



## МОДУЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ КОМБИНИРОВАННОГО ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ЖИДКИХ ТОПЛИВ НА ОСНОВЕ ДРЕВЕСНОЙ БИОМАССЫ

Тюрина Э. А., Медников А. С., Елсуков П. Ю.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,  
г. Иркутск, Россия

**Резюме:** Высокая цена квалифицированного жидкого топлива в отдаленных районах Сибири и Дальнего Востока, а так же значительные запасы древесной биомассы в этих районах определяют актуальность представляемых исследований. Комплексная переработка древесной биомассы в синтетические жидкие топлива и электроэнергию позволит повысить энергетическую и экономическую эффективность переработки техногенных отходов, а так же улучшить экологическую обстановку указанных районов.

Целью работы является технико-экономическая оптимизация параметров модульных установок комбинированного производства электроэнергии и метанола из древесной биомассы.

В статье приведен анализ ранее выполненных работ по теме исследований. На его основе выбрано одно из эффективных направлений переработки древесной биомассы: окислительная конверсия этого сырья газифицирующим агентом с получением газа, обогащенного водородом и оксидами углерода; синтез из него квалифицированных жидких топлив; получение электроэнергии путем утилизации тепла конверсии, синтеза и тепла при сжигании продувочного газа процесса синтеза.

Приведена технологическая схема модульной энерготехнологической установки (МЭТУ), математическая модель ее элементов и схемы в целом. На основе разработанных методических подходов выполнены оптимизационные исследования технико-экономических параметров и конструкции модульной энерготехнологической установки.

В результате исследований получены оптимальные показатели представляемой технологии. Показано, что производство электроэнергии и метанола на основе биомассы с учетом комбинирования процессов повышает термический КПД процесса синтеза на 12% и выше, уменьшает инвестиции на 15-20% по сравнению с отдельным производством. При заданной эффективности инвестиций 15% стоимость метанола, произведенного из древесной биомассы составит 275-317 дол./т у.т. При такой стоимости метанол может конкурировать с как котельно-печным, так и моторным топливом в восточных регионах России.

**Ключевые слова:** метанол; переработка древесной биомассы; производство электроэнергии; модульные установки; синтетические жидкие топлива.

**Благодарности:** Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект 18-08-01184 А) и госзадания по проекту 17.1.1 (рег. ном. АААА-А17-117030310433-6).

**Для цитирования:** Тюрина Э.А., Медников А.С., Елсуков П.Ю. Модульные установки комбинированного производства электроэнергии и жидких топлив на основе древесной биомассы // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020. Т. 22. № 1. С. 113-127. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-1-113-127.

## MODULAR PLANTS FOR COMBINED BIOMASS-BASED PRODUCTION OF ELECTRICITY AND SYNTHETIC LIQUID FUEL

E.A. Tyurina, A.S. Mednikov, P.Yu. Elsukov

Melentiev Energy Systems Institute SB RAS  
Irkutsk, Russia

**Abstract:** *The high costs of qualified liquid fuels in remote areas of Siberia and the Far East, as well as significant stocks of wood biomass in these areas determine the relevance of the presented studies. The integrated processing of woody biomass into synthetic liquid fuel and electricity will increase the energy and economic efficiency of processing technological waste, as well as improve the environmental situation in these areas.*

*The aim of the work is technical and economic optimization of parameters modular installations of the combined production of electricity and methanol from woody biomass.*

*The article presents an analysis of previously performed work on the topic of research and, based on them, selected one of the most effective ways to process wood biomass - oxidative conversion of this raw material to produce gas enriched in hydrogen and carbon oxides, synthesis of qualified liquid fuels and generating electricity when burning purge gas synthesis process.*

*The technological scheme of modular plants for combined biomass-based production of electricity and synthetic liquid fuel, its mathematical model of its elements and the scheme as a whole are given. On the basis of the selected methods, optimization studies of the operation of a modular energy technology installation were carried out.*

*Analysis of the results showed that the combined production of electricity and methanol based on biomass increases the thermal efficiency of the process by 12% and reduces investment by 15-20% compared with separate production. With an internal rate of return of capital of 15%, the cost of methanol from biomass will be 275-317 dollars per ton. At such a cost, methanol can compete with both boiler-furnace and motor fuels in the eastern regions of Russia.*

**Keywords:** *methanol; processing wood biomass; electricity production; modular plants; synthetic liquid fuels.*

**Acknowledgments:** *The research was carried out under State Assignment, Project 17.1.1 (reg. no. AAAA-A17-117030310433-6) of the Fundamental Research of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences and the Russian Foundation for Basic Research (project 18-08-01184 A).*

**For citation:** Tyurina EA, Mednikov AS, Elsukov PYu. Modular plants for combined biomass-based production of electricity and synthetic liquid fuel // *Power engineering: research, equipment, technology*. 2020; 22(1):113-127. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-1-113-127.

### Введение

Значительность когенерации синтетических жидких топлив (СЖТ) и электроэнергии на основе каталитических методов получения СЖТ из продуктов газификации древесной биомассы обусловлена, с одной стороны, высокой ценой квалифицированного жидкого топлива в отдалённых районах Сибири и Дальнего Востока, с другой стороны, значительными запасами древесной биомассы в этих районах. Совмещение химических процессов с выработкой электроэнергии повышает эффективность переработки техногенных отходов. Другой важной особенностью комбинированных процессов является их экологическая чистота, что обусловлено высокими требованиями по чистоте синтез-газа со стороны катализаторов синтеза и низкими выбросами  $\text{NO}_x$ , связанными с малыми

объемами продувочных газов, сжигаемых в камере сгорания газовой турбины энергоблока. Также низкие объёмы дымовых газов энергоблока, по сравнению с традиционными энергетическими установками позволяют с большей эффективностью утилизировать  $\text{CO}_2$ . Экономическая и энергетическая эффективность такой комплексной технологии значительно выше, чем отдельных производств.

Рассматривается одно из возможных и эффективных направлений переработки древесной биомассы – окислительная конверсия этого сырья с получением газа, обогащённого водородом и оксидами углерода, синтез квалифицированных жидких топлив и получение электроэнергии при сжигании продувочного газа процесса синтеза. В качестве квалифицированного жидкого топлива, в первую очередь, могут рассматриваться такие перспективные экологически чистые энергоносители, как метанол и диметилвый эфир, которые могут использоваться не только в качестве энергетического, но и дизельного и моторного топлив [1,2].

Комбинированию производств СЖТ и электроэнергии уделено значительное внимание научной мировой общественности. С точки зрения технико-экономического анализа систем производства энергии и метанола из биомассы, с использованием солнечной и ветровой энергии для получения необходимого для производства водорода, интересна работа *Firmansyah H.* и др. [3]. В работе *Martin M, Grossmann IE.* [4] предлагается интегрированная выработка метанола из биомассы и используется выделенный в процессе очистки синтез газа  $\text{CO}_2$  для его последующей гидрогенизации. Процесс состоит из двух стадий: переработки биомассы на основе проса в синтез-газ и его превращение в метанол, а также электролитической секции, где образуется водород для гидрогенизации  $\text{CO}_2$ , получаемого в процессе очистки синтез-газа. *Yang S.* и др. [5]. представили проект и техникоэкономический анализ установки на основе двухступенчатого поточного газогенератора биомассы под давлением (процесс *Carbo-V*). *Moellenbruck F.* и др. [6] исследовали когенерацию электроэнергии и метанола в составе традиционной электростанции в Германии. Для производства метанола используется  $\text{CO}_2$ , выделенный из дымовых газов силовой установки, и  $\text{H}_2$ , получаемый электролизом воды. В работе *Bai Z.* и др. [7] представлен термодинамический и экономический анализ производства метанола и электроэнергии из хлопкового стебля. Для обеспечения газификации биомассы используется высокотемпературная концентрированная солнечная энергия, получаемая на основе оптического усиления с направленным пучком. В результате вырабатывается синтез-газ для синтеза метанола. Непрореагировавший синтез-газ и выделенное в процессах тепло используются в комбинированном парогазовом цикле для выработки электроэнергии.

В исследованиях имеются значительные отличия от представляемой работы, например в компоновке схем, в использовании исходного сырья, в условиях работы установок и методах определения эффективности.

Если говорить об исследованиях таких сложных систем как энерготехнологические установки комбинированного получения электрической, тепловой энергии и синтетических жидких топлив в мире и России (*Choren Industries, Uhde, Sasol, Lurgi*, ИВТ РАН и др.), то основная их часть посвящена изучению отдельных процессов и аппаратов.

Отметим, что некоторые разработки газификаторов освоены в опытно-промышленных масштабах. На настоящий момент известны газогенераторы *Bioneer* и *Pyroflow* (производитель – финская компания *Foster Wheeler Energia Oy*), реакторы PRM (*Energy Systems, Inc.*, США), а также компаний *Lurgi Energie und Umwelt* (Германия) и *TPS Termiska Processer AB* (Швеция). Достаточно крупными производителями газогенераторов являются *PRIMENERGY Inc.*, США, *Babcock & Wilcox Volund ApS*, Дания, *Future Energy GmbH*, Германия и др. [8].

Комплексные исследования технологий получения электрической, тепловой энергии и синтеза синтетических жидких топлив, в основном, основаны на термодинамическом анализе эффективности. Для таких сложных технических систем, какими являются

энерготехнологические установки комбинированного производства СЖТ и электроэнергии, исследования проводятся на основе вариантных расчетов [9-17].

Содержание настоящей работы посвящено комплексной оптимизации схем и параметров модульных установок комбинированного производства электроэнергии и синтетических жидких топлив на основе древесной биомассы по критериям экономической и энергетической эффективности. Объектом для исследования являются подробные, эффективные с вычислительной точки зрения, модели энергетических и химико-технологических систем и элементов, учитывающих нелинейность происходящих в них процессов. В результате получаются оптимальные технико-экономические показатели, определяющие условия конкурентоспособности изучаемых технологий

#### **Технологическая схема МЭТУ**

Из технологий переработки биомассы в квалифицированные топлива (пиролиз, газификация, гидрогенизация и др.) самой востребованной считается получение синтез-газа газификацией биомассы с последующей выработкой метанола из него. На это есть следующие причины.

Газификация биомассы отработана в опытно-промышленных масштабах. Суммарная мощность газификаторов по синтез-газу около 45 ГВт. Перспективным направлением использования произведенного синтез-газа – синтез метанола, который является проработанным в больших масштабах, непрерывным, высокопроизводительным и селективным гетерогенно-каталитическим процессом. Заводы производят около пятидесяти миллионов тонн метанола в год. Причем, потребность в метаноле возрастает. Это обусловлено появлением новых сфер его использования. Являясь самым важным, крупномасштабным и востребованным сырьем для химической промышленности, метанол – универсальный экологически чистый энергоноситель. Он служит компонентом и источником энергии для производства высокооктановых добавок, моторных топлив, электроэнергии и т. д. Продукты его сгорания не содержат вредных выбросов. Так как метиловый спирт является жидкостью, его удобно хранить и перевозить, в том числе существует возможность дальнейшей передачи по трубопроводам [2]. Насущные проблемы энергетики, транспорта, экологии могут быть разрешены при его использовании. Для производства электроэнергии, выделяющиеся при объединении процессов газификации и синтеза тепло и горючие газы, могут быть утилизированы в энергоустановке комбинированного цикла.

Комбинированные энерготехнологические системы, описанные в этой статье, содержат теплоэнергетические установки (комбинированный цикл) и химико-технологические установки синтеза метанола. МЭТУ можно разделить на три основные подсистемы (блока): газификация древесной биомассы с использованием паровоздушного газифицирующего агента, синтез метанола на основе современных высокопроизводительных катализаторов и блок получения электроэнергии. В блоке газификации реализуются процессы паровоздушной конверсии растительной биомассы в реакционной зоне газогенератора. Продукты газификации охлаждаются в надслоевом пространстве и теплообменниках конвективной шахты газогенератора, а затем очищаются в системе глубокой очистки с получением синтез-газа, пригодного для синтеза метанола. При этом вырабатывается пар высокого и низкого давления, поступающий в котел-утилизатор энергоустановки. Процесс каталитического синтеза метилового спирта происходит в подсистеме синтеза. В теплообменных аппаратах, расположенных между полками (реакционными зонами реактора) катализатора, расположены теплообменные поверхности для выработки пара низкого давления, используемого для производства электрической энергии. Продувочный газ блока синтеза сжигается в камере сгорания газовой турбины. Электричество вырабатывается в паровых и газовых турбинах, пар высокого и низкого давления в котле-утилизаторе. Производительность установок по переработке биомассы при необходимости может быть увеличена за счет компактных модульных блоков.

Технологическая схема МЭТУ построена исходя из аналитического обзора и анализа перспективных технологий газификации, синтеза и генерации электроэнергии. Схема МЭТУ приведена на рис.1.

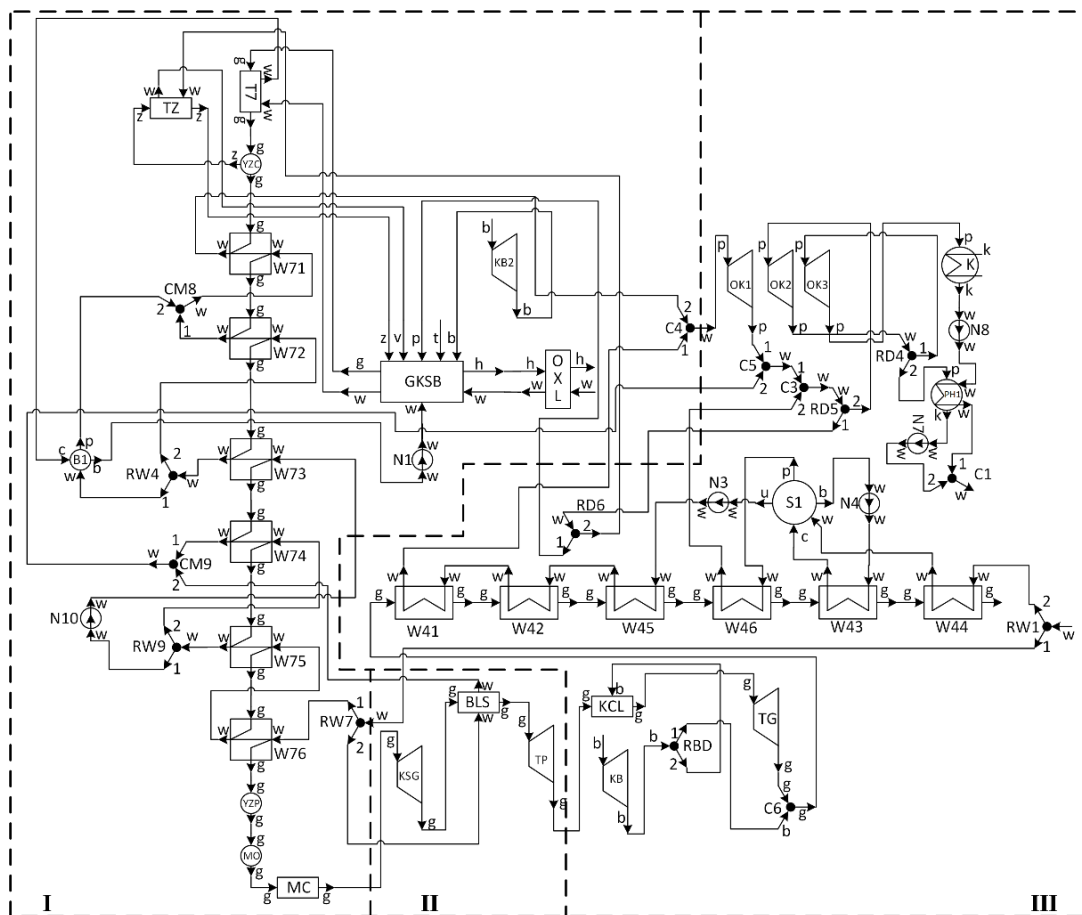


Рис.1. Схема МЭТУ: *I* – блок газификации, *II* – блок синтеза метанола, *III* – энергетический блок.

Обозначения: *t*–биомасса, *z*–зола, *p*–пар, *w*–вода, пар, пароводяная смесь, охлаждающая вода, *v*–транспортный пар, *g*–продукты газификации, синтез-газ, продувочный газ, продукты сгорания, *h*–шлак, *b*–воздух, *kk*–конденсат, *u*, *b*, *c* – вода на циркуляционный насос, 1, 2 – раздвоение, смешение потоков, *T7* – радиационный теплообменный аппарат на продуктах газификации, *GKSB* – реакционная камера газогенератора, *MO* – скруббер мокрой газоочистки, *MC* – система глубокой очистки продуктов газификации, *KSG* – компрессор синтез-газа, *BLS*– блок синтеза метанола, *TP* – расширительная турбина, *TG* – основная газовая турбина, *KB* – компрессор воздушный, *KCL* – камера сгорания, *RBD* – разделитель воздуха, *CMG* – смеситель потоков газа и воздуха, *W41-W44* – конвективные теплообменные аппараты котла-утилизатора, *OK1-OK3* – отсеки паровой турбины, *PH1* – регенеративный подогреватель, *K* – конденсатор паровой турбины.

Генераторы газа с псевдооживленным слоем и удаление сухого шлака были выбраны для конверсии биомассы с использованием газифицирующего агента пар-воздух под давлением. Газогенераторы этого типа аналогичны тем, которые используются в промышленных масштабах газовыми генераторами Винклера (чаще всего используются для синтеза синтетических топлив). Для синтеза метилового спирта используются прямоточные реакторы, состоящие из полок с катализатором и межзонных теплообменников для

охлаждения продуктов синтеза кипящей водой и отвода тепла синтеза. Выбор схемы обусловлен более ранними исследованиями химико-технологических схем (с реактором синтеза выше по потоку, изотермическим реактором, с охлаждением продуктов синтеза свежим синтез-газом и т. д.). Электричество производится на установке с комбинированным циклом.

### Методы и подходы к математическому моделированию МЭТУ

Отметим, что для большинства энергетических элементов МЭТУ существуют ранее созданные математические модели [18-23].

Новый ключевой элемент энерготехнологической установки – каталитический реактор синтеза метанола. Математическая модель реактора разработана на основе механизма синтеза метилового спирта и кинетических уравнений, созданных в Институте нефтехимического синтеза им А. В. Топчиева РАН [24-26].

Несколько адиабатных зон (полок), заполненных катализатором представляют собой реактор синтеза метанола. Конвективные теплообменные аппараты, в которых отводится тепло синтеза и генерируется пар низкого давления, поступающий в котел-утилизатор энергетического блока, расположены между зонами

Уравнения, описывающие процессы, протекающие в каждом из участков реакторов  $k_{p1}, k_{p2}$  синтеза, даны ниже.

Материальные балансы по отдельным химическим элементам:

$$\text{Углероду } \dot{m}_{\text{CO}_2} + \dot{m}_{\text{CO}} + \dot{m}_{\text{CH}_3\text{OH}} = \ddot{m}_{\text{CO}_2} + \dot{m}_{\text{CO}} + \dot{m}_{\text{CH}_3\text{OH}} \quad (1)$$

$$\text{Водороду } \dot{m}_{\text{H}_2\text{O}} + \dot{m}_{\text{H}_2} + 2 \cdot \ddot{m}_{\text{CH}_3\text{OH}} = \dot{m}_{\text{H}_2\text{O}} + \ddot{m}_{\text{H}_2} + 2 \cdot \ddot{m}_{\text{CH}_3\text{OH}} \quad (2)$$

Кислороду

$$\dot{m}_{\text{CO}_2} + 0,5 \cdot (\dot{m}_{\text{CO}} + \ddot{m}_{\text{H}_2\text{O}} + \ddot{m}_{\text{CH}_3\text{OH}}) = \dot{m}_{\text{CO}_2} + 0,5 \cdot (\dot{m}_{\text{CO}} + \ddot{m}_{\text{H}_2\text{O}} + \ddot{m}_{\text{CH}_3\text{OH}}) \quad (3)$$

$$\text{Азоту } \dot{m}_{\text{N}_2} = \ddot{m}_{\text{N}_2} \quad (4)$$

где  $\dot{m}_i, \ddot{m}_i$  – мольные расходы соответственно  $i$ -го компонента газовой смеси ( $\text{CO}, \text{CO}_2, \text{H}_2, \text{H}_2\text{O}, \text{N}_2, \text{CH}_4\text{O}$ ) на входе и выходе участка.

Кинетические уравнения скоростей образования  $\text{CH}_4\text{O}$  и  $\text{CO}$ :

$$N_{\text{CH}_4\text{O}} = \ddot{m}_{\text{CH}_4\text{O}} - \dot{m}_{\text{CH}_4\text{O}} = v_{\text{CH}_4\text{O}} \cdot m_k = v_{\text{CH}_3\text{O}} \cdot A \cdot \rho_c \cdot L, \quad (5)$$

$$N_{\text{CO}} = \ddot{m}_{\text{CO}} - \dot{m}_{\text{CO}} = v_{\text{CO}} \cdot m_k = v_{\text{CO}} \cdot A \cdot \rho_c \cdot L \quad (6)$$

где  $N_{\text{CH}_3\text{OH}}, N_{\text{CO}}$  – количество молей  $\text{CH}_4\text{O}$  и  $\text{CO}$ , образующиеся в единицу времени;  $L$  – длина полки,  $A$  – площадь поперечного сечения участка;  $m_k$  – масса катализатора на полке;  $\rho_c$  – «насыпная» плотность катализатора;  $v_{\text{CH}_3\text{OH}}, v_{\text{CO}}$  – удельные скорости образования  $\text{CH}_4\text{O}$  и  $\text{CO}$ , которые рассчитываются следующим образом:

$$v_{\text{CH}_3\text{OH}} = \frac{k_3 \cdot k_{\text{CO}_2} \cdot (P_{\text{CO}_2} \cdot P_{\text{H}_2} - \frac{P_{\text{CH}_3\text{OH}} \cdot P_{\text{H}_2\text{O}}}{k_{p1} \cdot p_{\text{H}_2}^2})}{(1 + k_{\text{CO}_2} \cdot P_{\text{CO}_2}) \cdot (1 + k_{\text{H}_2\text{O}} \cdot P_{\text{H}_2\text{O}}) - 1}, \quad (7)$$

$$V_{CO} = - \frac{k_4 \cdot k_{H_2O} \cdot (P_{CO} \cdot P_{H_2O} - \frac{P_{CO_2} \cdot P_{H_2}}{k_{p_2}})}{(1 + k_{CO_2} \cdot P_{CO_2}) \cdot (1 + k_{H_2O} \cdot P_{H_2O}) - 1}. \quad (8)$$

где  $k_3$  – константа скорости образования метанола,  $k_4$  – константа скорости образования CO,  $P_i$  – парциальное давление  $i$ -ого компонента (CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, CH<sub>4</sub>O) на входе в участок,  $k_{H_2O}, k_{CO_2}$  – константы равновесия соответствующих стадий образования промежуточных соединений,  $k_{p1}, k_{p2}$  – константы равновесия реакций синтеза CH<sub>4</sub>O и конверсии CO.

Парциальное давление  $i$ -го компонента синтез-газа

$$P_i = \frac{\dot{m}_i}{m_\Sigma} \cdot P'. \quad (9)$$

Тепловой баланс определяется без учета теплообмена с окружающей средой

$$\sum_{i=1}^6 H_i(T') \cdot \dot{m}_i = \sum_{i=1}^6 H_i(T'') \cdot \dot{m}_i, \quad (10)$$

где  $H_i$  – полная энтальпия соответствующей  $i$ -ой компоненты газовой смеси,  $T'$  и  $T''$  – температура газа на входе и выходе участка.

Гидравлическое сопротивление фильтрующего слоя катализатора определяется следующим образом:

$$dP = P' - P'' = k_c \cdot \frac{L}{D_{eq}} \cdot \frac{\rho_2 \cdot w^2}{2}. \quad (11)$$

где  $P'$  и  $P''$  – входное и выходное давление участка реактора,  $k_c$  – коэффициент сопротивления фильтрующего слоя, зависящий от типа катализатора,  $D_{eq}$  – эквивалентный диаметр между таблетками катализатора,  $\rho_2$  – плотность синтез-газа,  $w^2$  – средняя скорость синтез-газа

$$k_c = \begin{cases} 270 / Re, & \text{if } Re \leq 50, \\ 11.6 / (Re^{0.25}), & \text{if } Re > 50 \end{cases} \quad (12)$$

$$D_{eq} = \frac{4 \cdot \Phi}{A_t}. \quad (13)$$

$$w = \dot{m}_{gm} / (\rho_2 \cdot A_p \cdot \Phi), \quad (14)$$

где  $A_t$  – удельная, на единицу объема, поверхность таблеток катализатора, Re-критерий Рейнольдса,  $A_p$  – площадь поперечного сечения слоя,  $\dot{m}_{gm}$  – массовый расход синтез-газа, входящий в реактор,  $\Phi$  – порозность таблеток катализатора.

Представленная система уравнений содержит нелинейные алгебраические и трансцендентные уравнения (1-4), (7-14) и нелинейных дифференциальные уравнения первого порядка (5-6). Итерационное решение указанной системы проводится на основе метода Рунге-Кутты четвёртого порядка [26, 27] [27-28]. Последовательность решения системы уравнений (1-14) основана на оригинальном подходе – делении адиабатной зоны на, так называемые, «большие» (по давлению и константам равновесия и скорости

образования  $\text{CH}_4\text{O}$  и  $\text{CO}$ ) и «малые» участки (для расчета мольных долей компонентов газовой смеси соответственно, что позволяет сократить время вычислительного процесса и его объем.

Технологическая схема блока синтеза метилового спирта приведена на рис.2.

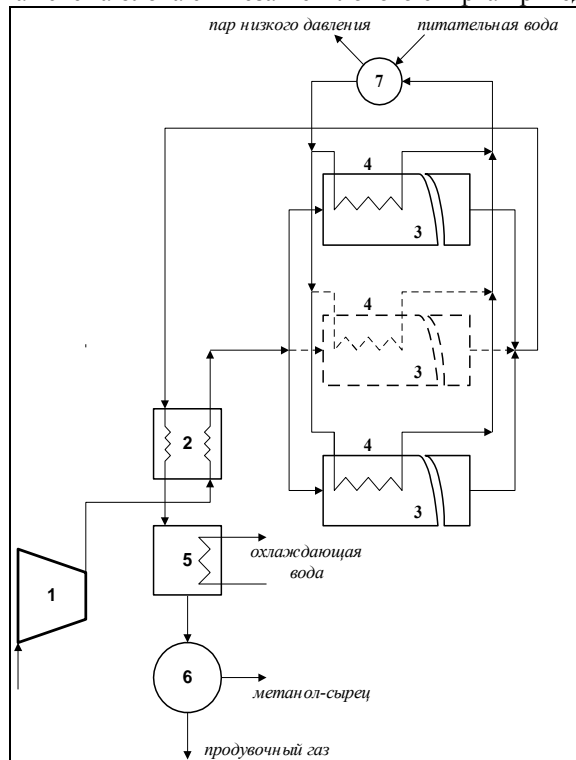


Рис.2. Технологическая схема синтеза метанола.

1 – компрессор, 2 – газо-газовый теплообменник, 3 – реактор синтеза метанола, 4 – газодводяний теплообменник, 5 – холодильник-конденсатор, 6 – сепаратор метанола-сырца, 7 – барабан-сепаратор.

Из системы глубокой очистки продуктов газификации древесной биомассы, полученный синтез-газ поступает в блок синтеза для каталитического получения метилового спирта. Этот газ сжимается в компрессоре синтез-газа до необходимого давления для эффективного синтеза метанола, нагревается до определенной температуры в регенеративном теплообменнике и подается на вход реакторов. Реактор разделен на заполненные катализатором адиабатные участки. Тепло, выделяющееся во время синтеза, отводится теплообменными аппаратами, встроенными между участками. Образующийся при этом пар низкого давления служит для производства электроэнергии в паровой турбине. Для синтеза метилового спирта используется высокоселективный низкотемпературный медьсодержащий катализатор СММ-У. После реакторов газ охлаждают в регенеративном теплообменнике и конденсаторе неочищенного метанола-сырца. В последнем случае при охлаждении до заданной температуры большая часть метанола и водяного пара конденсируется. Разделение неочищенного метанола и неконденсированного продувочного газа происходит в сепараторе. Сырой метанол удаляется из установки. Оставшийся газ поступает в камеру сгорания газовой турбины.

Методика построения математической модели МЭТУ. Для построения математических моделей различных энергетических и энерготехнологических установок в ИСЭМ СО РАН разработан уникальный автоматизированный программно-вычислительный комплекс - система машинного построения программ (СМПП). Используя архивную



информацию о математических моделях отдельных энергетических и технологических элементах, о термодинамических связях между ними, комплекс автоматически генерирует математическую модель установки, которая представляет собой программный модуль на языке *FORTRAN*.

Создана методика и её программная реализация для схемно-параметрической оптимизации сложных теплоэнергетических и энерготехнологических установок различных типов, которые позволяют найти решения, наилучшие как по энергетической, так и экономической эффективности. Для решения задач нелинейного программирования используется также созданный в ИСЭМ СО РАН метод «с памятью», основанный на сочетании известных методов «погружения» и «возможных направлений» и показавший высокую эффективность в применении. Разработан методический подход к оптимизации параметров ТЭУ и ЭТУ с учетом переменных условий их функционирования, основанный на проведении согласованного конструкторского и поверочных расчетов и позволяющий улучшить технико-экономические показатели и обеспечить допустимость работы на всей области возможных режимов. Разработаны методы решения задач оптимизации установок с учетом переменных условий функционирования. Данный комплекс не имеет аналогов в мире и России.

Наличие математической модели каждого элемента, а также информационной связи на месте технологической связи – главные отличия схемы расчета МЭТУ от технологической. Математическая модель МЭТУ синтеза метанола содержит более двух тысяч переменных, сотни алгебраических и трансцендентных уравнений. Для итерационного решения системы уравнений, описывающих установку, используется метод Зейделя.

Математическая модель МЭТУ настроена на конструкторский расчет элементов и подсистем установки. В результате расчета на моделях находятся массы металлов труб и площадей поверхностей нагрева и охлаждения всех теплообменных аппаратов, объемы катализатора на полках реактора, Размеры реактора и газогенератора, мощности газовых, паровых турбин, расходы и термодинамические параметры продуктов газификации, синтез-газа, продуктов сгорания, воды, пара, пароводяной смеси в различных точках схемы.

#### **Результаты исследования МЭТУ**

При исследованиях МЭТУ наибольший интерес вызывает нахождение оптимальной комбинации производства электроэнергии и СЖТ.

Стоимость установки и ее тепловая эффективность зависит от соотношения между производством электроэнергии и метанола. Ключевым параметром, влияющим на соотношение производимой продукции является состав синтез-газа, который определяется подачей воздуха и пара на газифицирующий агент в газогенераторы. Поэтому варианты технико-экономической оптимизации параметров МЭТУ назначались с учетом различных соотношений состава газифицирующего агента (пара и воздуха) при условии соблюдения температуры газификации древесной биомассы.

Сопоставимость исследуемых вариантов МЭТУ обеспечивается нелинейной оптимизация ее основных термодинамических и конструктивных параметров при соблюдении ограничений. Критерием экономической эффективности сравниваемых вариантов служит цена производимой продукции при фиксированном приемлемом уровне коммерческой эффективности инвестиционного проекта МЭТУ.

С целью нахождения оптимальных вариантов МЭТУ решались задачи нелинейного математического программирования. В результате находились оптимальные параметры установки, предоставляющие наименьшее значение цены на производимый метанол при предложенном уровне нормы доходности инвестиций, ценах на древесную биомассу (топливо) и отпускаемую электроэнергию. Кроме того контролировались технологические ограничения на параметры установки.

Постановка задачи оптимизации параметров МЭТУ

$$\min_{dw, db} C_{meth}(x, y, dw, db, B_w, KI, P_{meth}, P_{el}, c_w, c_{el}, IRR_z)$$

при условиях:

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

$$G(x, y) \geq 0,$$

$$x_{\min} \leq x \leq x_{\max}$$

$$IRR = IRR_z$$

где  $x$  – вектор независимых оптимизируемых параметров;  $y$  – вектор зависимых вычисляемых параметров;  $H$  – вектор ограничений в форме неравенств (ограничения на материальные, энергетические балансы, гидравлические и аэродинамические сопротивления, теплопередачу и т.д.);  $G$  – вектор ограничений в форме равенств (температуры газификации и синтеза, на входе газовой турбины и др.);  $x_{\min}$ ,  $x_{\max}$  – вектора, которыми задаются верхняя и нижняя границы изменения соответствующих оптимизируемых параметров;  $dw, db$  – удельное (на кг биомассы) потребление пара и воздуха на газифицирующий агент в газогенератор;  $B_w$  – годовое потребление биомассы; –  $KI$  – капиталовложения в МЭТУ;  $P_{el}$  – годовое производство электроэнергии;  $P_{meth}$  – годовое производство метанола;  $C_{meth}, C_w, C_{el}$  – цена метанола, биомассы, электроэнергии;  $IRR_z$  – внутренняя норма доходности инвестиций.

Вектор независимых оптимизируемых параметров включает температуры, энтальпии, давления и расходы рабочих тел установки, объем катализатора на участках реактора синтеза и др. В качестве ограничений-равенств и -неравенств приняты: температура синтеза и газификации, температура и давления в газовой турбине теплопередача в теплообменных аппаратах, давления проточной части отсеков паровой турбины, температуры и механические напряжения металла труб теплообменных аппаратов и др. Контролируется их неотрицательность и соответствие расчетным значениям. Исходная технико-экономическая информация получена на основе анализа смет технологических и энергетических производств [18-23]. Цена древесной биомассы принята равной пятьдесят дол./т у.т. с учетом условий функционирования МЭТУ, цена отпускаемой электроэнергии 8 цент/кВт ч, температура газификации 1173 К. Заданная эффективность проекта составляет 15%. Состав древесной биомассы (%): C= 0,443, H= 0,055, S = 0,003, O = 0,14, N = 0,004, H<sub>2</sub>O = 0,1, A=0,047, низшая теплотворная способность - 17 МДж/кг.

В табл.1 показаны основные результаты оптимизации вариантов МЭТУ с различными параметрами газифицирующих агентов. В табл. 2 даны технико-экономические показатели оптимальных вариантов МЭТУ.

Таблица 1

Оптимальные варианты МЭТУ

Показатели	Варианты		
Удельное потребление пара на газификацию, кг /кг биомассы	0,3	0,6	0,9
Удельное потребление воздуха на газификацию, кг /кг биомассы	1,41	1,52	1,66
Продукты газификации, кг/с:			
водород	0,14	0,16	0,168
окись углерода	2,12	1,78	1,52
двуокись углерода	0,67	1,22	1,62
водяные пары	0,42	1,03	1,7
азот	2,66	2,9	3,16
Метанол из сепараторов, кг/с:	1,2	1,1	0,93

Продолжение таблицы 1

Подувочный газ в камеру сгорания газовой турбины, кг/с:			
водород	0,014	0,068	0,088
окись углерода	0,936	0,124	0,132
двуокись углерода	0,98	2,28	2,5
метанол	0,012	0,016	0,02
азот	2,66	2,9	3,16
Весовой расход продуктов сгорания, кг/с:			
азот	7,76	5,08	7,08
кислород	0,88	0,058	0,384
двуокись углерода	2,47	2,5	2,74
вода	0,202	0,65	0,87
Масса катализатора в реакторах синтеза, т	85	91,6	110,2
Пар высокого давления на паровую турбину, кг/с	2,04	2,24	2,56
Пар из испарителей низкого давления на паровую турбину, кг/с	4,88	4,72	4,38
Мощности:			
паровой турбины, МВт	4,3	4,29	4,24
расширительной турбины, МВт	0,4	0,5	0,58
воздушного компрессора газовой турбины, МВт	2,62	1,16	2,04
воздушных компрессоров газогенератора, МВт	1,32	1,44	2,36
компрессора синтез-газа, МВт	1,7	2,28	2,56
собственных нужд, МВт	3,08	3,76	4,16
Площадь поверхностей блока газификации, м <sup>2</sup>	1477	870	1027
Площадь поверхностей блока синтеза, м <sup>2</sup>	191,6	436	599,4
Площадь поверхностей энергоблока, м <sup>2</sup>	3141,8	2277,6	1787
Полезная мощность установки, МВт	5,7	4,9	5,42
Термический КПД производства метанола	74,6	69,6	61

Таблица 2

Технические и экономические характеристики вариантов

Показатель	Расход пара на газифицирующий агент в газогенератор, кг/кг топлива		
	0,3	0,6	0,9
Потребление условного топлива, тыс. т у.т./год	<b>38</b>		
потребление натурального топлива, тыс. т/год	<b>64</b>		
Производство метанола, тыс. т у. т./год	21,88	<b>19,92</b>	16,86
Производство метанола, тыс. т/год	30,8	<b>28</b>	23,6
Отпуск электроэнергии, млн. кВт ч/год	30,34	<b>33</b>	36,48
Полезная мощность установки, МВт	5,7	<b>4,9</b>	5,42
Капиталовложения в установку, млн. дол.	30,36	<b>24,12</b>	23,76
Термический КПД производства метанола, %	74,6	<b>69,6</b>	61
Цена метанола, дол./т. у. т.	317	<b>275</b>	300

### Выводы и обсуждение

На основе представленных результатов можно сделать следующие заключения.

Для производства метанола оптимальный состав синтез-газа, определяющий выработку продукции, характеризуется более низкими значениями дутья в газогенератор и,

соответственно, пониженными объемами продуктов газификации. Но объемы производства метанола не покрывают капитальные затраты на его выработку, что вызывает рост цены на метанол по сравнению с оптимальным вариантом.

С увеличением дутья увеличивается производство электроэнергии и уменьшается производство метанола, так как значительные объемы остаточного СО после синтеза сгорают в энергетическом блоке. Но увеличение производства электроэнергии не окупает инвестиции при заданной  $IRR=15\%$ , что обуславливает рост цены на производимый в установке метанол.

Оптимальным вариантом является вариант с высоким производством метанола и электроэнергии и термическим КПД синтеза метанола, и с расходом пара на газифицирующий агент в газогенератор, равным 0,6 кг/кг.

Отметим, что не смотря на значительное отличие состава синтез-газа от стехиометрически необходимого для синтеза метанола (меньшее соотношение  $H^2/CO$ ) производительность проточных реакторов синтеза, в отличие от реакторов с рециркуляцией, значительно повышается (почти в 2 раза). Это обусловлено использованием свежего синтез-газа, связанным с высокими расходами продувочных газов блока синтеза. При этом происходит снижение энергетических потерь. Полученный избыток оксида углерода сгорает в энергоустановке. Отказ от блока конверсии оксида углерода, уменьшение подачи водяного пара в газогенераторы, повышение энергетической эффективности использования химической энергии древесной биомассы – результат применения прямоточных реакторов.

Уменьшение вложений на 15-20% по сравнению с отдельным производством и увеличение термического КПД процесса на 12% являются результатами исследований технологии совместной выработки электроэнергии и метанола.

Стоимость метанола из биомассы составит 275-317 дол./т у.т. (при внутренней норме возврата капиталовложений 15%). При такой стоимости метанол может конкурировать с как котельно-печным, так и моторным топливом в восточных регионах России.

### Литература

1. George A., Olah., Alain Goeppert, et al. Beyond Oil and Gas. 2 ed/ Wiley-.CH The Methanol // Economy. 2011. 356 p.
2. Sunggyu Lee., James G. Speight., Sudarshan K. Loyalka. Handbook of Alternative Fuel Technologies, Second Edition. CRC Press // Taylor & Francis Group, LLC, 2015. 712 p.
3. Firmansyah H., Tan Y., Yan J. Power and methanol production from biomass combined with solar and wind energy: analysis and comparison // Energy Procedia 2018. V.145. pp.576-81.
4. Yang S, Li B, Zheng J, Kankala RK. Biomass-to-Methanol by dual-stage entrained flow gasification: Design and techno-economic analysis based on system modeling. Journal of Cleaner Production 2018; 205:364-74.
5. Martín M, Grossmann IE. Towards zero CO<sub>2</sub> emissions in the production of methanol from switch grass. CO<sub>2</sub> to methanol. Computers & Chemical Engineering 2017. V.105. pp.308-16.
6. 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.V.19. pp.393-401.
7. Bai Z., Liu., Gong L., et al. Thermodynamic and economic analysis of a solar-biomass gasification system with the production of methanol and electricity // Energy Procedia. 2018. V.152. pp. 1045–1050.
8. Клер АМ Эффективные методы схемно-параметрической оптимизации сложных теплоэнергетических установок: разработка и применение. Монография. Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2018. 145 с.

9. Gao Z., Huang W., Yin L., Xie K. Liquid-phase preparation of catalysts used in slurry reactors to synthesize dimethyl ether from syngas: Effect of heat-treatment atmosphere // *Fuel Processing Technology*. 2009. V.9. pp.1442-1446.
10. Guang-jian L., Zheng L., Ming-hua W., Wei-dou N. Energy savings by co-production: A methanol/electricity case study // *Applied Energy*. 2010. V.8. pp. 2854-2859.
11. Hetland J., Anantharaman R. Carbon capture and storage (CCS) options for co-production of electricity and synthetic fuels from indigenous coal in an Indian context // *Energy for Sustainable Development*. 2009. V.13. pp. 56-63.
12. Larson E., Fiorese G., Liu G., et al. (), Co-production of decarbonized synfuels and electricity from coal + biomass // *Energy Environ Science*. 2010. V.3. pp. 28-42.
13. Manzolini G., Macchi E., Gazzani M. (), CO<sub>2</sub> capture in Integrated Gasification Combined Cycle with SEWGS – Pt B: Economic assessment, *Fuel*. 2013. V.105. pp. 220-227.
14. Pellegrini L., Soave G., Gamba S., Lange S. Economic analysis of a combined energy–methanol production plant // *Applied Energy*. 2011. V.88. pp. 4891-4897.
15. Robinson K., Tatterson D. Economics on Fischer–Tropsch coal-to-liquids method updated // *Oil Gas J*. 2008. V.106. pp. 22-52.
16. Sajo P., Naik, Taegong Ryu, Vy Bui, et al. Synthesis of DME from CO<sub>2</sub> /H<sub>2</sub> gas mixture // *Chemical Engineering Journal*. 2011;167(1):362-368.
17. Sun S., Jin H., Gao L., Han W. Study on a multifunctional energy system producing coking heat, methanol and electricity // *Fuel*. 2010;89:1353-1360.
18. Kler AM., Tyurina EA., Mednikov AS. A plant for methanol and electricity production: Technical-economic analysis // *Energy* 2018. V.165. pp. 890-899.
19. Клер А.М., Деканова Н.П., Тюрина Э.А. и др. Теплоэнергетические системы: Оптимизационные исследования. Новосибирск: Наука, 2005. 236 с.
20. Kler AM., Tyurina EA., Mednikov AS. Energy-technology installations for combined production of hydrogen and electricity with CO<sub>2</sub> removal systems // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2011, V. 36, Issue 1, pp. 1230–1235.
21. 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. V. 23. № 2. pp. 289-296.
22. Kler AM, Tyurina EA. Production of products of deep coal processing: modeling of technologies, comparison of efficiency // *The burning and plasma chemistry* 2007.V.4. pp. 276-81.
23. Тюрина ЭА, Клер АМ. Оптимизационные исследования энергетических установок и комплексов. Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2016. 298 с.
24. Berezina LA., Matyshak VA., Korchak VN., et al. An in SITU IR spectroscopic study of methanol conversion on an SNM-1 catalyst // *Kinetics and Catalysis*. 2009. V. 50. № 5. C. 775-783.
25. Rozovskii A.Ya., Lin G.I. Fundamentals of methanol synthesis and decomposition Topics in Catalysis. 2003. T. 22. № 3-4. C. 137-150.
26. Розовский А.Я., Лин Г.И. Теоретические основы процесса синтеза метанола. М.: Химия, 1990. 272 с.
27. Skvortsov L. Explicit stabilized Runge-Kutta methods // *Computational Mathematics and Mathematical Physics*. 2011. V. 51. pp. 1153-1166.
28. Martín-Vaquero J., Kleefeld B. Extrapolated stabilized explicit Runge–Kutta methods // *Journal of Computational Physics*. 2016. V. 326. pp. 141–155.

#### Авторы публикации

**Тюрина Элина Александровна** – д-р техн. Наук, ведущий научный сотрудник лаборатории теплосиловых систем, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Россия, Иркутск.

**Медников Александр Станиславович** – канд. Техн. Наук, научный сотрудник лаборатории теплосиловых систем, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Россия, Иркутск.

**Елсуков Павел Юрьевич** – канд. техн. наук, научный сотрудник лаборатории теплосиловых систем Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Россия, Иркутск.

### References

1. George A. Olah, Alain Goeppert, Surya GK. Prakash Beyond Oil and Gas: The Methanol. Economy. Wiley-VCH; 2 ed. 2011.356 p.
2. Sunggyu Lee, James G. Speight, Sudarshan K. Loyalka *Handbook of Alternative Fuel Technologie*. 2 ed. CRC Press. Taylor & Francis Group, LLC, 2015. 712 p.
3. Firmansyah H, Tan Y, Yan J. Power and methanol production from biomass combined with solar and wind energy: analysis and comparison. *Energy Procedia*. 2018; 145:576–81.
4. Martin M, Grossmann IE. Towards zero CO<sub>2</sub> emissions in the production of methanol from switch grass. CO<sub>2</sub> to methanol. *Computers & Chemical Engineering*. 2017; 105:308-16.
5. Yang S, Li B, Zheng J, et al. Biomass-to-Methanol by dual-stage entrained flow gasification: Design and techno-economic analysis based on system modeling. *Journal of Cleaner Production* 2018; 205:364–74.
6. 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; 19:393-401.
7. Bai Z, Liu Q, Gong L, et al. Thermodynamic and economic analysis of a solar-biomass gasification system with the production of methanol and electricity. *Energy Procedia* 2018; 152:1045-50.
8. Kler AM. *Effective methods of circuit-parametric optimization of complex heat and power plants: development and use*. Novosibirsk: Academic publishing house "Geo", 2018. 145 p. doi: 10.21782/B978-5-6041446-0-2.
9. Gao Z, Huang W, Yin L, et al. Liquid-phase preparation of catalysts used in slurry reactors to synthesize dimethyl ether from syngas: *Effect of heat-treatment atmosphere*, *Fuel Processing Technology*. 2009;90:1442-1446.
10. Guang-jian L, Zheng L, Ming-hua W, et al. Energy savings by co-production: A methanol/electricity case study. *Applied Energy*. 2010;87:2854-2859.
11. Hetland J, Anantharaman R. Carbon capture and storage (CCS) options for co-production of electricity and synthetic fuels from indigenous coal in an Indian context. *Energy for Sustainable Development*. 2009;13:56-63.
12. Larson E, Fiorese G, Liu G, et al. Co-production of decarbonized synfuels and electricity from coal + biomass. *Energy Environ Science*. 2010;3:28-42.
13. Manzolini G, Macchi E, Gazzani M. CO<sub>2</sub> capture in Integrated Gasification Combined Cycle with SEWGS – Pt B: Economic assessment. *Fuel*. 2013;105:220-227.
14. Pellegrini L, Soave G, Gamba S, Lange S. Economic analysis of a combined energy–methanol production plant. *Applied Energy*. 2011;88:4891-4897.
15. Robinson K, Tatterson D. Economics on Fischer–Tropsch coal-to-liquids method updated. *Oil Gas J*. 2008;106:22-52.
16. Sajo P, Naik, Taegong Ryu, Vy Bui, et al. Synthesis of DME from CO<sub>2</sub> /H<sub>2</sub> gas mixture. *Chemical Engineering Journal*. 2011;167(1):362-368.
17. Sun S, Jin H, Gao L, et al. Study on a multifunctional energy system producing coking heat, methanol and electricity. *Fuel*. 2010;89:1353-1360.
18. Kler AM, Tyurina EA, Mednikov AS. A plant for methanol and electricity production: Technical-economic analysis. *Energy*. 2018;165:890–899.
19. Kler AM, Dekanova NP, Tyurina EA. *Thermal Power Systems: Optimization Studies*. Novosibirsk: Nauka; 2005.
20. Kler AM, Tyurina EA, Mednikov AS. Energy-technology installations for combined production of hydrogen and electricity with CO<sub>2</sub> removal systems. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2011;36(1):1230–1235 pp.
21. Kler AM, Zharkov PV, Epishkin NO. An effective approach to optimizing the parameters of complex thermal power plants. *Thermophysics and Aeromechanics*. 2016;23(2):289-296.

22. Kler AM, Tyurina EA. Production of products of deep coal processing: modeling of technologies, comparison of efficiency. *The burning and plasma chemistry* 2007; 4:276-81.
23. *Optimization studies of power plants and complexes*. Novosibirsk: Academic publishing house "Geo", 2016. 298 p.
24. Berezina LA, Matyshak VA, Korchak VN, et al. An in SITU IR spectroscopic study of methanol conversion on an SNM-1 catalyst. *Kinetics and Catalysis*. 2009;50(5):775-783.
25. Rozovskii AY, Lin GI. Fundamentals of methanol synthesis and decomposition. *Topics in Catalysis*. 2003;22(3-4):137-150.
26. Rozovsky AY, Lin GI. *The theoretical basis of the process of methanol synthesis*. М.: Chemistry, 1990. 272 p.
27. Skvortsov L. Explicit stabilized Runge-Kutta methods. *Computational Mathematics and Mathematical Physics*. 2011;51:1153–1166. doi: 10.1134/S0965542511070165.
28. Martin-Vaquero J, Kleefeld B. Extrapolated stabilized explicit Runge–Kutta methods. *Journal of Computational Physics*. 2016;326:141–155.

#### **Authors of the publication**

**Elina A. Tyurina** – Melentiev Energy Systems Institute SB RAS, 130, Lermontov str., Irkutsk, Russia.  
E-mail: tyurina@isem.irk.ru.

**Alexander S. Mednikov** – Melentiev Energy Systems Institute SB RAS, 130, Lermontov str., Irkutsk, Russia.  
E-mail: mednikov@isem.irk.ru.

**Pavel Yu. Elsukov** – Melentiev Energy Systems Institute SB RAS, 130, Lermontov str., Irkutsk, Russia.  
E-mail: els@isem.irk.ru.

**Поступила в редакцию**

**17 октября 2019 г.**