

УДК 621.311

Элина Александровна Тюрина

ФГБУН Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН; ФГБОУВО «Иркутский Национальный исследовательский технический университет», доктор технических наук, ведущий научный сотрудник, заведующая кафедрой теплоэнергетических систем, Россия, Иркутск, e-mail: tyurina@isem.irk.ru

Александр Станиславович Медников

ФГБУН Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, кандидат технических наук, научный сотрудник, Россия, Иркутск, телефон (3952) 50-06-46 доб. 318, e-mail: mednikov@isem.irk.ru

Павел Юрьевич Елсуков

ФГБУН Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, кандидат технических наук, научный сотрудник, Россия, Иркутск, телефон 50-06-46 доб. 331, e-mail: els@isem.irk.ru

Павел Валериевич Жарков

ФГБУН Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, кандидат технических наук, научный сотрудник, Россия, Иркутск, телефон 50-06-46 доб. 332, e-mail: pzharkov@isem.irk.ru

Екатерина Васильевна Зубова

ФГБОУВО «Иркутский Национальный исследовательский технический университет», аспирант, Россия, Иркутск, e-mail: zubova@istu.edu

Использование газа подземной газификации угля для совместного производства электроэнергии и синтетического жидкого топлива¹

Авторское резюме

Состояние вопроса. Актуальность исследования обусловлена ростом интереса к технологиям подземной газификации угля в связи с истощением мировых запасов нефти и газа, наличием значительного количества угольных месторождений в различных странах мира, растущим спросом на энергию, а также угрозой глобального изменения климата. Возможности использования подземной газификации низкосортных углей со сложными геологическими условиями залегания огромны. В отличие от основных программ XX века, этот беспрецедентный интерес стимулируется в основном частным капиталом в ответ на рекордно высокие цены на нефть и энергоносители. В связи с этим исследования подземной газификации угля востребованы и проводятся или планируются более 30 испытаний в Австралии, Китае, Индии, Южной Африке, Новой Зеландии, Канаде и США. Первоочередной задачей является разработка конкурентоспособных технологий производства электроэнергии и синтетических жидких топлив на основе газа подземной газификации угля.

Материалы и методы. Исследования проведены с использованием математической модели установки производства электроэнергии и метанола. Для построения математической модели применен созданный в институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН (ИСЭМ) эффективный в вычислительном плане программно-вычислительный комплекс – система машинного построения программ (СМПП).

Результаты. Представлены результаты исследования перспективного направления использования газа подземной газификации угля для комбинированного производства синтетического жидкого топлива (метанола) и электроэнергии. Разработана подробная математическая модель установки производства электроэнергии и метанола. На основе модели проведена технико-экономическая оптимизация ее схем и параметров, что позволило оценить условия конкурентоспособности предлагаемого способа переработки угля. Кроме того, исследована чувствительность экономических показателей установки к изменениям внешних условий.

Выводы. На основании анализа стоимости дизельного топлива в восточных регионах России сделан вывод о том, что и в настоящее время метанол, производимый на энерготехнологической уста-

¹ Работа выполнена в ИСЭМ СО РАН, номер темы FWEU-2021-0005, регистрационный номер: AAAA-A21-121012190004-5 и в ИРНТУ по направлению подготовки магистров 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника». The project is carried out at the ESI SB RAS, number of the project FWEU-2021-0005, registration number: AAAA-A21-121012190004-5 and at IRNITU majoring in Master's Degree program 13.04.01 "Heat power engineering and heat engineering".

новке, конкурентоспособен наряду с поставляемым дорогим дизельным топливом. Внедрение таких систем экономически целесообразно в ближайшее время.

Ключевые слова: метанол, подземная газификация угля, производство электроэнергии, математическое моделирование, синтетические жидкие топлива

Elina Alexandrovna Tyurina

Melentiev Energy Systems Institute (ESI), Siberian Branch (SB) of the Russian Academy of Sciences (RAS), Irkutsk National Research Technical University, Doctor of Engineering Sciences, Leading Research Scientist, Head of Thermal Power Systems Department, Russia, Irkutsk, e-mail: tyurina@isem.irk.ru

Alexander Stanislavovich Mednikov

Melentiev Energy Systems Institute (ESI), Siberian Branch (SB) of the Russian Academy of Sciences (RAS), Candidate of Engineering Sciences (PhD), Research Scientist, Russia, Irkutsk, telephone (3952) 50-06-46, extension number 318, e-mail: mednikov@isem.irk.ru

Pavel Yurievich Elsukov

Melentiev Energy Systems Institute (ESI), Siberian Branch (SB) of the Russian Academy of Sciences (RAS), Candidate of Engineering Sciences (PhD), Research Scientist, Russia, Irkutsk, telephone (3952) 50-06-46, extension number 331, e-mail: els@isem.irk.ru

Pavel Valerievich Zharkov

Melentiev Energy Systems Institute (ESI), Siberian Branch (SB) of the Russian Academy of Sciences (RAS), Candidate of Engineering Sciences (PhD), Research Scientist, Russia, Irkutsk, telephone (3952) 50-06-46, extension number 332, e-mail: pzharkov@isem.irk.ru

Ekaterina Vasilievna Zubova

Irkutsk National Research Technical University, Post-graduate student, Russia, Irkutsk, e-mail: zubova@istu.edu

Use of underground coal gasification gas for co-production of electric power and synthetic liquid fuel

Abstract

Background. The study is relevant due to increased interest to the underground coal gasification technologies (UCG). The interest is determined by the depletion of world oil and gas reserves, the significant amount of coal deposits in various countries of the world, the growing energy demand, as well as the threat of global climate change. The possibility to use technologies of underground gasification of low-grade coal with complex geological environment is huge. Recently, interest to UCG has grown dramatically. In contrast to all major programs of the 20th century, this unprecedented interest is mainly stimulated by private capital in response to high oil and energy prices. Thus, the studies of UCG are carried out. And more than 30 tests are planned in Australia, China, India, South Africa, New Zealand, Canada, and the United States. The development of competitive gas-based technologies of production of electricity and synthetic liquid fuels is a high-priority task.

Materials and methods. The studies have been carried out using a mathematical model of the unit for the production of electricity and methanol. To design a mathematical model, a software, or the system of machine programs development (SMPP) has been used. It has been developed at Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (ESI SB RAS).

Results. The article presents the results of the study of the use of UCG for the coproduction of synthetic liquid fuel (methanol) and electricity. A detailed mathematical model of electricity and methanol production unit has been developed. Based on the model, technical and economic optimization of the schemes and parameters has been carried out. It made possible to estimate the competitiveness conditions of the proposed method of coal processing. In addition, the sensitivity of the economic indicators of the unit to changes in external conditions has been studied.

Conclusions. Based on the results of the analysis of the cost of diesel fuel in the eastern regions of Russia, the authors have made the conclusion that at present methanol produced by the energy technological unit is as competitive as delivered expensive diesel fuel. The introduction of such systems is economically reasonable in the near future.

Key words: methanol, underground coal gasification, electricity production, mathematical modeling, synthetic liquid fuels

DOI: 10.17588/2072-2672.2022.1.022-037

Введение. Д.И. Менделеев в 1888 г. высказал идею о превращении угля под землей в искусственный горючий газ. 30–60-е годы XX века можно назвать первой волной исследований подземной газификации. Этот период времени охарактеризован повышенным интересом к данной технологии. В конце 40-х годов были построены опытно-промышленные станции в Горловке, Лисичанске, Туле. В послевоенный период в работе по подземной газификации угля (ПзГУ) основное внимание было уделено химической технологии переработки топлива, подземной гидродинамике и аэродинамике, гидрогеологии, конструированию специальных машин и оборудования. В этот период были введены в эксплуатацию Южно-Абинская станция «Подземгаз» (1955 г., 500 млн м³/год), Шатская станция (1958 г., 660 млн м³/год), Ангренская станция (1961 г., 2300 млн м³/год).

Открытие в начале 60-х годов крупных месторождений природного газа привело к изменениям структуры топливно-энергетического баланса страны. Основным топливом стали природный газ и нефтепродукты. Работы по ПзГУ с этого периода были значительно сокращены. Энергетический кризис, охвативший капиталистические страны в 1973–1974 гг., вновь привлек внимание к подземной газификации. Этот период можно считать второй волной интереса к подземной газификации.

В настоящее время возрождается научный и практический интерес к развитию ПзГУ, обусловленный экономическими и экологическими достоинствами этой технологии.

Ниже представлено исследование перспективного направления переработки газа ПзГУ, обогащенного водородом и оксидами углерода, полученного в результате газификации с использованием парокислородного газифицирующего агента. Предварительно очищенный газ может использоваться как синтез-газ для получения ценных синтетических жидких топлив (СЖТ). В качестве СЖТ в первую очередь рассматривается экологически чистый энергоноситель – метиловый спирт, который может использоваться не только в качестве энергетического, но и в качестве моторного топлива [1–7].

Метанол является одним из наиболее широко используемых промышленных химических веществ в мире с 1800-х годов. Это ключевой компонент сотен химических веществ. Наиболее масштабные по объему

области его применения – это переработка метанола в формальдегид, который дополнительно обрабатывается с образованием смол, клеев и различных пластиков, а также для производства уксусной кислоты (рис. 1)². Во всем мире треть потребности в метаноле приходится на производство формальдегидов (около 10 миллионов метрических тонн) – это крупнейший рынок метанола. Одним из самых новых и быстрорастущих рынков для метанола является производство легких олефинов, которые используются в производстве пластмасс.

Нарастают темпы новое направление – использование метанола в качестве экологически чистого топлива для производства электроэнергии. Во всем мире реализуется несколько проектов по включению метанола в существующие газовые турбины, использующие два вида топлива. Низкая смазывающая способность и низкая температура вспышки делают его превосходным турбинным топливом, по сравнению с природным газом и дистиллятом, что позволяет снизить выбросы, повысить скорость нагрева и выходную мощность. Недавний демонстрационный проект General Electric по производству метанола и электроэнергии показал жизнеспособность этой технологии, особенно для районов, расположенных вдали от газопроводов.

В предлагаемом исследовании для производства метанола используется синтез-газ ПзГУ Раковского бурого угольного месторождения Приморского края, полученный на основе парокислородной газификации. Данное месторождение находится в освоенном угольной промышленностью районе с развитой инфраструктурой, где имеются потребители энергии.

Согласно исследованиям Института горного дела им. А.А. Скочинского, установленные запасы угля по различным пластам, залегающим ниже границы открытой добычи и пригодным для подземной газификации, составляют 69,2 млн т по категории С и 17,6 млн т по категории С2, что обеспечивает работу станции «Подземгаз» на необходимый амортизационный срок при любой мощности. Повышение характеристик производимого газа, а также коэффициента полезного действия процесса газификации возможно за счет применения новых конструкций подземных газогенераторов и новых технологических решений [8–11].

² <https://www.methanol.org>

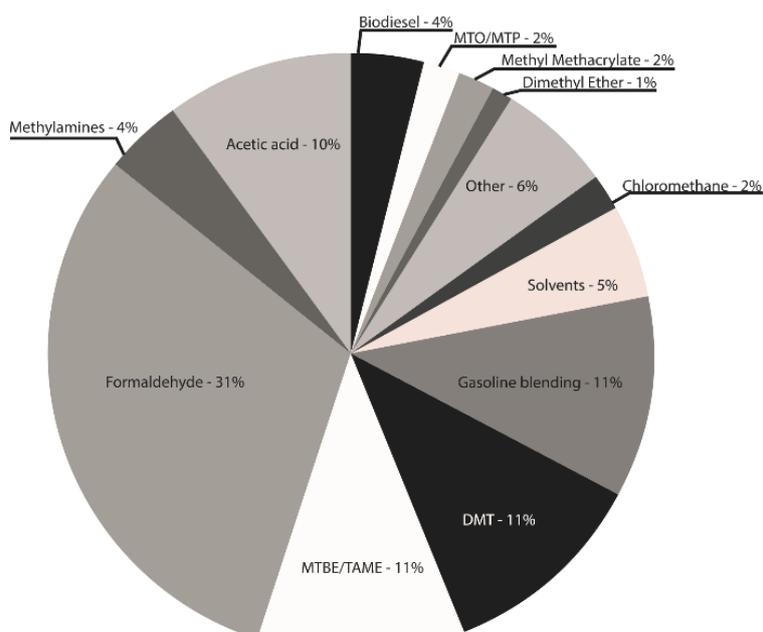


Рис. 1. Области (сферы) использования метанола

По сравнению с обычной добычей полезных ископаемых и поверхностной газификацией, ПзГУ обещает более низкие капитальные и эксплуатационные расходы, а также имеет другие преимущества, такие как отсутствие человеческого труда под землей. Кроме того, ПзГУ потенциально может быть связана с улавливанием и поглощением двуокси углерода [12, 13].

Перспективным направлением является использование газа ПзГУ в качестве сырья для комбинированного производства синтетического жидкого топлива – метанола и электроэнергии.

Переработка газа ПзГУ в метанол характеризуется выделением большого количества тепла и оксидов углерода. Совмещение химических процессов с выработкой электроэнергии повышает эффективность использования газов ПзГУ. Анализ технологий переработки различного органического сырья, выполненный в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, выявил целесообразность комбинирования химической технологии переработки с производством электроэнергии в энерготехнологических установках (ЭТУ). Раздельные производства метанола и электроэнергии проигрывают комплексной технологии по энергетической и экономической эффективности [7, 14, 15].

Разработанная математическая модель ЭТУ включает модели технологических элементов производства метанола (каталитический реактор, теплообменники

охлаждения синтез-газа, конденсаторы-охладители, сепараторы метанола и т.д.) и модели энергетических элементов блока производства электроэнергии (газовая турбина, котел-утилизатор, отсеки паровой турбины и др.). Исходным топливом для ЭТУ является газ ПзГУ. С помощью полученной модели выполнена технико-экономическая оптимизация параметров для оценки масштабов применения данного способа использования газа ПзГУ.

Предлагаются результаты исследования установки, функционирующей на продуктах подземной газификации угля, для условий Дальнего Востока (Приморский край). Проведенные исследования акцентированы на оптимизацию работы блока синтеза и блока производства электроэнергии. Данные по способу газификации, составу и характеристикам газа ПзГУ Раковского месторождения получены в Дальневосточном государственном техническом университете коллективом исследователей под руководством профессора Б.И. Кондырева [16, 17].

Состояние исследований ПзГУ. В настоящее время в России и за границей проводятся изучения технологии глубокой переработки твердых топлив методом подземной газификации, который представляется одним из основных направлений ввода в топливно-энергетические балансы дополнительных объемов энергоресурсов [18, 21]. Закрытая добыча угля показывает меньшую технико-экономичес-

кую эффективность по сравнению с промышленными предприятиями ПзГУ по выработке газообразного энергоносителя низкой теплоты сгорания (до 4 МДж/м³) [19]. В [8, 9, 16, 17] проведен анализ развития технологий подземной газификации угля и показаны перспективы освоения угольных месторождений Дальнего Востока. В [11, 20] показано, что достигнутый технологический уровень развития процесса ПзГУ позволяет осуществлять производство газа с достаточно стабильными качественными и количественными параметрами в зависимости от применяемых технологических инструментов и требований потребителей. В [17] рассматривается история развития технологии подземной газификации угля в России и за рубежом. Приведены основные направления совершенствования технологии ПзГУ, развиваемые в Дальневосточном государственном техническом университете, при котором создается Центр по глубокой переработке угля. Подчеркнута важная роль описываемой технологии, приводятся сведения о строящихся станциях ПзГУ в Дальневосточном регионе. В [4–6] проводится анализ энергетической эффективности полного технологического цикла от добычи угля до его использования на ТЭС. Предложены новейшие решения в целях увеличения энергоэффективности и энергосбережения углеводородных ресурсов, базирующиеся на создании локальных углегазоэнергетических комплексов. Представлен анализ уровня увеличения теплоты сгорания генераторной смеси до степени, предъявляемой к газотурбинным генерирующим установкам. В [13, 22–24] сообщается о научных исследованиях ПзГУ с основным упором на химические и физические характеристики сырья, химию процесса, конструкции газификатора и условия эксплуатации. Также приведены термодинамические исследования ПзГУ с акцентом на оптимизацию работы газогенератора на основе термодинамики и разработанных кинетических моделей процесса. В [25] представлен обзор фундаментальных физических явлений в подземной газификации угля и связанных с этим сложностей при моделировании. Рассмотрены явления переноса и химические реакции, происходящие в проницаемом слое угля и пепла, а также в пустотном пространстве.

Произведено моделирование переноса тепла и массы, включая загрязняющие вещества, в ближних и дальних полях, окружающих подземный газификатор угля. Рассматриваются интегрированные модели ПзГУ и даются рекомендации по дальнейшей разработке модели. Проводятся экспериментальные исследования, направленные на получение обоснованных результатов по ПзГУ [17, 26], в том числе для получения оптимальных составов газифицирующих агентов, что играет важную роль в экономике подземной газификации угля.

Большая часть исследований по технологиям получения электрической, тепловой энергии и СЖТ из газа ПзГУ в мире и России посвящена изучению отдельных процессов и аппаратов, для оценки всего технологического комплекса чаще всего применяется термодинамический анализ. В то же время для возможно более полного понимания результатов исследований сложных комбинированных технологий требуется разработка эффективных математических моделей всех процессов, аппаратов и систем и оптимизационные исследования ЭТУ с учетом нелинейности процессов. Принятие приемлемых технических решений и достаточно объективных финансовых характеристик, которые определяют условия конкурентоспособности исследуемых технологий, без такого рассмотрения невозможно. Поэтому учет указанных обстоятельств является одной из основных целей работы.

Краткое представление способа подземной газификации угля и использования газа для производства метанола. Упрощенная схема предлагаемой технологии использования газа ПзГУ представлена на рис. 2.

В качестве газогенератора для предприятия ПзГУ на Раковском бурогольном месторождении выбран подземный газогенератор нового технического уровня, разработанный в АО «Газпром промгаз» [27]. Использование направленного подвода окислителя к раскаленной реакционной поверхности угля обеспечивает увеличение уровня температуры и вывода СО. Перемещение реакционного канала постоянных геометрических параметров (по мере выгазовывания пласта) обеспечивает устойчиво-стабильный ход процесса газообразования [16, 17].

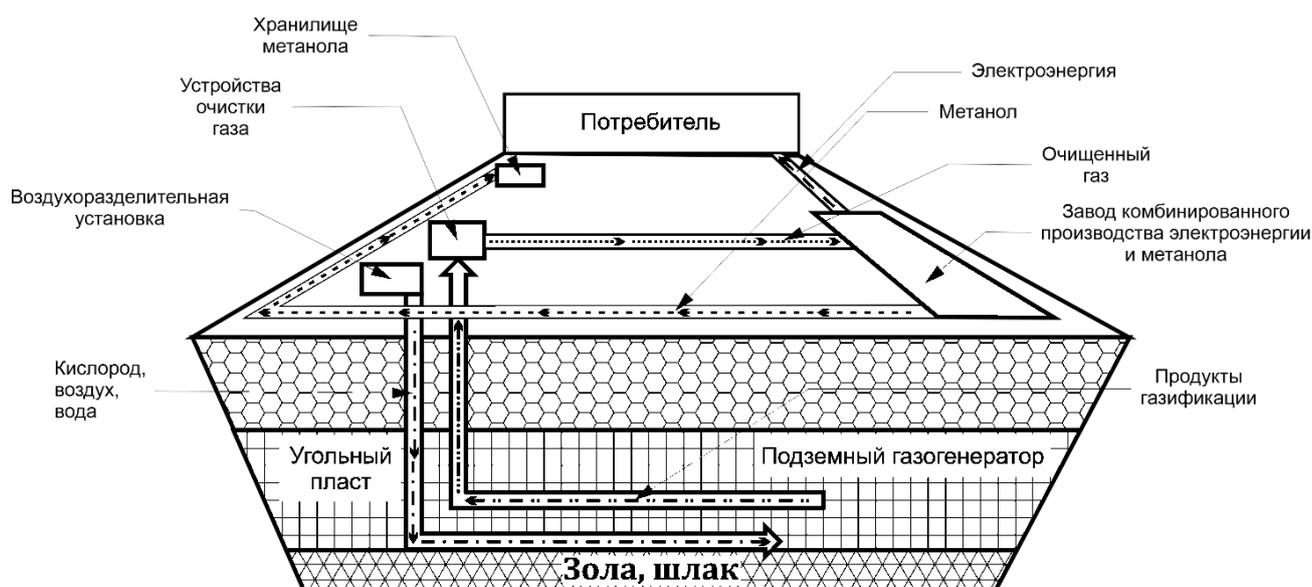


Рис. 2. Упрощенная схема комплекса производства энергоресурсов на основе газа подземной газификации угля

Газогенератор содержит серию пересекаемых на горизонте первоначального канала газификации наклонно-горизонтальной скважиной параллельных наклонно-направленных газоотводящих и дутьевых скважин. По мере выгазовывания пласта учтено перемещение точки подвода дутья к реакционной зоне.

Высочайший устойчиво-стабильный ход газообразования, увеличенный КПД газификации, уменьшение количественно-объемных величин бурения скважин, средства контроля термических реакций внутри угольного пласта обеспечиваются новой технологией ПзГУ. Оптимальный для синтеза метанола газ ПзГУ характеризуется достаточно высоким соотношением H_2/CO и теплотворной способностью.

Производство метанола и электроэнергии из газа подземной газификации угля. Ниже приведено исследование энерготехнологической установки, работающей на продуктах подземной газификации угля, для условий Приморского края. Мощность завода комбинированного производства электроэнергии и метанола может наращиваться за счет увеличения числа таких ЭТУ.

Технологическая схема установки представлена на рис. 3. Сжатый компрессорами 1 до 2,7 МПа синтез-газ, поступающий со станции ПзГУ, подогревается в ре-

генеративном подогревателе 2 и концевом электроподогревателе 3 до 340 и 350 °С соответственно. После удаления сероводорода из газа в системе сероочистки 4 очищенный газ охлаждают, пропуская его через регенеративный теплообменник и охладитель компрессора 24. В блок синтеза метанола газ подается сжатый компрессором до 8 МПа. Как показали предшествующие исследования ЭТУ различных типов, три ступени синтеза оптимальны для получения максимального количества метанола на основе различных составов синтез-газа. В каждой ступени имеется реактор синтеза метилового спирта 5, регенеративный теплообменник 6, холодильник-конденсатор, где образуется метанол с некоторым процентом воды 7 и сепаратор метанола-сырца 8. Процесс синтеза метанола осуществляется в изотермическом реакторе на медьцинккалюминиевом катализаторе при температуре 260 °С. В процессе синтеза выделяется тепло, которое утилизируется паром низкого давления 4,3 МПа. Затем газ охлаждается до 30 °С (с конденсацией паров метилового спирта и воды) в холодильнике-конденсаторе и регенеративном теплообменнике. Сепаратором отделяют конденсат от газа. Осушенный синтез-газ поступает на следующую ступень синтеза.

синтеза метилового спирта и кинетические уравнения скоростей образования метанола, разработанные в Институте нефтехимического синтеза РАН [32–34]. Несколько адиабатных зон, заполненных катализатором, между которыми расположены конвективные теплообменники для утилизации тепла, образуют реактор синтеза метанола. Для упрощения расчетов зоны разделены на секции.

Нижеследующие условия учтены при разработке алгоритма решения системы уравнений для участка реактора. Скорости образования CH_3OH и CO основаны на константах равновесия и скорости образования (так как однозначно зависят от температуры газа, давления, мольных долей компонентов газовой смеси). В рабочем диапазоне процесса синтеза изменения констант равновесия и скорости, а также давления незначительны, а вот колебание мольных долей отдельных компонентов весьма заметно. Кроме того, значительно влияние мольных долей отдельных компонентов на скорости образования CH_3OH и CO . В связи с этим адиабатные зоны реактора разбиваются на большие участки, где давление газовой смеси, константы скорости и равновесия можно считать постоянными, и малые, на которых происходит значительное изменение мольных долей компонентов. Такой подход значительно упрощает вычислительную работу при расчете адиабатной зоны.

Для численного интегрирования системы уравнений, описывающих процессы на малом участке реактора, используется метод Рунге-Кутты четвертого порядка. Интегрирование дифференциальных уравнений методом Эйлера позволяет определить покомпонентные мольные расходы, температуру и давление газа на выходе из адиабатной зоны.

Энерготехнологическая установка – сложная комбинированная техническая система с большим количеством энергетических и технологических элементов, соединенных разнородными технологическими связями. Для разработки сложных и эффективных математических моделей в ИСЭМ СО РАН имеется программно-вычислительный комплекс (ПВК) – система машинного построения программ СМПП-ПК [14, 28]. На его основе производится автоматическая генерация математической модели в виде программы расчета на языке

Fortran. При этом используются математические модели отдельных процессов, систем элементов установки и информация о технологических связях между ними. Разработанная модель, расчетная схема которой представлена на рис. 3, настроена на конструкторский расчет. Определяются поверхности нагрева теплообменников и массы используемого металла, объем катализатора в реакторах, мощности всех турбин и насосов и др. Данное обстоятельство позволяет оценить уровень капитальных вложений в установку. Программа расчета установки содержит около 1500 переменных, несколько сотен алгебраических и трансцендентных уравнений. Решение систем уравнений, описывающих всю установку, проводится методом Зейделя [29].

Результаты исследований ЭТУ на синтез-газе ПзГУ. Цель исследований, проводимых с помощью математических моделей ЭТУ, использующей синтез-газ ПзГУ, – определение оптимальных параметров установки и чувствительности ее экономических показателей к изменению внешних условий, в первую очередь стоимости газа подземной газификации угля, что необходимо для оценки потенциальной возможности применения предложенного способа использования газа ПзГУ.

Постановка задачи оптимизации параметров ЭТУ имеет следующий вид:

$$\min_{dl} c_{UCG}(x, y, dl, V_{cat}, G_{ms}, G_{lps}, B_{UCG}, K_I, P_{meth}, P_{el}, c_{meth}, c_{el}, IRR_z),$$

при условиях:

$$H(x, y) = 0;$$

$$G(x, y) = 0;$$

$$X_{\min} \leq x \leq X_{\max};$$

$$T_{sg} \geq T_{cat};$$

$$IRR = IRR_z,$$

где c_{UCG} – цена газа ПзГУ; x – вектор независимых оптимизируемых параметров; y – вектор зависимых вычисляемых параметров; H – вектор ограничений-равенств (ограничения на материальные, энергетические балансы, теплопередачу и т.д.); G – вектор ограничений-неравенств; X_{\min} , X_{\max} – векторы граничных значений оптимизируемых параметров; dl – длина реактора синтеза; V_{cat} – объем катализатора в реакторе синтеза; G_{ms} – основной расход пара; G_{lps} – расход пара низкого давления; B_{UCG} – годо-

вое потребление газа ПзГУ; P_{meth} – годовое производство метанола; C_{meth} – цена метанола; T_{sg} – температура синтез-газа в реакторе синтеза; T_{cat} – максимально допустимая температура синтез-газа согласно условиям работы катализатора; KI – капиталовложения в ЭТУ; P_{el} – годовое производство электроэнергии; C_{el} – цена производимой электроэнергии; IRR_z – заданная внутренняя норма возврата капитальных вложений.

Оптимизируемые параметры – энтальпии, давления и расходы пара высокого и низкого давления в блоке производства электроэнергии, объем катализатора на участках реактора синтеза и др. В систему ограничений входят условия на соблюдение требуемых температур и давлений материальных потоков, законов термо-

динамики для тепловых и материальных балансов, рабочих температур и механических напряжений металлов и т.д. Исходная технико-экономическая информация принята на основе ранее проведенных в ИСЭМ СО РАН исследований технологий переработки твердого топлива в СЖТ и анализа смет технологических и энергетических производств с учетом условий функционирования [7, 14, 15, 28–31].

В табл. 1 приведены основные исходные данные для определения технико-экономических показателей ЭТУ. Расчеты капиталовложений проводились на основе удельных стоимостей оборудования, при этом удорожание установки, связанное с ее малыми масштабами, учитывалось коэффициентом удорожания, равным 1,5.

Таблица 1. Исходные данные для расчетов энерготехнологической установки

Наименование	Значение
Давление процесса синтеза, МПа	8
Температура газа на входе в реакторы синтеза, °С	220
Температура газа на выходе из реакторов синтеза, °С	270
Температура газа после холодильников-конденсаторов, °С	30
Температура газа перед основной газовой турбиной, °С	1100
Давление газа перед основной газовой турбиной, МПа	0,96
Давление острого пара, МПа	13
Энтальпия острого пара, ккал/кг	800
Давление пара промежуточного перегрева, МПа	2,1
Энтальпия пара промежуточного перегрева, ккал/кг	800
Давление пара в испарительном контуре низкого давления, МПа	4,3
Удельная стоимость катализатора, долл/кг	25
Удельная стоимость газовой турбины, долл/кВт	700
Удельная стоимость компрессора синтез-газа, долл/кВт	200
Удельная стоимость воздушного компрессора, долл/кВт	150
Удельная стоимость поверхностей нагрева из низколегированной стали, долл/м ²	1800
Удельная стоимость поверхностей нагрева из углеродистой стали, долл/м ²	1350
Удельная стоимость корпусов блока синтеза, тыс. долл/м	180
Удельная стоимость каналов системы технического водоснабжения, тыс. долл/(т/ч))	120
Удельная стоимость охладителей системы технического водоснабжения, тыс. долл/ МВт	50
Доля затрат на строительные-монтажные работы от стоимости изготовления оборудования блока синтеза	0,6
Доля затрат на строительные-монтажные работы от стоимости изготовления энергетического блока	1
Доля амортизационных отчислений	3,5
Доля затрат на текущий, капитальный ремонты	4,5
Процентная ставка депозита, %	6
Процентная ставка на кредит, %	8
Период эксплуатации установки, лет	30
Срок строительства установки, лет	3

Подземная газификация угля осуществляется в подземных газогенераторах с парокислородным газифицирующим агентом при атмосферном давлении. На вход ЭТУ поступает синтез-газ с установки ПзГУ после глубокой очистки продуктов газификации от золы и окислов серы по установленным со стороны катализатора синтеза метанола требованиям [35, 27]. Годовой расход свежего газа 250 млн м^3 ($29,8 \text{ м}^3/\text{ч}$, $8,27 \text{ м}^3/\text{с}$), число часов работы установки в году – 8400. Состав газовой смеси ПзГУ на входе в выглядит следующим образом (объемный %): CO_2 – 6,2; H_2 – 41; CO – 31,4; NO_x – 16,7; CH_4 – 1,4; H_2O – 3; O_2 – 0,2; SO_x – 0,01; NH_3 – 0,01. Теплотворная способность синтез-газа – $9060 \text{ МДж}/\text{м}^3$.

В результате выполненных на математической модели ЭТУ расчетов определены конструктивные характеристики основных элементов установки (объем катализатора в реакторе, площади поверхностей нагрева теплообменников и т.д.), параметры материальных и энергетических потоков между элементами схемы, объем производства метанола и электроэнергии. По результатам расчетов получена оценка капитальных вложений в установку и текущих затрат.

Результаты расчетов представлены в табл. 2–4 и на рис. 4 и 5. Состав газа на выходе из установки синтеза (объемный %): CO_2 – 14,4; H_2 – 16,4; CO – 29,2; NO_x – 36,5; CH_4 – 3,1; H_2O – 0,08; CH_3OH – 0,4.

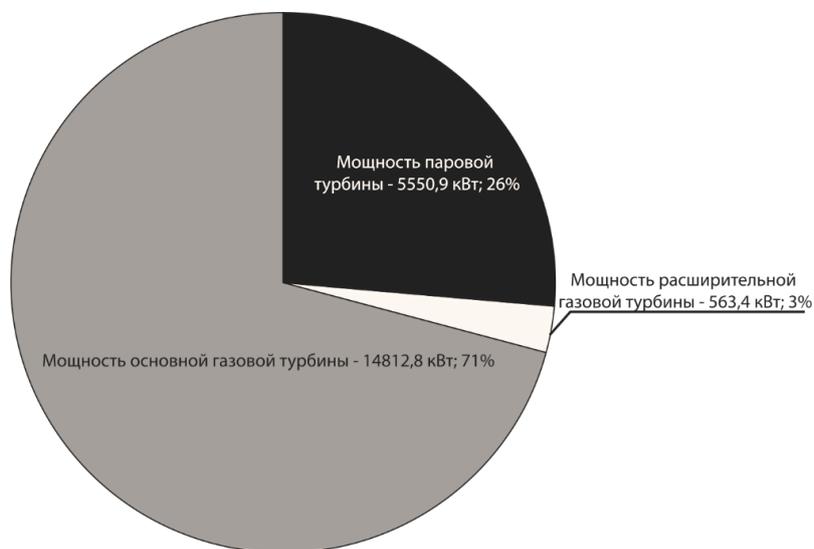


Рис. 4. Энергетический баланс энерготехнологической установки на газе подземной газификации угля. Выработка



Рис. 5. Энергетический баланс энерготехнологической установки на газе подземной газификации угля. Потребление и отпуск внешним потребителям

Таблица 2. Характеристики оборудования блока синтеза

Наименование	Ступень 1	Ступень 2	Ступень 3	Всего
Масса катализатора, т	9	3,9	2,6	15,5
Объем реактора, м ³	21	9	6	36
Высота реактора, м	7	7	7	
Диаметр реактора, м	2	1,3	1	
Площадь поверхности нагрева регенеративного подогревателя, м ²	26,4	32,5	32	90,9
Масса регенеративного подогревателя, т	0,213	0,262	0,258	0,733
Длина регенеративного подогревателя, м	14,7	21,9	23,9	
Диаметр регенеративного подогревателя, м	0,183	0,167	0,159	
Площадь поверхности нагрева холодильника-конденсатора, м ²	265,4	250,3	170,1	685,4
Масса холодильника-конденсатора, т	2,12	2	1,36	5,48
Диаметр холодильника-конденсатора, м	0,36	0,22	0,17	
Длина холодильника-конденсатора, м	4,63	4,6	4,4	
Производство метанола, кг/с	1,16	0,55	0,28	1,99
Производство пара давлением 4,3 МПа, кг/с	1,29	0,49	0,22	2

Таблица 3. Характеристики оборудования энергетического блока

Наименование	Значение
Температура газа перед расширительной газовой турбиной, К	303,15
Давление газа перед расширительной газовой турбиной, МПа	7,86
Давление газа за расширительной газовой турбиной, МПа	0,96
Температура газа за расширительной газовой турбиной, К	202,2
Температура газа перед основной газовой турбиной, К	1373
Давление газа за основной газовой турбиной, МПа	0,114
Температура газа за основной газовой турбиной, К	923
Температура острого пара паровой турбины, К	781,2
Давление острого пара паровой турбины, МПа	4,2
Расход острого пара на паровую турбину, кг/с	5,6
Давление в барабане-сепараторе низкого давления, МПа	1,4
Расход пара из барабана-сепаратора низкого давления, кг/с	1,1
Площадь поверхности нагрева экономайзера низкого давления, м ²	201
Масса труб экономайзера низкого давления, т	5,4
Площадь поверхности нагрева испарителя низкого давления, м ²	971
Масса труб испарителя низкого давления, т	33,6
Площадь поверхности нагрева экономайзера высокого давления, м ²	297
Масса труб экономайзера высокого давления, т	8
Площадь поверхности нагрева испарителя высокого давления, м ²	296
Масса труб испарителя высокого давления, т	10,2
Площадь поверхности нагрева пароперегревателя, м ²	222
Масса труб пароперегревателя, т	7,9
Температура уходящих газов, К	413
Объем уходящих газов, м ³ /с	33,7
Удельный объем вредных выбросов, кг/МВт ч:	
зола	0,08
окислы азота	0,5
окислы серы	0,0032

Анализ полученных результатов показывает, что ЭТУ обладает высокой экологической эффективностью, которая определяется высокими требованиями технологии синтеза и условиями работы энергетического оборудования. Содержание сероводорода в синтез-газе, поступающем в блок синтеза, не превышает $0,2 \text{ мг/нм}^3$ (по требованиям со стороны катализатора), а содержание золы не превышает 5 мг/нм^3 (по требованиям недопущения эрозии проточной части газовых компрессоров и турбин). В пересчете на тонну натурального топлива это в сотни раз по SO_2 , в 2 раза по золе и в 4 раза по NO_x меньше, чем у экологически чистых ТЭС. Это дает дополнительное основание к развитию данной технологии переработки угля на основе установок комбинированного производства метанола и электроэнергии.

Результаты исследования условий конкурентоспособности ЭТУ в зависимости от стоимости газа ПзГУ, электроэнергии и заданной экономической эффективности представлены в табл. 4.

Как показывают аналитические исследования, стоимость газа ПзГУ, получаемого с использованием парокислородного газифицирующего агента, с учетом систем очистки продуктов подземной газификации, меняется в пределах 80–120 долл/ тыс. м^3 [36, 37]. При этом цена метанола принималась 550 долл/т у.т., цена электрической энергии – 8 цент/кВт·ч, что соответствует стоимости электроэнергии в энергодефицитных районах Дальнего Востока [18, 38–40].

Таблица 4. Техничко-экономические показатели ЭТУ

Наименование	Значение
Годовое производство метанола, т	60500
Годовой отпуск электроэнергии внешним потребителям, млн кВт	50,07
Годовое потребление газа подземной газификации угля, т у.т. (млн нм^3)	77253 (250)
Капиталовложения в блок синтеза метанола, млн долл.	47,2
Капиталовложения в энергетический блок, млн долл.	10,5
Суммарные капиталовложения в ЭТУ, млн долл.	57,7
Численность персонала, чел.	80
Годовой фонд заработной платы, млн долл.	1,2
Внутренняя норма возврата капиталовложений	0,12
Цена отпускаемой от ЭТУ электроэнергии, долл/кВт ч	0,08
Стоимость метанола, долл/т у.т.:	
цена синтез-газа 80 долл/тыс. нм^3	595
цена синтез-газа 100 долл/тыс. нм^3	770
цена синтез-газа 120 долл/тыс. нм^3	887

Анализ стоимости дизельного топлива в рассматриваемых регионах показывает, что его стоимость составляет 595–826 долл/т у.т. [41–43]. Таким образом, очевидно, что уже в настоящее время производимый на ЭТУ метанол может конкурировать с дорогим поставляемым дизельным топливом при условиях государственной поддержки инвесторов. В будущем эта тенденция может улучшиться.

Выводы. Разработанная математическая модель энерготехнологической установки эффективна с точки зрения адекватности представления исследуемых процессов на основе подземной газификации угля Раковского месторождения.

На основе модели была проведена технико-экономическая оптимизация параметров. Найдены оптимальные параметры энерготехнологической установки. Оценены условия конкурентоспособности исследуемых установок. Основные результаты исследования заключаются в следующем.

Для синтеза метанола использовались нетрадиционные прямоточные реакторы с промежуточным охлаждением синтез-газа между слоями катализатора паром для получения пара низкого давления. Это позволяет использовать синтез-газ с низким (по сравнению со стехиометрическим) отношением H_2/CO и устраняет дорогостоящую систему конверсии CO в установке для синтеза. В связи с этим комбинированное производство метанола и электроэнергии увеличивает тепловой КПД и снижает удельные капитальные вложения в установку.

Важной особенностью комбинированных процессов является их экологичность, что обусловлено высокими требованиями к чистоте синтез-газа от катализаторов синтеза и низкими выбросами NOx из-за небольших объемов продувочных газов, сжигаемых в камере сгорания газовой турбины.

Исследована чувствительность энерготехнологической установки к изменениям внешних условий (стоимости газа подземной газификации угля). На основании анализа стоимости дизельного топлива в восточных регионах России сделан вывод о том, что и в настоящее время метанол, производимый на энерготехнологической установке, конкурентоспособен с поставляемым дорогим дизельным топливом. Внедрение таких систем экономически целесообразно в ближайшее время.

Таким образом, представленные энерготехнологические установки имеют конкурентную среду. Практическая реализация требует предпроектных проработок, направленных на повышение устойчивости процесса газификации, улучшение катализаторов синтеза, параметров газовой турбины, газогенераторов и др.

Список литературы

1. **Energy** savings by co-production: A methanol/electricity case study / L. Guangjian, L. Zheng, W. Minghua, N. Weidou // *Applied Energy*. – 2010. – Vol. 87. – P. 2854–2859.
2. **What** is Methanol, its uses, energies. Methanol Institute / <https://www.methanol.org/>
3. **Cogeneration** of power and methanol based on a conventional power plant in Germany / F. Moellenbruck, T. Kempken, M. Dierks, et al. // *Journal of Energy Storage*. – 2018. – Vol. 19. – P. 393–401.
4. **Basile A., Dalena F.** Methanol: Science and Engineering. 1st Edition // Elsevier. – 2017. – 706 p.
5. **Techno-economic** analysis of coal-to-liquid processes with different gasifier alternatives / Sh. Yang, Zh. Xiao, Ch. Deng, et al. // *Journal of Cleaner Production*. – 2020. – Vol. 253. – P. 120006.
6. **Methanol-power** production using coal and methane as materials integrated with a two-level adjustment system / L. Lv, L. Zhu, H. Li, B. Li // *Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers*. – 2019. – Vol. 97. – P. 346–355.
7. **Kler A.M., Tyurina E.A., Mednikov A.S.** A plant for methanol and electricity production: Technical-economic analysis // *Energy*. – 2018. – Vol. 165. – P. 890–899.
8. **Кондырев Б.И., Белов А.В., Маннанголов Д.Ш.** Развитие технологии подземной газификации угля. Перспективы освоения угольных месторождений Дальнего Востока // *ГИАБ*. – 2007. – № 1. – С. 297–300.
9. **Кондырев Б.И., Белов А.В., Ларионов М.В.** Становление и развитие технологии подземной газификации угля // *ГИАБ*. – 2003. – № 4. – С. 233–234.
10. **Кондырев Б.И., Нисковский А.Ю.** Основные направления совершенствования подземной газификации угля // *ГИАБ*. – 2000. – № 5. – С. 210–215.
11. **Рубан А.Д.** Подземная газификация угля – новый этап технологического и инвестиционного развития // *ГИАБ*. – 2007. – № 2. – С. 288–300.
12. **Перспективы** применения подземной газификации в старопромышленных районах Кузбасса / Е.М. Жуков, Ю.И. Кропотов, И.А. Лугинин, Ю.И. Чижик // *Молодой ученый*. – 2016. – № 2 (106). – С. 146–148.
13. **Abdul Waheed Bhuttoa, Aqeel Ahmed Bazmibc, Gholamreza Zahedib** Underground coal gasification: From fundamentals to applications. *Progress in Energy and Combustion // Science*. – 2013. – Vol. 39. – P. 189–214.
14. **Клер А.М., Тюрина Э.А.** Оптимизационные исследования энергетических установок и комплексов. – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2016. – С. 298.
15. **Tyurina E.A., Mednikov A.S.** Energy efficiency analyses of combined-cycle plant // *Advances in Energy Research*. – 2015. – Vol. 3. – P. 195–203.
16. **Состояние** и перспективы развития подземной газификации угля на Дальнем Востоке России / Б.И. Кондырев, А.В. Белов, Н.А. Николайчук и др. // *Вологдинские чтения*. – 2012. – № 80. – С. 213–215.
17. **Кондырев Б.И., Белов А.В., Иванов А.Н.** Новые технические решения в технологии подземной газификации как фактор актуализации ее применения на угольных месторождениях дальнего Востока // *ГИАБ*. – 2005. – № S3. – С. 177–188.
18. **Энергетическая** стратегия России на период до 2030 года / <http://minenergo.gov.ru/node/1026>
19. **Крейнин Е.В.** Техничко-экономические перспективы подземной газификации угля // *ГИАБ*. – 2009. – № 5. – С. 347–352.
20. **Зоря А.Ю., Крейнин Е.В.** От подземной газификации угольных пластов к синтезу углеводородных топлив // *Газохимия*. – 2009. – № 1(5). – С. 18–20.
21. Газовое углеводородное топливо из угля – будущая основа тепловой энергетики / Ю.Ф. Васючков, В.В. Мельник, Н.И. Абрамкин, И.И. Савин // *Известия ТулГУ. Науки о Земле*. – 2017. – № 4. – С. 131–140.
22. **Underground coal gasification and its strategic significance to the development of natural gas industry in China / Z. Caineng, C. Yanpeng,**

K. Lingfeng, et al. // *Petroleum Exploration and Development*. – 2019. – Vol. 46. – P. 205–215.

23. Technical application of safety and cleaner production technology by underground coal gasification in China / X. Jun, X. Lin, H. Xiangming, et al. // *Journal of Cleaner Production*. – 2020. – Vol. 250. – P. 119487–119501.

24. **Perkins G.** Underground coal gasification – Part I: Field demonstrations and process performance // *Progress in Energy and Combustion Science*. – 2018. – Vol. 67. – P. 158–187.

25. **Perkins G.** Underground coal gasification – Part II: Fundamental phenomena and modeling // *Progress in Energy and Combustion Science*. – 2018. – Vol. 67. – P. 234–274.

26. **Monitoring** and evaluation of simulated underground coal gasification in an ex-situ experimental artificial coal seam system / S. Faqiang, H. Akihiro, I. Kenichi, et al. // *Applied Energy*. – 2018. – Vol. 223. – P. 82–92.

27. **Крейнин Е.В.** Подземная газификация углей: основы теории и практики, инновации. – М.: ООО «Корина-офсет», 2010. – 396 с.

28. **Клер А.М.** Эффективные методы схемно-параметрической оптимизации сложных теплоэнергетических установок: разработка и применение. Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Инт-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева. – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2018. – С. 145.

29. **Клер А.М., Деканова Н.П., Тюрина Э.А.** Теплосиловые системы: Оптимизационные исследования. – Новосибирск: Наука, 2005. – 236 с.

30. **Kler A.M., Zharkov P.V., Epishkin N.O.** An effective approach to optimizing the parameters of complex thermal power plants // *Thermophysics and Aeromechanics*. – 2016. – Vol. 23. – P. 289–296.

31. **Kler A.M., Tyurina E.A.** Production of products of deep coal processing: modeling of technologies, comparison of efficiency // *The burning and plasma chemistry*. – 2007. – Vol. 4. – P. 276–281.

32. **An in SITU IR** spectroscopic study of methanol conversion on an SNM-1 catalyst / L.A. Berezina, V.A. Matyshak, V.N. Korchak // *Kinetics and Catalysis*. – 2009. – Vol. 50. – P. 775–783.

33. **Rozovskii A.Ya., Lin G.I.** Fundamentals of methanol synthesis and decomposition // *Topics in Catalysis*. – 2003. – Vol. 22. – P. 137–150.

34. **Розовский А.Я., Лин Г.И.** Теоретические основы процесса синтеза метанола. – М.: Химия, 1990. – С. 267.

35. **Крейнин Е.В., Стрельцов С.Г., Сушенцова Б.Ю.** Анализ и перспективы современных проектов подземной газификации углей в мире // *Уголь*. – 2011. – № 1. – С. 40–43.

36. **Гридин С.В., Вертела С.А.** Анализ перспектив и методов использования газогенераторного газа с целью разработки энергоэффективных решений по экономии

энергоресурсов // *Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит*. – 2013. – № 8(114). – С. 31–40.

37. **Mao Fei.** (2017). Underground coal gasification (UCG): A new trend of supply-side economics of fossil fuels. *Natural Gas Industry B*. 3. 10.1016/j.ngib.2016.12.007

38. **Regional Energy Commission of the Sakhalin Region.** <http://rec.admsakhalin.ru/tarfy/>.

39. **Far Eastern Energy Company Branch of Khabarovskenergosbyt.** https://www.dvec.ru/khabsbyt/private_clients/tariffs/

40. **Far Eastern Energy Company Branch of Dalenergosbyt.** https://www.dvec.ru/dalsbyt/private_clients/tariffs/.

41. **Federal State Statistics Service.** <https://www.gks.ru/folder/10705>

42. **Far Eastern Energy Company Branch of Khabarovskenergosbyt.** https://www.dvec.ru/khabsbyt/private_clients/tariffs/

43. **Far Eastern Energy Company Branch of Dalenergosbyt.** https://www.dvec.ru/dalsbyt/private_clients/tariffs/

References

1. Guangjian, L., Zheng, L., Minghua, W., Weidou, N. Energy savings by co-production: A methanol/electricity case study. *Applied Energy*, 2010, vol. 87, pp. 2854–2859.

2. What is Methanol, its uses, energies. Methanol Institute. <https://www.methanol.org/>

3. Moellenbruck, F., Kempken, T., Dierks, M., Oeljeklaus, G., Goerner, K. Cogeneration of power and methanol based on a conventional power plant in Germany. *Journal of Energy Storage*, 2018, vol. 19, pp. 393–401.

4. Basile, A., Dalena, F. Methanol: Science and Engineering. Elsevier, 2017. 706 p.

5. Yang, Sh., Xiao, Zh., Deng, Ch., Liu, Zh., Zhou, H., Ren, J., Zhou, T. Techno-economic analysis of coal-to-liquid processes with different gasifier alternatives. *Journal of Cleaner Production*, 2020, vol. 253, pp. 120006.

6. Lv, L., Zhu, L., Li, H., Li, B. Methanol-power production using coal and methane as materials integrated with a two-level adjustment system. *Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers*, 2019, vol. 97, pp. 346–355.

7. Kler, A.M., Tyurina, E.A., Mednikov, A.S. A plant for methanol and electricity production: Technical-economic analysis. *Energy*, 2018, vol. 165, pp. 890–899.

8. Kondyrev, B.I., Belov, A.V., Mannangolov, D.Sh. Razvitie tekhnologii podzemnoy gazifikatsii uglya. Perspektivy osvoeniya ugol'nykh mestorozhdeniy Dal'nego Vostoka [Development of underground coal gasification technology. Prospects for the development of coal deposits in the Far East]. *GIAB*, 2007, no. 1, pp. 297–300.

9. Kondyrev, B.I., Belov, A.V., Larionov, M.V. Stanovlenie i razvitie tekhnologii podzemnoy

gazifikatsii ugl'ya [Formation and development of underground coal gasification technology]. *GIAB*, 2003, no. 4, pp. 233–234.

10. Kondyrev, B.I., Niskovskiy, A.Yu. Osnovnye napravleniya sovershenstvovaniya podzemnoy gazifikatsii ugl'ya [The main directions of improvement of underground coal gasification]. *GIAB*, 2000, no. 5, pp. 210–215.

11. Ruban, A.D. Podzemnaya gazifikatsiya ugl'ya novyy etap tekhnologicheskogo i investitsionnogo razvitiya [Underground gasification of coal a new stage of technological and investment development]. *GIAB*, 2007, no. 2, pp. 288–300.

12. Zhukov, E.M., Kropotov, Yu.I., Luginin, I.A., Chizhik, Yu.I. Perspektivy primeneniya podzemnoy gazifikatsii v staropromyshlennykh rayonakh Kuzbassa [Prospects for the use of underground gasification in the old industrial areas of Kuzbass]. *Molodoy uchenyy*, 2016, no. 2(106), pp. 146–148.

13. Abdul Waheed Bhutto, Aqeel Ahmed Bazmib, Gholamreza Zahedib. Underground coal gasification: From fundamentals to applications. Progress in Energy and Combustion. *Science*, 2013, vol. 39, pp. 189–214.

14. Kler, A.M., Tyurina, E.A. *Optimizatsionnye issledovaniya energeticheskikh ustanovok i kompleksov* [Optimization studies of power plants and complexes]. Novosibirsk: Akademicheskoe izdatel'stvo «Geo», 2016. 298 p.

15. Tyurina, E.A., Mednikov, A.S. Energy efficiency analyses of combined-cycle plant. *Advances in Energy Research*, 2015, vol. 3, pp. 195–203.

16. Kondyrev, B.I., Belov, A.V., Nikolaychuk, N.A., Zvonarev, M.I., Grebenyuk, I.V. Sostoyanie i perspektivy razvitiya podzemnoy gazifikatsii ugl'ya na Dal'nem Vostoke Rossii [State and Prospects for the Development of Underground Coal Gasification in the Russian Far East]. *Vologdinskije chteniya*, 2012, no. 80, pp. 213–215.

17. Kondyrev, B.I., Belov, A.V., Ivanov, A.N. Novye tekhnicheskie resheniya v tekhnologii podzemnoy gazifikatsii kak faktor aktualizatsii ee primeneniya na ugol'nykh mestorozhdeniyakh dal'nego Vostoka [New technical solutions in underground gasification technology as a factor in the actualization of its application in coal deposits of the Far East]. *GIAB*, 2005, no. S3, pp. 177–188.

18. *Energeticheskaya strategiya Rossii na period do 2030 goda* [Energy strategy of Russia for the period up to 2030]. Available at: <http://minenergo.gov.ru/node/1026>

19. Kreynin, E.V. Tekhniko-ekonomicheskie perspektivy podzemnoy gazifikatsii ugl'ya [Technical and economic prospects for underground coal gasification]. *GIAB*, 2009, no. 5, pp. 347–352.

20. Zorya, A.Yu., Kreynin, E.V. Ot podzemnoy gazifikatsii ugol'nykh plastov k

sintezu uglevodorodnykh topliv [From underground gasification of coal seams to the synthesis of hydrocarbon fuels]. *Gazokhimiya*, 2009, no. 1(5), pp. 18–20.

21. Vasyuchkov, Yu.F., Melnik, V.V., Abramkin, N.I., Savin, I.I. Gazovoe uglevodorodnoe toplivo iz ugl'ya – budushchaya osnova teplovoy energetiki [Gas hydrocarbon fuel from coal – the future basis of thermal energy]. *Izvestiya TulGU. Nauki o Zemle*, 2017, no. 4, pp. 131–140.

22. Caineng, Z., Yanpeng, C., Lingfeng, K., Fenjin, S., Shanshan, C., Zhen, D. Underground coal gasification and its strategic significance to the development of natural gas industry in China. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, vol. 46, pp. 205–215.

23. Jun, X., Lin, X., Xiangming, H., Weimin, Ch., Weitao, L., Zhigang, W. Technical application of safety and cleaner production technology by underground coal gasification in China. *Journal of Cleaner Production*, 2020, vol. 250, pp. 119487–119501.

24. Perkins, G. Underground coal gasification – Part I: Field demonstrations and process performance. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2018, vol. 67, pp. 158–187.

25. Perkins, G. Underground coal gasification – Part II: Fundamental phenomena and modeling. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2018, vol. 67, pp. 234–274.

26. Faqiang, S., Akihiro, H., Kenichi, I., Wenyan, Zh., Gota, D., Kohki, S., Kazuhiro, T., Junichi, K. Monitoring and evaluation of simulated underground coal gasification in an ex-situ experimental artificial coal seam system. *Applied Energy*, 2018, vol. 223, pp. 82–92.

27. Kreynin, E.V. *Podzemnaya gazifikatsiya ugl'ya: osnovy teorii i praktiki, innovatsii* [Underground Coal Gasification: Foundations of Theory and Practice, Innovation]. Moscow: OOO «Korina-ofset», 2010. 396 p.

28. Kler, A.M. *Effektivnye metody skhemno-parametricheskoy optimizatsii slozhnykh teploenergeticheskikh ustanovok: razrabotka i primeneniye* [Effective methods of circuit-parametric optimization of complex thermal power plants: development and application]. Novosibirsk: Akademicheskoe izdatel'stvo «Geo», 2018. 145 p.

29. Kler, A.M., Dekanova, N.P., Tyurina, E.A. *Teplosilovye sistemy: Optimizatsionnye issledovaniya* [Thermal power systems: Optimization studies]. Novosibirsk: Nauka, 2005. 236 p.

30. Kler, A.M., Zharkov, P.V., Epishkin, N.O. An effective approach to optimizing the parameters of complex thermal power plants. *Thermophysics and Aeromechanics*, 2016, vol. 23, pp. 289–296.

31. Kler, A.M., Tyurina, E.A. Production of products of deep coal processing: modeling of

technologies, comparison of efficiency. *The burning and plasma chemistry*, 2007, vol. 4, pp. 276–281.

32. Berezina, L.A., Matyshak, V.A., Korchak, V.N., Burdeinaya, T.N., Tretyakov, V.F., Rozovskii, A.Ya., Lin, G.I. An in SITU IR spectroscopic study of methanol conversion on an SNM-1 catalyst. *Kinetics and Catalysis*, 2009, vol. 50, pp. 775–783.

33. Rozovskii, A.Ya., Lin, G.I. Fundamentals of methanol synthesis and decomposition. *Topics in Catalysis*, 2003, vol. 22, pp. 137–150.

34. Rozovskiy, A.Ya., Lin, G.I. *Teoreticheskie osnovy protsessa sinteza metanola* [Theoretical foundations of the methanol synthesis process]. Moscow: Khimiya, 1990. 267 p.

35. Kreynin, E.V., Strel'tsov, S.G., Sushentsova, B.Yu. Analiz i perspektivy sovremennykh proektov podzemnoy gazifikatsii ugley v mire [Analysis and prospects of modern projects of underground coal gasification in the world]. *Ugol'*, 2011, no. 1, pp. 40–43.

36. Gridin, S.V., Vertela, S.A. Analiz perspektiv i metodov ispol'zovaniya gazogeneratornogo gaza s tsel'yu razrabotki energoeffektivnykh resheniy po ekonomii energoresursov [Analysis of prospects and methods of using gas generator gas for the

development of energy-efficient solutions to save energy resources]. *Energoberezhenie. Energetika. Energoaudit*, 2013, no. 8(114), pp. 31–40.

37. Mao, Fei. (2017). Underground coal gasification (UCG): A new trend of supply-side economics of fossil fuels. *Natural Gas Industry B*. 3. 10.1016/j.ngib.2016.12.007.

38. Regional Energy Commission of the Sakhalin Region. Available at: <http://rec.admsakhalin.ru/tarfy/>

39. Far Eastern Energy Company Branch of Khabarovskenergosbyt. Available at: https://www.dvec.ru/khabsbyt/private_clients/tariffs/

40. Far Eastern Energy Company Branch of Dalenergosbyt. Available at: https://www.dvec.ru/dalsbyt/private_clients/tariffs/

41. Federal State Statistics Service. [Accessed 27.02.2020]. Available at: <https://www.gks.ru/folder/10705>

42. Far Eastern Energy Company Branch of Khabarovskenergosbyt [Accessed 27.02.2020]. Available at: https://www.dvec.ru/khabsbyt/private_clients/tariffs/

43. Far Eastern Energy Company Branch of Dalenergosbyt [Accessed 27.02.2020]. Available at: https://www.dvec.ru/dalsbyt/private_clients/tariffs/