
УДК 519.868:[622.691.4+622.691.6]+339.944.2(571+517.9+510)

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ МОНГОЛИИ С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТЕЙ МЕЖДУНАРОДНОГО СОТРУДНИЧЕСТВА

© 2022 г. Б. Г. Санеев¹, С. П. Попов¹, Д. В. Максакова¹, *

¹Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН),
Иркутск, Россия

*e-mail: maksakova@isem.irk.ru

Поступила в редакцию 30.09.2021 г.

После доработки 10.12.2021 г.

Принята к публикации 16.12.2021 г.

Рассматривается проблема создания новой для Монголии отрасли энергетики – газовой. Подчеркивается важность многостороннего сотрудничества стран Северо-Восточной Азии при формировании газотранспортной системы Монголии. Предложена оптимизационная модель создания и развития газотранспортной системы, сформированная в виде задачи смешанного целочисленного линейного программирования. Модель позволяет определить рациональную структуру газотранспортной системы страны: расположение, количество и график ввода в эксплуатацию объектов газовой инфраструктуры. Особенностью модели является рассмотрение двух секторов – трубопроводного и сжиженного природного газа (СПГ), включая выделение групп потребителей для каждого вида энергоносителя. Такой подход позволяет учесть фактор автономной газификации в условиях низкой плотности населения, а также задачу газификации транспорта. Предложенная модель была использована для анализа создания и развития газотранспортной инфраструктуры в Монголии до 2040 г. Были рассмотрены различные варианты многостороннего сотрудничества в газовой отрасли между Монголией, Россией и Китаем: строительство проходящего через территорию Монголии газопровода из России в Китай, импорт в Монголию СПГ из России и Китая. Выполнен анализ ряда сценариев, отличающихся темпами газификации страны и ценами на импортируемый газ. Полученные результаты показывают, что в структуре импорта газа Монголии преобладают поставки по отводам от магистрального трубопровода Россия – Китай. Для импорта СПГ существует определенная рыночная ниша, которая определяется масштабами внутреннего спроса и ценами на него.

Ключевые слова: Монголия, природный газ, газотранспортная система, оптимизация, энергетическое сотрудничество

DOI: 10.31857/S0002331022020054

ВВЕДЕНИЕ

Энергетический сектор Монголии опирается на богатые запасы угля, на долю которого приходится 72% энергопотребления страны [1]. Необходимость перехода с угля на газ прежде всего связана с экологическими проблемами, обусловленными широким использованием угля для производства тепловой и электрической энергии в централизованных энергетических системах и в качестве печного топлива в юртах. Немаловажное

значение газ имеет для решения проблемы пикового потребления электроэнергии. В настоящее время в централизованных энергетических системах Монголии генерация электроэнергии ограничена преобладанием теплофикационных мощностей [2], а в будущем, при росте доли солнечной и ветровой генерации [3], газ будет востребован и для компенсации стохастических изменений генерации на основе ВИЭ.

Собственных традиционных ресурсов газа в Монголии не обнаружено, а прогресс в сфере разработки метана угольных пластов так и не вышел за рамки предпроектных исследований [4]. В качестве возможного варианта поставок газа в Монголию рассматривается строительство газопровода из России в Китай, проходящего через территорию страны [5–7]. В конце 2019 г. компания “Газпром” и Правительство Монголии подписали Меморандум о взаимопонимании, в соответствии с которым проводится технико-экономическое обоснование проекта по строительству такого газопровода [8]. С 2018 г. Монголия начала импортировать СПГ из Китая, а с 2019 г. — из России.

Затраты на создание и развитие газотранспортной инфраструктуры Монголии могут существенно варьироваться в зависимости от структуры импорта (отвод от упомянутого выше транзитного газопровода, импорт СПГ в криоцистернах). В данной работе представлена методология и результаты исследования, цель которого — оценка различных вариантов импорта природного газа с учетом стоимости создания и развития национальной газотранспортной инфраструктуры Монголии. Задачи исследования:

- разработка модели развития национальной газотранспортной системы Монголии;
- разработка сценариев спроса на СПГ и трубопроводный газ;
- анализ результатов моделирования и формирование выводов.

1. МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1. Обзор моделей газотранспортных систем

Развитый модельный инструментарий, описывающий развитие и функционирование Единой системы газоснабжения России, имеется в Институте систем энергетики СО РАН [9], [10], Институте энергетических исследований РАН [11], Институте проблем управления РАН [12], компании “Газпром” [13, 14].

Модели зарубежных систем газоснабжения, разрабатываемые в настоящее время, в основном ориентированы на решение институциональных проблем. Так, В. Гримм и др. [15] разработали среду моделирования для рынков, где тарифы устанавливаются при “входе/выходе” из газотранспортной системы. Э. Аллеви и др. [16] сформулировали модель аукциона на спот-рынках газа в Нидерландах и Великобритании. М. Сезини и др. [17] использовали модель европейской системы газоснабжения для анализа ее устойчивости к краткосрочным шокам со стороны спроса и предложения газа. С. Ши и Х. Вариам [18, 19] использовали модель мирового газового рынка, разработанную компанией Nexant, для исследования механизмов ценообразования и создания газового хаба в Восточной Азии. Ц. Сяо и др. [20] при помощи модели системы газоснабжения оценивают эффект отделения деятельности по добыче и распределения газа от его транспортировки по магистральным трубопроводам. Б. Риу и др. [21] используют модель системы газоснабжения Китая для анализа ценового регулирования и фактора доступа третьих сторон к инфраструктуре.

С точки зрения подхода к моделированию представляет интерес модель, описанная в [22], которая учитывает многопродуктовые формы газа (газ, извлекаемый из подземных хранилищ; газ, транспортируемый по трубопроводам; СПГ) при формировании материальных балансов.

Особенностью инструментария моделирования газотранспортной системы, описываемого в данной работе, является отражение спроса на газ с учетом его агрегатного состояния. Данный аспект имеет важное значение ввиду того, что технологии СПГ позволяют обеспечить конкурентоспособные поставки газа в небольшие населенные пункты, нахо-

ящиеся на значительном удалении от магистральных газопроводов, а также заместить нефтепродукты в ряде сегментов транспортного сектора. Ключевой составляющей инструментария является оптимизационная модель создания и развития газотранспортной инфраструктуры. В этой модели определяется этапность развития газотранспортной системы, мощности объектов инфраструктуры и рациональное время для инвестиций. Модель позволяет оптимизировать развитие газовой инфраструктуры, учитывая:

1) агрегатное состояние газа (трубопроводный газ или СПГ) при удовлетворении спроса конечных потребителей на энергетические услуги;

2) временную стоимость денег, эффект масштаба, коэффициент использования установленной мощности объектов и доступные комбинации технологий транспортировки газа – для определения времени и направлений инвестиций;

3) спрос на газ и внешнеторговые цены на трубопроводный газ и СПГ.

Процесс создания и развития газотранспортной инфраструктуры Монголии моделируется на основе оценки спроса на газ со стороны потребителей, расположенных вдоль транзитного магистрального газопровода из России в Китай, проходящего через территорию Монголии [23]. Конкурентоспособность такого транзитного газопровода и необходимость кооперации между Россией, Монголией и Китаем для его создания, с учетом интересов всех трех стран, была обоснована в работе [24]. Вследствие низкой плотности населения и больших расстояний между потребителями строительство трубопроводов для распределения газа в пределах аймаков (административно-территориальные единицы в Монголии) экономически нецелесообразно. Таким образом, принципиально учитывать необходимость использования СПГ для поставки газа небольшим сельским и кочевым потребителям, а также в качестве газомоторного топлива. В работе анализируются различные сценарии газификации Монголии и внешнеторговых цен на газ, и рассматриваются перспективные направления сотрудничества между Монголией, Россией и Китаем в процессе газификации Монголии.

1.2. Методический подход к моделированию газотранспортной системы Монголии

Для количественной оценки направлений создания газовой отрасли Монголии и перспектив международного сотрудничества в данной сфере сформирована задача смешанного целочисленного программирования. Эта задача заключается в минимизации дисконтированного оттока денежных средств, связанного с развитием и функционированием газотранспортной инфраструктуры Монголии, импортом трубопроводного газа и СПГ, при условии удовлетворения спроса на газ и с учетом инфраструктурных ограничений.

Решением задачи является количество объектов газотранспортной инфраструктуры определенной мощности, их расположение, график ввода в эксплуатацию, объемы импорта, транспортировки, сжижения и регазификации природного газа. Объекты газотранспортной инфраструктуры включают в себя газопроводы, грузовые автомобили для перевозки СПГ в криогенной цистерне, заводы по сжижению газа, регазификационные установки.

Модель учитывает транспортировку газа между аймаками, но распределение газа внутри аймаков не рассматривается. Особенностью модели является разделение спроса на трубопроводный газ и СПГ, что позволяет учесть роль децентрализованных потребителей при оптимизации газотранспортной инфраструктуры. Таким образом, хотя стоимость распределения газа внутри аймаков не включена в целевую функцию, особенности распределения газа отражены на национальном уровне, описываемом моделью. Хранение газа не моделируется напрямую, но предполагается, что небольшие заводы по сжижению и регазификации могут использовать для хранения СПГ передвижные криогенные цистерны, стоимость которых включена в финансовые параметры.

Таблица 1. Периоды моделирования

Номер периода	1	2	3	4
Годы	2021–2025	2026–2030	2031–2035	2036–2040

Таблица 2. Мощности (пропускные способности) объектов газотранспортной инфраструктуры

Объект инфраструктуры	Единица измерения	Мощности
Трубопроводы	млрд м ³ в год	{0.4; 0.6; 1}
Грузовые автомобили для перевозки СПГ	м ³ на грузовой автомобиль (цистерну)	{15; 40}
Заводы по регазификации СПГ	млн м ³ в год	{8; 17}
Заводы по производству СПГ	млн т СПГ в год	{0.1; 0.5; 1.5; 2.5}

Пространственно-временное представление

Перспективная потребность Монголии в природном газе агрегируется в 25 узлах, географически представляющих собой центры сомонов с численностью населения более 10 тыс. человек: столица страны г. Улан-Батор, 21 центр аймаков, г. Хархорин аймака Уверхангай, г. Зуунхараа аймака Сэлэнгэ и г. Замын-Уудэ аймака Дорноговь.

Интервал моделирования 2021–2040 гг. включает четыре периода моделирования (табл. 1).

Объекты газотранспортной инфраструктуры

Мощности объектов газотранспортной инфраструктуры, рассматриваемые в данной версии модели, показаны в табл. 2. Предполагается, что транзитный газопровод из России в Китай через Монголию будет построен к 2025 г., а график ввода в эксплуатацию трубопроводов, соединяющих узлы, определяется решением модели. Пропускные способности трубопроводов из табл. 2 соответствуют стандартным диаметрам газопроводов [10], а мощности грузовых автомобилей — объему цистерн-полуприцепов. Объемы мощностей по сжижению природного газа задавались экспертно, исходя рассматриваемых сценариев спроса на газ и наличия информации о стоимости строительства среднетоннажных заводов по производству СПГ [25]. Объемы годовых мощностей по регазификации оценены для атмосферных испарителей производительностью 1 тыс. м³/ч и 2 тыс. м³/ч, при этом при оценке требуемого количества испарителей и капитальных вложений учитывается время непрерывной работы испарителя (8 ч).

Для каждого моделируемого объекта газотранспортной инфраструктуры в специально разработанных производственно-финансовых моделях оцениваются три типа дисконтированных оттоков денежных средств: 1) связанный со строительством объектов газотранспортной инфраструктурой и их функционированием в год ввода в эксплуатацию; 2) связанный с функционированием объектов, введенных в эксплуатацию в предыдущие периоды; 3) связанный с заменой оборудования, срок полезного использования которого выходит за рамки интервала моделирования. Все оттоки денежных средств являются реальными, т.е. отражают поступления, зафиксированные в ценах 2020 г. Реальная ставка дисконтирования установлена в размере 8%. Отток денежных средств, связанный со строительством объектов газотранспортной инфраструктуры, обусловлен затратами на проектирование, инжиниринг, выполнение строительных работ, покупку оборудования. Отток денежных средств, связанный с функционированием объектов инфраструктуры, включает в себя затраты на оплату труда, услуги по техническому обслуживанию и ремонту, материальные затраты и налоги.

Материальные затраты не включают в себя затраты, связанные с потреблением энергии производственным оборудованием и потерями энергии при транспортировке, сжижении и регазификации, так как эти затраты отражаются в модели создания и развития газотранспортной инфраструктуры через коэффициенты потерь и потребления энергии на собственные нужды. Налоговое окружение моделируется через Общую ставку по налогам и социальным взносам (аналитический показатель [26]) и Налог на добавленную стоимость (основная ставка НДС в Монголии составляет 10% [27]).

Предполагается, что к 2025 г. в ряде узлов будет возможно удовлетворить потребность в газе. Следовательно, некоторые объекты инфраструктуры к этому времени уже должны быть введены в эксплуатацию, а новые объекты могут быть построены в течение других периодов моделирования, чтобы удовлетворить растущий спрос. Поскольку срок жизни проектов по созданию объектов газотранспортной инфраструктуры выходит за рамки периода моделирования, отток денежных средств, связанный с выводом объектов из эксплуатации, не учитывается.

Сравнение оттоков денежных средств, связанных с объектами инфраструктуры, введенными в эксплуатацию в разные периоды, происходит на основе использования коэффициента дисконтирования. Затраты на строительство газопроводов зависят от их пропускной способности, протяженности маршрута и особенностей рельефа. Предполагается, что затраты на другие объекты инфраструктуры не зависят от их местоположения. Единственным исключением являются оценки для заводов по производству СПГ в г. Булган, поскольку они включают в себя затраты, связанные со строительством ответвления от транзитного газопровода из России в Китай длиной 45 км.

Коэффициент, отражающий потери и потребление газа на собственные нужды, принят в размере 98.5% для регазификации и 91% для сжижения. Для газопроводов коэффициент варьируется от 98.4% до 99.9% в зависимости от расстояния. Для грузовых автомобилей, транспортирующих СПГ, аналогичный коэффициент варьируется от 95.4% до 99.6% в зависимости от вместимости цистерны и расстояния транспортировки. Предполагается, что компрессорные станции трубопроводов будут оснащены газопоршневыми агрегатами, а автомобили, доставляющие СПГ, используют СПГ в качестве газомоторного топлива.

Потребители природного газа

Объемы перспективного спроса на газ в Монголии основаны на прогнозе развития энергетики в странах Северо-Восточной Азии, выполненном в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН. Предполагается, что природный газ будет транспортироваться в центры аймаков и сомоны, где агрегируется спрос на газ (узлы), а от них доставляться потребителям, проживающим на оставшейся территории соответствующего аймака. Решается задача выбора способа транспортировки газа между центрами узлов, подразумевая, что ввиду больших расстояний и незначительных объемов потребления весь спрос на газ вне центров узлов будет удовлетворяться за счет СПГ. Таким образом, спрос на СПГ включает в себя потребление отдельных зданий и котельных, расположенных за пределами центров узлов, а также потребление СПГ железнодорожным и автомобильным транспортом, дорожной и спецтехники в горнодобывающей промышленности. Спрос на трубопроводный газ формируется потреблением зданий и котельных, объектов электроэнергетики и промышленности, расположенных в центрах узлов, а также частью грузового и общественного транспорта в г. Улан-Батор.

Сценарии спроса и цен на газ

Для анализа направлений создания и развития газотранспортной инфраструктуры в Монголии использовался сценарный подход. Это обусловлено охватом длительного промежутка времени, что подразумевает высокую степень неопределенности ряда па-

Таблица 3. Матрица сценариев

Спрос	Цены	
	Базовые цены на СПГ	Низкие цены на СПГ
Умеренная газификация	Умеренная газификация, базовые цены на СПГ	Умеренная газификация, низкие цены на СПГ
Масштабная газификация	Масштабная газификация, базовые цены на СПГ	Масштабная газификация, низкие цены на СПГ

раметров. В первую очередь неопределенностью характеризуются спрос на газ и внешнеторговые цены, поскольку технологии, связанные со строительством и функционированием газопроводов, производством и транспортировкой СПГ, уже достаточно коммерциализированы. В табл. 3 приводится перечень рассматриваемых сценариев, которые отличаются ценами на импортируемый СПГ и объемами спроса на газ.

Уровень цен на импортируемый трубопроводный газ остается постоянным для всех сценариев и периодов и принят на уровне 180 долл. США 2020 г./тыс. м³ в г. Улан-Батор. Данная оценка получена на основе оптимизационных расчетов с использованием модели системы газоснабжения стран Северо-Восточной Азии [24]. В сценариях “Низкие цены на СПГ” предполагается более низкий уровень цен на импортируемый СПГ по сравнению с ценами в сценариях “Базовые цены на СПГ”. Цены на СПГ в г. Улан-Батор приняты на уровне 490 долл. США 2020 г./т для сценариев “Базовые цены на СПГ” и 318 долл. США 2020 г./т для сценариев “Низкие цены на СПГ”. Цены в других узлах основаны на тарифах на транспортировку газа по магистральному газопроводу из России в Китай, проходящему через территорию Монголии, которые приняты в размере 2 долл. США 2020 г./тыс. м³ × 100 км, и железнодорожных тарифах, оцененных на уровне 8 долл. США 2020 г./т × 100 км.

Сценарии спроса “Масштабная газификация” по сравнению со сценариями “Умеренная газификация” предполагают переход с угля на газ на ТЭЦ в городах Улан-Батор, Дархан и Эрдэнэт и более быстрые темпы газификации, в то время как сценарии “Умеренная газификация” предполагают частичный переход на газ только для ТЭЦ г. Улан-Батор. Поставки СПГ из России и Китая возможны в узлы, расположенные вдоль существующей железной дороги, и в г. Даланзадгад (предполагается, что будет построена железнодорожная ветка Даланзадгад–Тавантолгой–Зуунбаян), а также автомобильным транспортом из Китая в юго-западный аймак Ховд. Импорт трубопроводного газа возможен в узлах, расположенных вдоль транзитного газопровода из России в Китай, проходящего через территорию Монголии.

В табл. 4 показаны оценки перспективной потребности в природном газе, используемые при решении задачи создания газотранспортной системы Монголии.

1.3. Математическая модель создания и развития газотранспортной системы Монголии

Целевая функция

Целевая функция модели заключается в минимизации кумулятивного дисконтированного оттока денежных средств, связанного с развитием и функционированием газотранспортной инфраструктуры и импортом природного газа в течение интервала моделирования. Предполагается, что объекты газотранспортной инфраструктуры могут вводиться в эксплуатацию к началу последнего года каждого периода моделирования $y \in Y$. Отток денежных средств, связанный с газотранспортной инфраструктурой, делится на оттоки денежных средств от инвестиционной и операционной деятельности. Отток денежных средств от инвестиционной деятельности включает в себя инвестиции в строительство и закупку производственного оборудования, в том числе для

Таблица 4. Сценарии спроса на газ в Монголии, млрд м³

Потребители	Сценарий			
	Умеренная газификация/Масштабная газификация			
	2025 г.	2030 г.	2035 г.	2040 г.
ТЭЦ	0.7/2.1	0.7/2.1	0.7/2.1	0.7/2.1
Котельные	0.2/0.2	0.5/0.6	0.6/0.8	1.1/1.1
Промышленность	0.7/0.7	1.1/1.2	1.4/1.5	1.9/1.9
Здания	0.2/0.2	0.3/0.4	0.5/0.6	0.7/0.7
Транспорт	0.2/0.2	0.5/0.5	0.7/0.7	1.1/1.1
Всего	2.1/3.5	3.0/4.7	3.9/5.6	5.5/6.9

его замены, если срок полезного использования оборудования меньше срока жизни проекта (20 лет). Отток денежных средств от операционной деятельности не включает затраты, связанные с энергетическими потерями и потреблением энергии на собственные нужды, поскольку эти компоненты учитываются далее в балансовых ограничениях. Отток денежных средств дисконтируется к началу первого периода моделирования (2020 г.). Процедура дисконтирования выполняется вне модели.

Целевая функция представлена выражением (1):

$$\sum_y (P(y) + V(y) + L(y) + R(y) + I(y)), \quad (1)$$

где $P(y)$, $V(y)$, $L(y)$, $R(y)$ и $I(y)$ — это оттоки денежных средств, связанные соответственно с созданием, развитием и функционированием газопроводов; предприятий по перевозке СПГ грузовыми автомобилями в криогенных цистернах; заводов по производству СПГ; установок регазификации СПГ; импортом газа в течение пятилетнего периода $y \in Y$.

Отток денежных средств на развитие и функционирование объектов газотранспортной инфраструктуры (2)–(5) состоит из инвестиций в строительство, замену оборудования и оттока денежных средств от операционной деятельности:

$$P(y) = \sum_{cij} \left(IC_{cij}^p NC_{cij}^p + \sum_{n|n < y} MI_{cijyn}^p NC_{cijn}^p + \sum_{n|n < y} O_{cijyn}^p NC_{cijn}^p \right) \forall y \in Y, \quad (2)$$

$$V(y) = \sum_{eij} \left(IC_{ey}^v NC_{eijy}^v + \sum_{n|n < y} MI_{eyn}^v NC_{eijn}^v + \sum_{n|n < y} O_{eyn}^v NC_{eijn}^v \right) \forall y \in Y, \quad (3)$$

$$L(y) = \sum_{bi} \left(IC_{biy}^l NC_{biy}^l + \sum_{n|n < y} I_{biyn}^l NC_{bin}^l M + \sum_{n|n < y} O_{biyn}^l NC_{bin}^l \right) \forall y \in Y, \quad (4)$$

$$R(y) = \sum_{ai} \left(IC_{aiy}^r NC_{aiy}^r + \sum_{n|n < y} MI_{aiyn}^r NC_{ain}^r + \sum_{n|n < y} O_{aiyn}^r NC_{ain}^r \right) \forall y \in Y, \quad (5)$$

где IC_{cij}^p , IC_{ey}^v , IC_{biy}^l , IC_{aiy}^r — сумма инвестиций в создание объектов газотранспортной инфраструктуры и операционных расходов в течение периода $y \in Y$, связанных с газопроводом пропускной способностью типа $c \in C$ от узла $i \in N$ до узла $j \in N$, тягачем для перевозки СПГ в цистернах объемом типа $e \in E$, заводом по производству СПГ мощностью типа $b \in B$ в узле i и заводом по регазификации мощностью типа $a \in A$ в узле i соответственно;

NC_{cij}^p , NC_{eijy}^v , NC_{biy}^l , NC_{aiy}^r — количество трубопроводов, грузовых автомобилей, доставляющих СПГ от i до j , заводов по сжижению и регазификации в узле i , построен-

ных и введенных в эксплуатацию в период $y \in Y$ соответственно. Модель позволяет в одном месте построить либо несколько небольших объектов газотранспортной инфраструктуры, либо один аналогичный объект, но большей единичной мощности. В модели выбор выполняется исходя из текущей и перспективной потребности в газе, которая определяет коэффициент использования установленной мощности, а также суммарного объема инвестиций и операционных затрат. Объекты большей единичной мощности характеризуются меньшим объемом инвестиций и операционных затрат на единицу мощности;

$MI_{cijn}^p, MI_{eyn}^v, MI_{biyn}^l, MI_{aiyn}^r$ — инвестиции в периоде $y \in Y$, связанные с заменой оборудования для трубопроводов, автотранспорта, заводов СПГ и установок его регазификации, которые были введены в эксплуатацию в предыдущие периоды $n \in Y | n < y$, соответственно;

$NC_{cijn}^p, NC_{eyn}^v, NC_{bin}^l, NC_{ain}^r$ — количество трубопроводов или грузовых автомобилей, обеспечивающих транспортировку газа или СПГ между узлами i и j , заводов СПГ и/или установок по его регазификации в узле i , построенных и введенных в эксплуатацию в период $n \in Y | n < y$, соответственно;

$O_{cijyn}^p, O_{ejyn}^v, O_{biyn}^l, O_{aiyn}^r$ — отток денежных средств в периоде $y \in Y$, связанный с эксплуатацией трубопроводов, тягачей для транспортировки СПГ, заводов по производству СПГ и установок по его регазификации соответственно, введенных в эксплуатацию в предыдущие периоды $n \in Y | n < y$.

В настоящее время в Монголии газовая инфраструктура, за исключением объектов, связанных с импортом СПГ и станциями для заправки сжатимированным природным газом в Улан-Баторе, отсутствует, и сроки полезного использования для новых объектов инфраструктуры выходят за рамки периода моделирования. Соответственно, в уравнениях (2)–(5) не предусмотрен вывод из эксплуатации объектов инфраструктуры.

Затраты на импорт природного газа $I(y)$ в течение периода $y \in Y$ зависят от цен на импортируемый трубопроводный газ PR_{iy}^{pipe} и СПГ PR_{iy}^{LNG} в узлах $i \in N$ в этом периоде, а также от объемов импорта трубопроводного газа и СПГ. Предполагается, что новые объекты инфраструктуры вводятся в эксплуатацию в начале последнего года пятилетнего периода $y \in Y$, в этом же году изменяются годовые объемы спроса и импорта, а в течение первых четырех лет пятилетнего периода $y \in Y$ объемы импорта равны объемам последнего года предыдущего периода $y - 1$:

$$I(y) = \sum_i \left(PR_{iy}^{pipe} (4IM_{i,y-1}^{pipe} + IM_{iy}^{pipe}) + PR_{iy}^{LNG} (4IM_{i,y-1}^{LNG} + IM_{iy}^{LNG}) \right) \forall y \in Y, \quad (6)$$

где IM_{iy}^{pipe} и IM_{iy}^{LNG} — объемы импорта трубопроводного газа и СПГ в узле i в течение последнего года пятилетнего периода $y \in Y$ соответственно.

Такой подход, предполагающий, что объемы импорта и потребления газа остаются неизменными в течение пяти лет, во-первых, обусловлен тем, что переход на газ с других энергоносителей и рост его потребления возможен только при наличии газотранспортной инфраструктуры, строительство которой занимает несколько лет; во-вторых, этот прием значительно упрощает вычислительные процедуры и уменьшает время на сбор и обработку данных, требуемых для формирования параметров модели.

Ограничения

Материальные балансы. Суть балансовых ограничений заключается в том, что сумма чистого притока газа в узел, полученного от других узлов, и чистого притока от его преобразования (производство СПГ и его регазификация) должна быть достаточной

для удовлетворения спроса на газ в этом узле. Материальные балансы (7)–(8) формируются раздельно для трубопроводного газа и СПГ:

$$\sum_j \phi_{ji} T_{jy}^{pipe} - \sum_j T_{iy}^{pipe} + \rho_i REG_{iy} - LIQ_{iy} + IM_{iy}^{pipe} \geq D_{iy}^{pipe} \forall i \in N, y \in Y, \quad (7)$$

$$\sum_{ej} \psi_{ej} T_{ejy}^{LNG} - \sum_{ej} T_{ejy}^{LNG} + \lambda_i LIQ_{iy} - REG_{iy} + IM_{iy}^{LNG} \geq D_{iy}^{LNG} \forall i \in N, y \in Y, \quad (8)$$

где ρ_i и λ_i — коэффициенты, отражающие потери энергии и потребление энергии на собственные нужды соответственно при регазификации СПГ и сжижении трубопроводного газа в узле i ;

ϕ_{ji} и ψ_{ej} — коэффициенты, отражающие потери энергии и потребление энергии на собственные нужды соответственно при транспортировке трубопроводного газа и СПГ автотранспортом с пропускной способностью $e \in E$ в узел i из узла j . Предполагается, что на компрессорных станциях будут установлены газопоршневые агрегаты, использующие в качестве топлива перекачиваемый газ, что отражает коэффициент ϕ_{ji} ; коэффициент ψ_{ej} отражает предположение о том, что тягачи, транспортирующие СПГ, в качестве топлива потребляют СПГ;

T_{ijy}^{pipe} и T_{jiy}^{pipe} — это количество газа, транспортируемого по трубопроводам от узла i в узел j и от узла j в узел i соответственно, в течение последнего года пятилетнего периода y ;

T_{ejy}^{LNG} и T_{ejiy}^{LNG} — это объемы СПГ, транспортируемого тягачами с типом цистерны $e \in E$ от узла i до узла j (и, соответственно, наоборот) в течение последнего года пятилетнего периода y ;

REG_{iy} и LIQ_{iy} — это соответственно объемы регазификации и производства СПГ в узле i в течение последнего года пятилетнего $y \in Y$;

D_{iy}^{pipe} и D_{iy}^{LNG} — спрос на трубопроводный газ и СПГ в узле i в течение последнего года пятилетнего периода $y \in Y$ соответственно.

Ограничения по мощностям (пропускным способностям). Данный тип ограничений гарантирует, что объемы транспортировки, регазификации и производства СПГ не превысят возможности соответствующей инфраструктуры.

Пропускные способности газопроводов:

$$T_{ijy}^{pipe} \leq \sum_c N_{cijy}^p CAP_c^p \forall i, j \in N, y \in Y, \quad (9)$$

где CAP_c^p — годовая пропускная способность трубопровода типа $c \in C$; N_{cijy}^p — количество газопроводов от узла i до узла j с типом пропускной способности c на конец периода y . N_{cijy}^p зависит от количества газопроводов, построенных к концу предыдущего периода $N_{cij,y-1}^p$ и количества новых NC_{cijy}^p , введенных в эксплуатацию в течение текущего периода y :

$$N_{cijy}^p = N_{cij,y-1}^p + NC_{cijy}^p \forall c \in C, i, j \in N, y \in Y. \quad (10)$$

Предельно возможное количество СПГ, которое может быть перевезено грузовым автомобилем в год:

$$T_{ejy}^{LNG} \leq N_{ejy}^v CAP_{ej}^v \forall e \in E, i, j \in N, y \in Y, \quad (11)$$

где CAP_{ej}^v — годовой объем перевозки СПГ тягачом с типом цистерны $e \in E$ от узла i до j . N_{ejy}^v — это количество грузовых автомобилей, транспортирующих СПГ от узла i до j с

типом цистерны e на конец периода y . N_{eijy}^v зависит от количества тягачей, имевшихся на конец предыдущего периода $N_{eij,y-1}^v$, и количества введенных в эксплуатацию в текущем периоде NC_{eijy}^v :

$$N_{eijy}^v = N_{eij,y-1}^v + NC_{eijy}^v \quad \forall e \in E, i, j \in N, y \in Y. \quad (12)$$

Мощности по производству СПГ:

$$LIQ_{iy} \leq \sum_b N_{biy}^l CAP_b^l \quad \forall i \in N, y \in Y, \quad (13)$$

где CAP_b^l — годовая мощность завода по производству СПГ типа $b \in B$; N_{biy}^l — количество заводов по производству СПГ в узле i с типом мощности b на конец периода y . N_{biy}^l зависит от количества заводов по производству СПГ на конец предыдущего периода $N_{bi,y-1}^l$ и количества введенных в эксплуатацию в течение текущего периода N_{biy}^l :

$$N_{biy}^l = N_{bi,y-1}^l + NC_{biy}^l \quad \forall b \in B, i \in N, y \in Y. \quad (14)$$

Мощности установок по регазификации СПГ:

$$REG_{iy} \leq \sum_a N_{aiy}^r CAP_a^r \quad \forall i \in N, y \in Y, \quad (15)$$

где CAP_a^r — годовая мощность установки по регазификации СПГ типа $a \in A$; N_{aiy}^r — количество установок по регазификации в узле i с типом мощности a на конец периода y . N_{aiy}^r зависит от количества таких установок на конец предыдущего периода $N_{ai,y-1}^r$ и количества введенных в эксплуатацию в текущем периоде NC_{aiy}^r :

$$N_{aiy}^r = N_{ai,y-1}^r + NC_{aiy}^r \quad \forall a \in A, i \in N, y \in Y. \quad (16)$$

Предельные возможности импорта:

$$IM_{iy}^{pipe} \leq \overline{IM_{iy}^{pipe}} \quad \forall i \in N, y \in Y, \quad (17)$$

$$IM_{iy}^{LNG} \leq \overline{IM_{iy}^{LNG}} \quad \forall i \in N, y \in Y, \quad (18)$$

где $\overline{IM_{iy}^{pipe}}$ и $\overline{IM_{iy}^{LNG}}$ — максимальный объем импорта трубопроводного газа и СПГ соответственно в узле i в течение последнего года периода y .

Следующие ограничения связности показывают, что газопроводы могут быть построены только между узлами, граничащими друг с другом:

$$NC_{cijy}^p \leq \overline{NC_{cijy}^p} \quad \forall i, j \in N, c \in C, y \in Y, \quad (19)$$

где $\overline{NC_{cijy}^p} = 0$ если узлы i и j не граничат друг с другом. Для транспорта СПГ, если узлы i и j не граничат друг с другом, то $CAP_{eij}^v = 0$.

Ограничения, связанные с наличием существующей инфраструктуры. Следующие ограничения указывают на отсутствие существующей газовой инфраструктуры к началу периода моделирования $y = 0$:

$$N_{ai,0}^r = 0 \quad \forall a \in A, i \in N, \quad (20)$$

$$N_{bi,0}^l = 0 \quad \forall b \in B, i \in N, \quad (21)$$

Таблица 5. Дисконтированные оттоки денежных средств на создание и функционирование регазификационных установок, построенных в первом периоде моделирования

Показатели	Единица измерения	Период моделирования							
		1	2	3	4	1	2	3	4
Мощность	млн м ³	8				17			
Инвестиции в строительство	тыс. долл. США	241	—	—	—	248	—	—	—
Инвестиции, связанные с заменой оборудования	тыс. долл. США	—	—	15	—	—	—	15	—
Отток денежных средств от операционной деятельности	тыс. долл. США	178	712	483	330	179	713	484	330

$$N_{cij,0}^p = 0 \quad \forall c \in C, i, j \in N, \quad (22)$$

$$N_{eij,0}^v = 0 \quad \forall e \in E, i, j \in N. \quad (23)$$

Неотрицательность. Объемы импорта, транспортировки, сжижения, регазификации газа и количество объектов инфраструктуры не могут быть отрицательны.

$$N_{aiy}^r, NC_{aiy}^r, N_{biy}^l, NC_{biy}^l, N_{cijy}^p, NC_{cijy}^p, N_{eijy}^v, NC_{eijy}^v, IM_{iy}^{pipe}, IM_{iy}^{LNG}, T_{ijy}^{pipe}, T_{eijy}^{LNG}, LIQ_{iy}, REG_{iy} \geq 0 \quad \forall a \in A, b \in B, c \in C, e \in E, i, j \in N, y \in Y. \quad (24)$$

Целочисленность. Количество объектов инфраструктуры — это целое число.

$$N_{aiy}^r, NC_{aiy}^r, N_{biy}^l, NC_{biy}^l, N_{cijy}^p, NC_{cijy}^p, N_{eijy}^v, NC_{eijy}^v \in \mathbb{Z} \quad \forall a \in A, b \in B, c \in C, e \in E, i, j \in N, y \in Y. \quad (25)$$

2. РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

В табл. 5–7 показаны оценки дисконтированных оттоков денежных средств для регазификационных установок, заводов по производству СПГ (кроме завода в г. Булган, для которого дополнительно учитывается стоимость строительства отвода от магистрального газопровода из России) и автотранспортных средств для перевозки СПГ, введенных в эксплуатацию в первом периоде моделирования. В табл. 8 приведены оценки оттоков денежных средств на создание и функционирование газопровода длиной 100 км, при условии, что коэффициент удорожания, связанный с особенностями рельефа, равен 1 (в зависимости от маршрута изменение данного коэффициента оценивается в диапазоне 1–1.3).

Затраты, связанные с энергетическими потерями и энергопотреблением, пропорциональные объему преобразуемого либо транспортируемого газа, не включены в оценки таблиц 5–8, поскольку они отражаются через соответствующие коэффициенты в балансовых ограничениях (7)–(8) оптимизационной задачи. Таким образом, операционные затраты в таблицах 5–8 являются постоянными, не зависят от объема преобразуемого/транспортируемого газа и практически не зависят от мощности объектов газотранспортной инфраструктуры.

Данные таблиц 5–8 были использованы в качестве параметров задачи (1)–(25). Было найдено решение этой задачи для четырех сценариев, описанных ранее (табл. 3–4): определено количество и месторасположение объектов газотранспортной инфраструктуры, а также структура импорта (табл. 9–10, рис. 1).

Сравнительный анализ решений задачи (1)–(25) в зависимости от сценария показывает, что структура газотранспортной системы и этапность ее создания изменяются в зависимости от спроса и цен на импортируемый газ (табл. 9–10, рис. 1). Строительство ответвлений от транзитного газопровода из России в Китай, проходящего через

Таблица 6. Дисконтированные оттоки денежных средств на создание и функционирование заводов по производству СПГ, построенных в первом периоде моделирования

Показатели	Единица измерения	Период моделирования							
		1	2	3	4	1	2	3	4
Мощность	тыс. т СПГ	100				500			
Инвестиции в строительство	млн долл. США	101	—	—	—	504	—	—	—
Инвестиции, связанные с заменой оборудования	млн долл. США	—	—	2	—	—	—	11	—
Отток денежных средств от операционной деятельности	млн долл. США	4	16	11	7	19	74	50	34
Мощность	тыс. т СПГ	1500				2500			
Инвестиции в строительство	млн долл. США	1467	—	—	—	2 247	—	—	—
Инвестиции, связанные с заменой оборудования	млн долл. США	—	—	32	—	—	—	50	—
Отток денежных средств от операционной деятельности	млн долл. США	54	214	143	99	81	325	217	151

Таблица 7. Дисконтированные оттоки денежных средств на создание и функционирование тягачей, перевозящих СПГ и введенных в эксплуатацию в первом периоде моделирования

Показатели	Единица измерения	Период моделирования							
		1	2	3	4	1	2	3	4
Вместимость цистерны	м ³	15				40			
Инвестиции в строительство гаража, покупку автомобиля и вспомогательного оборудования	тыс. долл. США	104	—	—	—	230	—	—	—
Инвестиции, связанные с заменой оборудования	тыс. долл. США	—	—	21	—	—	—	48	—
Отток денежных средств от операционной деятельности	тыс. долл. США	37	147	98	68	42	166	110	77

Таблица 8. Дисконтированные оттоки денежных средств на создание и функционирование газопровода длиной 100 км, построенного в первом периоде моделирования (коэффициент удорожания, связанный с особенностями рельефа = 1)

Период	Единица измерения	Период моделирования											
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Пропускная способность	млрд м ³	0.4				0.6				1			
Инвестиции в строительство	млн долл. США	23	—	—	—	29	—	—	—	39	—	—	—
Инвестиции, связанные с заменой оборудования	млн долл. США	—	—	0.3	—	—	—	0.4	—	—	—	0.5	—
Отток денежных средств от операционной деятельности	млн долл. США	1	6	4	3	2	7	5	3	2	9	6	4

Монголию, может быть эффективно в восточной части страны, в то время как в западной газификацию целесообразно осуществлять на основе технологий СПГ. В сценариях “Низкие цены на СПГ” отсутствует необходимость строительства в Монголии заводов по производству СПГ, так как с финансовой точки зрения импорт СПГ более эффективно удовлетворяет спрос на природный газ.

В сценариях “Умеренная газификация, базовые цены на СПГ” и “Масштабная газификация, базовые цены на СПГ” в разных местах в течение последовательных периодов

Таблица 9. Объекты газотранспортной инфраструктуры Монголии, вводимые в эксплуатацию в течение рассматриваемых периодов моделирования

Объект инфраструктуры	2020—2025	2025—2030	2030—2035	2035—2040	Итого
Умеренная газификация, базовые цены на СПГ					
Трубопроводы, км	280	101	526	—	907
Грузовые автомобили для перевозки СПГ, шт.	55	56	114	87	312
Заводы по сжижению, тыс. т СПГ в год	200	300	400	—	900
Заводы по регазификации, млн м ³ в год	68	85	187	168	508
Умеренная газификация, низкие цены на СПГ					
Грузовые автомобили для перевозки СПГ, шт.	71	113	178	164	526
Заводы по регазификации, млн м ³ в год	136	119	289	236	780
Масштабная газификация, базовые цены на СПГ					
Трубопроводы, км	280	526	—	—	806
Грузовые автомобили для перевозки СПГ, шт.	54	137	225	20	436
Заводы по сжижению, тыс. т СПГ в год	200	500	500	—	1200
Заводы по регазификации, млн м ³ в год	68	238	152	33	491
Масштабная газификация, низкие цены на СПГ					
Трубопроводы, км	182	—	—	—	182
Грузовые автомобили для перевозки СПГ, шт.	72	201	209	66	548
Заводы по регазификации, млн м ³ в год	102	357	169	67	695

Таблица 10. Объем и структура импорта газа на конец рассматриваемых периодов моделирования, млрд м³

Сценарий	2025 г.	2030 г.	2035 г.	2040 г.
Умеренная газификация, базовые цены на СПГ	2.1 (1)	3.1 (1)	4.0 (менее 0.1)	5.7 (14)
Умеренная газификация, низкие цены на СПГ	2.1 (15)	3.1 (25)	3.9 (35)	5.6 (41)
Масштабная газификация, базовые цены на СПГ	3.5 (1)	4.8 (менее 0.2)	5.8 (менее 0.1)	7.1 (7)
Масштабная газификация, низкие цены на СПГ	3.5 (8)	4.7 (22)	5.7 (30)	7.0 (32)

Примечание. В скобках указана доля импорта СПГ (%).

времени строятся малотоннажные заводы по производству СПГ мощностью 100 тыс. т в год, а не один завод большей мощности. Это ключевое обстоятельство связано с финансовыми и энергетическими затратами на транспортировку СПГ от заводов к узлам-потребителям, временной стоимостью денег, выражающейся через коэффициент дисконтирования, и более высоким коэффициентом использования установленной мощности модульных заводов СПГ при постепенном росте спроса на газ. В сценарии “Умеренная газификация, низкие цены на СПГ” и “Масштабная газификация, низкие цены на СПГ” узлы, расположенные вдоль транзитного газопровода, отбирают газ из него, а потребность в СПГ удовлетворяется за счет импорта. При этом в сценарии “Масштабная газификация, низкие цены на СПГ” между городами Эрдэнэт и Дархан целесообразно построить газопровод.

В табл. 10 представлены объемы и структура импорта природного газа на конец каждого рассматриваемого периода моделирования. Более низкие цены на СПГ приводят к росту его доли в импорте, поскольку импорт СПГ становится более эффективным благодаря экономии на затратах по производству СПГ из трубопроводного газа. При этом импорт трубопроводного газа превалирует в структуре поставок даже в благоприятных для импорта СПГ рыночных условиях. Причина этого феномена состоит в том, что рассматриваемый маршрут транзитного газопровода из России в Китай проходит в непосредственной близости от крупнейших городов Монголии, где предполагается значительная потребность в трубопроводном газе. Таким образом, тран-

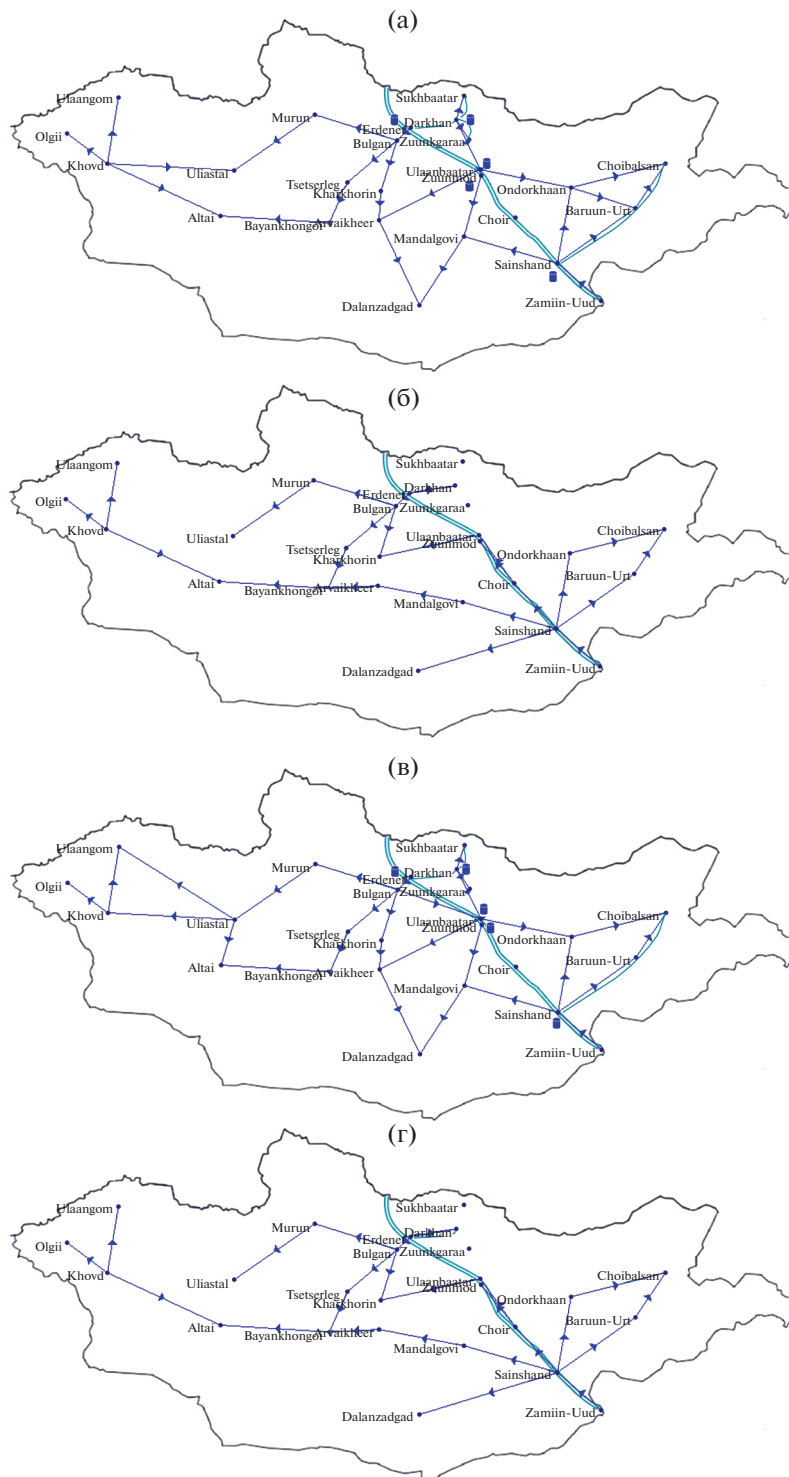


Рис. 1. Структура газотранспортной инфраструктуры Монголии на конец 2040 г. (а) Умеренная газификация/Базовые цены на СПГ. (б) Умеренная газификация/Низкие цены на СПГ. (в) Масштабная газификация/Базовые цены на СПГ. (г) Масштабная газификация/Низкие цены на СПГ. (====) Магистральный газопровод из России в Китай, проходящий через территорию Монголии. (—) Газопроводы-отводы. (■) Заводы по производству СПГ. (→) Транспортировка СПГ грузовыми автомобилями.

зитный газопровод Россия – Китай, пролегающий через крупные узлы потребления газа на территории Монголии, обладает высокой конкурентоспособностью.

Сравнивая сценарии “Умеренная газификация” со сценариями “Масштабная газификация”, можно заметить, что чем выше спрос, тем меньше доля импорта СПГ. Такая ситуация наблюдается ввиду того, что строительство дополнительных (по сравнению с соответствующими сценариями “Умеренной газификации”) мощностей по производству СПГ в сценарии “Масштабная газификация, базовые цены на СПГ” или трубопровода Эрдэнэт–Дархан в сценарии “Масштабная газификация, низкие цены на СПГ” становится более эффективным решением, чем рост импорта СПГ.

Как показано в табл. 9, во всех сценариях в период 2036–2040 гг. в эксплуатацию не вводятся новые заводы по производству СПГ и не строятся новые газопроводы. В связи с ростом спроса в этом периоде происходит дополнительный импорт газа, и увеличивается доля импортируемого СПГ. Поскольку в качестве целевой функции минимизируется кумулятивный отток денежных средств до 2040 г., то можно предположить, что если бы данный период не был последним периодом моделирования, а после 2040 г. спрос на газ продолжал расти, то вероятно были бы построены дополнительные заводы по сжижению и/или газопроводы, а доля импорта СПГ снизилась. Если же после 2040 г. спрос на газ станет снижаться, то, вероятно, ввода дополнительных мощностей не потребуется. Следовательно, интервал моделирования должен соответствовать стратегическим целям энергетической политики и срокам окупаемости проектов по созданию объектов газотранспортной инфраструктуры, а долгосрочные прогнозы развития энергетических систем – регулярно актуализироваться.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье представлена оригинальная модель создания и развития национальной газотранспортной системы. Модель позволяет определить состав объектов газовой инфраструктуры, их пространственное расположение и рациональное время для инвестирования. Модель может быть использована при принятии стратегических решений по оптимизации структуры импорта и развитию газотранспортной инфраструктуры. Отличительной чертой модели является раздельный учет спроса на СПГ и трубопроводный газ, что позволяет отразить структуру конечного потребления при выборе оптимальной комбинации газопроводов и СПГ-технологий.

Возможности предлагаемого инструментария продемонстрированы на примере решения проблемы газификации Монголии при условии создания транзитного газопровода Россия–Китай, проходящего через ее территорию. В качестве возможных источников импорта природного газа рассматривались отбор из указанного трубопровода, а также импорт СПГ как из Китая, так и из России. Для анализа изменений в оптимальной структуре поставок газа в Монголию и структуре ее национальной газотранспортной системы были рассмотрены несколько сценариев.

Главный вывод заключается в том, что магистральный газопровод из России в Китай, проходящий через территорию Монголии – это наиболее устойчивое решение вопроса газификации Монголии в долгосрочной перспективе. Поставки газа из такого газопровода занимают основную долю в структуре импорта даже при низких ценах на СПГ на региональном газовом рынке. Вместе с тем для импорта СПГ существует

определенная ниша, которая зависит от объема спроса на газ и цен на СПГ. Газификация на основе СПГ целесообразна в западных регионах страны, в то время как на востоке, наряду с поставками СПГ, могут быть построены газопроводы-отводы от транзитного газопровода Россия—Китай. Имеются предпосылки для развития сотрудничества между Монголией, Россией и Китаем не только в сфере торговли газом, но и в области СПГ-технологий, совместных предприятий в газовой отрасли. Сотрудничество трех стран по вопросу газификации Монголии должно быть расширено, что будет способствовать укреплению внешнеэкономических связей и их устойчивому развитию.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0004) программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг. и с использованием ресурсов ЦКП “Высокотемпературный контур” (Минобрнауки России, проект № 13.ЦКП.21.0038).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. International Energy Agency (IEA). Data and statistics. 2020. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables?country=MONGOLIA&energy=Balances&year=2018> (accessed September 20, 2021).
2. Бат-Эрдэнэ Б., Батмунх С., Воронай Н.И., Стенников В.А. Некоторые вопросы стратегии развития электроэнергетики Монголии // Энергетическая политика. 2016. № 3. С. 95–106.
3. Partnership for Action on Green Economy (PAGE). Green Economy Policy Assessment: Mongolia. 2018. https://www.un-page.org/files/public/gepa_eng_191118.pdf (accessed September 20, 2021).
4. Oyun D. Energy sector of Mongolia, policy and challenges 2017. <https://eneken.ieee.or.jp/data/7391.pdf> (accessed September 20, 2021).
5. Восточный вектор энергетической стратегии России: современное состояние, взгляд в будущее / Под ред. Вороная Н.И., Санеева Б.Г.; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева. Новосибирск: Академическое изд-во “Гео”, 2011. 368 с.
6. Санеев Б.Г., Клер А.М., Кононов Ю.Д., Мандельбаум М.М., Платонов Л.А., Попов С.П., Соколов А.Д. Концепция создания единой системы добычи и транспорта нефти и газа в Северо-Восточной Азии // Энергетика XXI в.: системы энергетики и управление ими / С.В. Подкопальников, С.М. Сендеров, В.А. Стенников и др.; Отв. ред. Вороная Н.И. Новосибирск: Наука, 2004. С. 48–72.
7. Northeast Asian Gas and Pipeline Forum (NAGPF). A Long-Term Vision of Natural Gas Infrastructure in Northeast Asia. 2009. <http://www.nagpf.info/research/5research.htm> (accessed September 20, 2021).
8. В Монголии зарегистрирована компания “Газопровод Союз Восток”. 2020. <https://www.gazprom.ru/press/news/2021/january/article522596/> (дата обращения 27.08.2011).
9. Математическое моделирование и оптимизация систем тепло-, водо-, нефте- и газоснабжения / А.П. Меренков, Е.В. Сеннова, С.В. Сумароков и др.; Отв. ред. Меренков А.П.; АН, Сиб. отд-ние, Сиб. энерг. ин-т им. Л.А. Мелентьева. Новосибирск: Наука. Сиб. изд. фирма, 1992. 405 с.
10. Илькевич Н.И. Многоуровневое моделирование развития систем газоснабжения / Илькевич Н.И., Дзюбина Т.В., Калинина Ж.В. Новосибирск: Наука, 2014. 217 с.
11. SCANNER Модельно-информационный комплекс / Ф.В. Веселов, О.А. Елисеева, В.А. Кулагин и др.; Научный руководитель А.А. Макаров. М.: ИНЭИ РАН, 2011. 72 с.
12. Цвиркун А.Д., Акинфиев В. К., Коротеев М.В. Модели пространственного развития производственно-транспортных систем с учетом фактора рыночного ценообразования // Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD’2019) [Электронный ресурс]: материалы Двенадцатой междунар. конф., 1–3 окт. 2019 г., Москва / под общ. ред. Васильева С.Н., Цвиркуна А.Д.; Ин-т проблем упр. им. В.А. Трапезникова РАН. Электрон. Текстовые дан. (26,1 Мб). М.: ИПУ РАН, 2019.
13. Казак А.С., Кисленко Н.А., Горлов Д.В., Постникова И.В. Задача моделирования и оптимизации поставок газа по ЕСГ с учетом показателей качества газа // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2020. № 3. С. 36–41. [https://doi.org/10.33285/0132-2222-2020-3\(560\)-36-41](https://doi.org/10.33285/0132-2222-2020-3(560)-36-41)
14. Кисленко Н.А., Белинский А.В., Казак А.С. Методы, алгоритмы и инструменты моделирования и оптимизации режимов работы Единой системы газоснабжения России на основе технологий искусственного интеллекта. Часть 1 // Газовая промышленность. 2021. № 9. С. 88–96.
15. Grimm V., Schewe L., Schmidt M., Zöttl G. A multilevel model of the European entry-exit gas market // Math Methods Oper Res. 2019. V. 89. P. 223–255. <https://doi.org/10.1007/s00186-018-0647-z>
16. Allevi E., Gnudi A., Konnov I.V., Oggioni G. Dynamic Spatial Equilibrium Models: an Application to the Natural Gas Spot Markets // Netw Spat Econ. 2019. <https://doi.org/10.1007/s11067-019-09458-5>

17. *Sesini M., Giarola S., Hawkes A.D.* The impact of liquefied natural gas and storage on the EU natural gas infrastructure resilience // *Energy*. 2020. V. 209. 118367. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118367>
18. *Shi X., Variam H.M.P.* Gas and LNG trading hubs, hub indexation and destination flexibility in East Asia // *Energy Policy*. 2016. V. 96. P. 587–596. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.06.032>
19. *Shi X., Variam H.M.P.* East Asia's gas-market failure and distinctive economics – A case study of low oil prices // *Appl Energy*. 2017. V. 195. P. 800–809. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.091>
20. *Xiao J., Kong W., Wang X., Li M.* Numerical modeling and assessment of natural gas pipeline separation in China: the data from Henan Province. *Petroleum Science*. 2020. V. 17. № 1. P. 268–278. <https://doi.org/10.1007/s12182-019-00400-5>
21. *Rioux B., Galkin P., Murphy F., Feijoo F., Pierru A., Malov A. et al.* The economic impact of price controls on China's natural gas supply chain // *Energy Economics*. 2019. V. 80. P. 394–410. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.12.026>
22. *Garcia Kerdan I., Jalil-Vega F., Toole J., Gulati S., Giarola S., Hawkes A.* Modelling cost-effective pathways for natural gas infrastructure: A southern Brazil case study // *Appl Energy*. 2019. V. 255. 113799. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113799>
23. *Batmunkh S., Saneev B., Baikhyug S., Ochirbat P., Tumenjargal M., Lagerev A., Sokolov A., Popov S.* Energy cooperation between Mongolia and Russia: past, present, and future // *Proceedings of the Mongolian Academy of Sciences*. 2021. V. 61. № 01(237). P. 40–49. <https://doi.org/10.5564/pmas.v61i1.1560>
24. *Санеев Б.Г., Попов С.П., Максаква Д.В.* Газификация Монголии: возможности многостороннего сотрудничества // *Энергетическая политика*. 2020. № 3. С. 34–45. https://doi.org/10.46920/2409-5516_2020_3145_34
25. Среднетоннажный СПГ в России: между небом и землей / Под ред. Климентьева А., Митровой Т., Собко А. М.: Московская школа управления SKOLKOVO, 2018. 102 с. https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_RU_MediumDutyLNG_01122018.pdf
26. Total tax and contribution rate (% of profit). <https://data.worldbank.org/indicator/IC.TAX.TO-TL.CP.ZS> (accessed September 20, 2021).
27. Ведение бизнеса в Монголии – 2021. GRATA International Mongolia. https://gratanet.com/laravel-filemanager/files/3/Doing%20business%20in%20Mongolia_RUS%20final.pdf (accessed September 20, 2021).

Modelling Gas Transportation System Development In Mongolia Taking into Account the Opportunities for International Cooperation

B. S. Saneev^a, S. P. Popov^a, and D. V. Maksakova^{a, *}

^a*Federal State Budgetary Institution of Science Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia*

^{*}*e-mail: maksakova@isem.irk.ru*

The paper is devoted to the issue of creating a new energy industry in Mongolia – the gas industry. The importance of the multilateral cooperation of the countries of North-East Asia in the process of gas transportation system creation is highlighted. The paper proposes an optimization model of gas transportation system creation and development, based on mixed integer linear programming. The model determines the gas transportation system design, the locations and the number of gas infrastructure facilities, and the commissioning schedule. A special characteristic of the model is that it considers the demand for LNG and pipeline gas separately. This approach allows taking into account LNG demand from decentralized consumers under the conditions of low population density and from road and railway transport. The model was employed to examine the case study of gas infrastructure creation and development in Mongolia up to 2040. Different vectors of energy cooperation between Mongolia, Russia and China in the gas industry were analyzed in the model, namely the gas pipeline from Russia to China passing through the territory of Mongolia and LNG imports to Mongolia from Russia and China. Several scenarios considering gas demand growth and LNG import prices were analyzed. The results indicate that the supplies via the pipeline from Russia to China dominate the supply structure. Nevertheless, there is a market niche for the LNG sector varying with domestic gas demand and LNG prices.

Keywords: Mongolia, natural gas, gas transportation system, optimization, energy cooperation