в газопроводе [7]

1. Снизить инвестиционный риск и, как следствие, стоимость проекта.
2. Обеспечить стабильный поток доходов для возмещения первоначальных капиталовложений.

Данные два аспекта находят свое отражение в особенностях и тарифной структуре соглашений о транспортировке газа, заключаемых между перевозчиком (оператором трубопроводной системы) и грузоотправителем (владельцем природного газа).

В случае необходимости проектирования и строительства новых крупных газопроводных систем, соглашения между перевозчиком и грузоотправителем обычно подписываются до принятия инвестиционного решения, поскольку условия соглашений являются критически важными для снижения экономических рисков проекта строительства трубопровода. Как правило, в дополнение к соглашению между перевозчиком и грузоотправителем заключаются соглашения о продаже газа конечному потребителю, что является гарантом окупаемости инвестиционных затрат.

Данные соглашения обычно представляют собой долгосрочные контракты, срок действия которых часто превышает 20 лет и которые необходимы для возмещения первоначальных инвестиций за счет доходов от транспортных тарифов, уплачиваемых грузоотправителем (грузоотправителями).

В сущности, тарифы должны быть построены таким образом, чтобы обеспечить возмещение следующих трех компонентов:

- капитальных затрат, связанных с первоначальными инвестициями в газопроводную систему;
- эксплуатационных расходов, возникающих при оказании транспортных услуг грузоотправителю;
- ожидаемого дохода – элемента прибыли, который владелец транспортной системы должен получить от своих инвестиций.

Обсуждая ресурсные риски применительно к инвестиционным проектам строительства газопроводов, необходимо отметить, что главным фактором являются инженерные риски. Стремительное развитие новых технологий и необходимость добычи, и транспортировки углеводородов в нестабильных природных условиях, ставят перед инженерами нефтегазового комплекса новые проблемы проектирования и конструирования. Технологический или инженерный риск для многих проектов становится выше.

Условия работы на объекте, в частности, подземные условия всегда представляют некоторую степень неопределенности при проектировании, строительстве и эксплуатации. Однако в наибольшей степени инвестиционные проекты подвержены инженерному риску в процессе строительства и эксплуатации. Например, перемещение нефтегазовых предприятий в регионы Крайнего Севера влечет за собой специфические риски, связанные с таянием вечной мерзлоты в процессе эксплуатации трубопроводов в арктической зоне [1]. Таяние вечной мерзлоты вокруг трубопровода может привести к движению грунта, что, в свою очередь, может стать

причиной деформации и разрушения объекта инфраструктуры.

Реализация крупных инвестиционных проектов в Арктической зоне сопряжена со специфическими инженерными рисками и напрямую зависит от научно-технических разработок, направленных на сокращение теплового воздействия по отношению к мерзлым грунтам [8]. Следовательно, для преодоления данного риска необходим технологический прогресс.

Поскольку большинство соглашений относительно транспортных тарифов и стоимости конечной продукции достигается на этапе планирования, влияние инженерного риска заключается в сокращении показателей доходности проекта и снижении величины денежного потока, получателем которого является инициатор проекта.

Из-за длительного жизненного цикла инвестиционных проектов в области нефти и газа политическая ситуация, экономическая политика и законодательное оформление деятельности крупных компаний с высокой вероятностью могут претерпеть изменения. Нестабильность национальной политики и правовой среды может оказать влияние на экономическую активность, порождая тем самым специфические политические риски.

Политический риск является важным фактором доходности инвестиций в экономику стран, ориентированных на добычу и экспорт природных ресурсов. Данный тип рисков достаточно трудно оценить количественно, поскольку их влияние на экономическую деятельность и стоимость активов не в полной мере изучено в силу высокой сложности социально-экономической системы. Политический риск измеряется способностью страны выполнять свои обязательства перед иностранными заинтересованными сторонами и это особый вид риска, поскольку ему подвержены по большей части именно зарубежные компании, ведущие деятельность в ресурсодобывающих странах. Как правило, местные компании в меньшей степени испытывают на себе

негативные последствия политических рисков.

Таким образом, политические риски распределяются неравномерно, и им в большей степени подвержены иностранные инвесторы. Во избежание потерь инвесторы предъявляют высокие требования к инвестиционным проектам, включая премию за риск в величину ставки дисконтирования. Сущность данного инструмента управления риском состоит в следующем: рост ставки дисконтирования приводит к сокращению величины чистой настоящей стоимости инвестиционного проекта, что влияет на принятие решения о его реализации. Исходя из методики расчета (уравнение 2), значение NPV может существенно меняться при изменении значения ставки расчетного процента.

$$NPV = -I_0 + \sum_{t=0}^T \frac{Z_t}{(1+r)^t}, \quad (2)$$

В формуле (2) используются следующие обозначения:

NPV или чистая настоящая стоимость – это сумма дисконтированных инвестиционных платежей;

T – период жизненного цикла использования инвестиционного проекта;

t – индекс текущего периода;

r – ставка дисконтирования, учитывающая премию за риск;

Z_t – компонента денежного потока в период t;

I_0 – инвестиционные расходы по проекту [4].

Таким образом, распределение рисков проводится посредством более высокой премии за риск и повышенным требованиям к доходности инвестиционных проектов, поскольку наличие инвестиционных рисков увеличивает стоимость привлечения иностранного капитала для нефтегазовых компаний.

Распределение рисков инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли между участниками

рыночных отношений:

Ресурсные риски

- Перекалывается на инициатора проекта

Политические риски

- Установление высокой премии за риск иностранными инвесторами
- Предъявление требований к высокой доходности проекта

Экономические риски

- Соглашения между перевозчиком и грузоотправителем
- Соглашения о продаже газа конечному потребителю

Исследование процессов распределения рисков позволяет сделать выводы относительно развития механизмов риск-менеджмента в нефтегазовом комплексе. Проведенный анализ показал, что механизмы распределения политических и экономических рисков являются налаженными и функционирующими. Экономические риски перераспределяются и во многом устраняются за счет заключения долгосрочных соглашений между предприятием-производителем, перевозчиком и конечным потребителем. Политические риски находят свое отражение в более высокой премии за риск, которую получают инвесторы проекта.

Однако, как показал произведенный анализ, наличие инженерного риска может оказать существенное влияние на показатели доходности проекта. Данный риск в настоящее время практически полностью перекалывается на инициатора инвестиционного проекта. Следовательно,

для развития нефтегазового комплекса необходимо разработать инструменты распределения данного типа риска.

Выводы

Высокие и зачастую невозвратные капитальные затраты на строительство трубопроводов требуют включения механизмов распределения рисков либо в структуру инвестиционных проектов за счет вертикальной интеграции, либо за счет заключения коммерческих контрактов между разработчиками проекта и их заказчиками. Разделение рисков экономических инвестиционных проектов строительства трубопроводов обычно выражается в долгосрочном обязательстве покупателей платить фиксированный тариф, отражающий безубыточную стоимость проекта и ожидаемую прибыль за мощности по транспортировке.

Распределение политических рисков происходит за счет требования обеспечения более высокой доходности, что, в сущности, представляет собой воплощение базового принципа инвестиционной деятельности. Проекты с высокими рисками генерируют более высокие доходы. Распределение инженерного риска является сложной задачей, поскольку в силу специфики его возникновения, данный риск перекалывается преимущественно именно на инициатора проекта, оказывая влияние на доходность и денежный поток проекта. В настоящее время механизмы эффективного перераспределения данного типа риска не разработаны, что находит свое отражение в инвестиционной активности нефтегазовых компаний. Исходя из вышеизложенного, направлением дальнейших исследований может стать определение путей распределения инженерных рисков при инициации трубопроводных проектов в нефтегазовом секторе экономики.

Библиографический список

1. Азиева Р. Х. Добыча нефти в условиях «тающей мерзлоты» // Вестник МИРБИС. – 2022. – № 2. – С. 65–74.
2. Гафурова А. Я., Гусарова Л. В., Ганиева Р. И. Оценка рисков инвестиционных проектов: практика применения в нефтегазовой сфере // Экономика и управление: проблемы, решения. – 2020. – Т. 1, 8 (104). – С. 47–54.
3. Медведкина Е. Е. Инвестиции в строительство газопровода «Северный поток-2»: потенциальные финансовые и политические риски // Электронное сетевое издание «Международный правовой курьер». – 2021. – № 3. – С. 37–40.

4. Окулов В. Л., Хафизова К. Р. Особенности проекта и премия за риск при принятии инвестиционных решений // Вестник Санкт-Петербургского университета. Менеджмент. – 2018. – № 2. – С. 147–167.
5. Шевелёв В. В. Оценка факторов риска в инвестиционных проектах разработки нефтяных и газовых скважин // Бизнес-образование в экономике знаний. – 2019. – 3 (14). – С. 117–124.
6. Dynamic Risk Assessment of the Overseas Oil and Gas Investment Environment in the Big Data Era / D. Xuqiang [et al.] // Frontiers in Energy Research. – 2021. – Vol. 9. – P. 1–14.
7. Molnar G. Economics of Gas Transportation by Pipeline and LNG // The Palgrave Handbook of International Energy Economics. – Springer International Publishing, 2022. – P. 23–57. – DOI: [10.1007/978-3-030-86884-0_2](https://doi.org/10.1007/978-3-030-86884-0_2).
8. Proposal of a New Method for Controlling the Thaw of Permafrost around the China–Russia Crude Oil Pipeline and a Preliminary Study of Its Ventilation Capacity / Y. Cao [et al.] // Water. – 2021. – No. 13. – P. 1–14.
9. Sustainable risk analysis of China’s overseas investment in iron / J. Huang [et al.] // Resources Policy. – 2020. – Vol. 68. – DOI: [10.1016/j.resourpol.2020.101771](https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2020.101771).