
УДК 621.311

**ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И СИНТЕТИЧЕСКОГО ЖИДКОГО ТОПЛИВА
НА ОСНОВЕ УГЛЯ ДЛЯ УСЛОВИЙ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ**

© 2020 г. Э. А. Тюрина^{1, 2, *}, А. С. Медников^{1, **}, П. Ю. Елсуков^{1, ***}

¹ФГБУН Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

²ФГБОУ ВО Иркутский национальный исследовательский технический университет,
Иркутск, Россия

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

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

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

Поступила в редакцию 09.06.2020 г.

После доработки 27.07.2020 г.

Принята к публикации 30.07.2020 г.

В статье представлены результаты исследований условий конкурентоспособности энерготехнологических установок (ЭТУ) комбинированного производства синтетического жидкого топлива – метанола и электроэнергии для энергоснабжения удаленных потребителей. Технично-экономическое обоснование этих условий основано на математическом моделировании и нелинейной оптимизации схем и параметров ЭТУ на базе моделей. Получены оптимальные показатели установок для углей различных месторождений восточных регионов РФ. Представлены результаты влияния состава топлива на выработку метанола и электроэнергии. Оценена конкурентоспособность полученного метанола. Исследования проводились для различных затрат на электроэнергию и уголь. Показано, что метанол, производимый на ЭТУ, конкурентоспособен с дорогостоящим привозным дизельным топливом уже в настоящее время.

Ключевые слова: уголь, метанол, электроэнергия, математическое моделирование, когенерация, распределенная энергетика

DOI: 10.31857/S0002331020050118

ВВЕДЕНИЕ

В энергетической стратегии России на период до 2030 г. одним из ключевых направлений развития энергетического сектора является малая распределенная энергетика. Особое значение малой энергетике – обеспечение надежного энергоснабжения в районах, удаленных от сетевой инфраструктуры [1, 2].

Одним из перспективных решений в указанном направлении является строительство энерготехнологических установок комбинированного производства электроэнергии и синтетических квалифицированных жидких топлив (КЖТ) вблизи угледобывающих предприятий отдаленных восточных регионов РФ. Это позволит обеспечить энергией удаленных потребителей, существенно расширить рынок сбыта продукции угледобывающей промышленности восточных регионов, улучшить экологическую обстановку.

В данной статье мы рассмотрим один из перспективных способов переработки угля в электроэнергию и КЖТ. Это газификация с получением обогащенного водородом и

оксидом углерода синтез-газа [3, 4], синтез КЖТ и выработка электроэнергии путем утилизации теплоты газификации, синтеза и сжигания продувочного газа, образующегося в процессе синтеза. В качестве КЖТ рассматривается экологически чистый энергоноситель – метанол [5].

Важной особенностью таких комбинированных процессов является их экологичность, что обусловлено высокими требованиями к чистоте синтез-газа катализаторов синтеза. Кроме того, эти процессы характеризуются низкими выбросами NO_x , связанными с небольшими объемами продувочных газов, сжигаемых в камере сгорания газовой турбины блока выработки электроэнергии. Также существует возможность утилизации CO_2 , что связано с низкими объемами дымовых газов блока выработки электроэнергии по сравнению с традиционными электростанциями. Энергоэффективность и экономическая целесообразность такой сложной технологии значительно выше, чем отдельных производств [6–8].

Основными способами изучения таких производств являются математическое моделирование и технико-экономическая оптимизация их схем и параметров.

Исследованиям энерготехнологических производств уделяется большое внимание мировых научных и производственных сообществ.

В работе [9] приводится подробная модель переработки угля в КЖТ на установке с различными газификаторами кипящего слоя. Три типа установок переработки угля в КЖТ с различными газификаторами (GSP, Shell, Texaco) исследуются с помощью термодинамического, технико-экономического анализа по количеству выбросов CO_2 . Также оценивается влияние выбора газификаторов на производительность процесса превращения угля в жидкое топливо.

В статье [10] представлены предложения по более чистому производству и устойчивому развитию технологии переработки угля в жидкость. Представлены модели переработки Lurgi, Texaco и Shell. Авторами проведен технико-экономический анализ исследования их эффективности с использованием результатов имитационного моделирования.

H. Zhou [11] и другие провели технико-экономические исследования установок на основе угля и сланцев для производства дизельного топлива и бензина. Они предложили методы повышения энергетической и экономической эффективности производственных процессов.

В статье [12] проведено детальное исследование совместного производства метанола и электроэнергии на основе угля/метана с двухуровневой системой регулирования. Потенциальная осуществимость системы проверена с помощью термодинамических исследований.

В работе [13] представлен технико-экономический анализ системы полигенерации метанола и электроэнергии на основе частичной газификации угля. Авторы провели его с использованием программного комплекса Aspen Plus и изучили влияние температуры синтеза метанола и коэффициента рециркуляции газа на производительность системы. Получены детальные экономические данные. Система полигенерации сравнивается с ПГУ на угле.

Анализ показывает, что исследования технологий производства электрической, тепловой энергии и КЖТ, в основном, основаны на термодинамическом анализе эффективности. Для сложных технических систем, таких как ЭТУ, исследования проводятся с помощью вариантных расчетов. Оптимизационных исследований сложных комбинированных систем на основе детальных моделей энергетических и технологических элементов, с учетом нелинейности происходящих в них процессов, не проводится. В то же время, без такого анализа невозможно получить оптимальные технические решения и достаточно объективные экономические показатели, чтобы определить условия конкурентоспособности изучаемых технологий. Данная работа настроена на поиск решения вышеуказанных проблем.

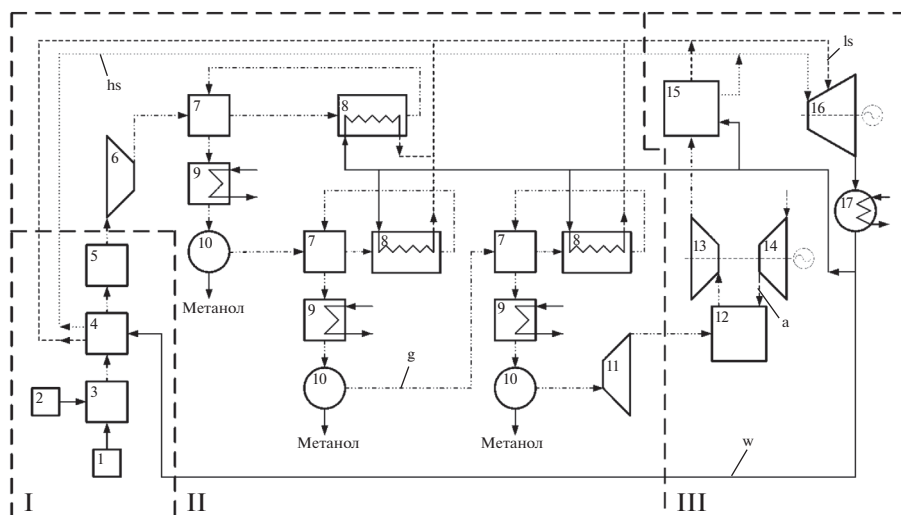


Рис. 1. Технологическая схема ЭТУ: g – газ, а – воздух, w – вода, ls – пар низкого давления, hs – пар высокого давления; I – блок газификации, II – блок синтеза метанола, III – энергетический блок; 1 – система подготовки и подачи топлива, 2 – система получения кислорода, 3 – газогенератор, 4 – система охлаждения продуктов газификации, 5 – система очистки продуктов газификации, 6 – компрессор синтез-газа, 7 – регенеративный газо-газовый теплообменник, 8 – реакторы синтеза метанола, 9 – конденсатор, 10 – сепаратор метанола, 11 – расширительная турбина, 12 – камера сгорания газовой турбины, 13 – газовая турбина, 14 – воздушный компрессор, 15 – котел-утилизатор, 16 – паровая турбина, 17 – конденсатор паровой турбины.

Целью работы является математическое моделирование и получение оптимальных схем и параметров ЭТУ для условий распределенной генерации на основе углей восточных регионов России.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭТУ

ЭТУ синтеза метанола можно условно представить тремя блоками: блоком газификации угля, блоком синтеза метанола и энергетическим блоком. Упрощенная технологическая схема приведена на рис. 1.

В блоке газификации реализуются процессы газификации угля в газогенераторах с псевдосжиженным слоем, охлаждение продуктов газификации, их очистка. Пар высокого и низкого давления, образующиеся в этом блоке, направляются в энергетический блок для производства электроэнергии.

В блоке синтеза метанола происходит каталитический синтез метанола и генерация пара низкого давления для подачи его в энергетический блок. Блок имеет несколько последовательных уровней синтеза с различным количеством реакторов, работающих параллельно.

В энергоблоке осуществляется сжигание непрореагировавшего синтез-газа, поступающего из блока синтеза, охлаждение продуктов сгорания и выработка электроэнергии газовыми и паровыми турбинами.

Рассматриваемая ЭТУ представляет из себя комбинированную техническую систему, включающую как технологические, так и энергетические элементы оборудования со сложной схемой разнородных технологических связей. Моделирование установок такого уровня является непростой задачей. Основной путь исследования таких уста-

новок – математическое моделирование и проведение численных экспериментов на моделях. В связи с большой размерностью расчетной схемы ЭТУ использовался метод декомпозиции. Суть метода заключается в том, что в технологической схеме ЭТУ на основании анализа выделяется несколько частей, связи между которыми немногочисленны и для каждой части строится своя математическая модель. Затем происходит увязка математических моделей частей ЭТУ между собой. Согласно этому подходу, создавались математические модели для блоков ЭТУ (рис. 1). Модели разрабатывались с использованием программно-вычислительного комплекса Система машинного построения программ (СМПП), разработанного в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН [14, 15]. Данный программный комплекс на основании информации о математических моделях отдельных элементов блоков, технологических связях между ними и целях расчета автоматически генерирует математическую модель блока в виде программы расчета на языке Fortran.

Математическая модель блока газификации включает модели реакционных камер газогенераторов, надслоевого пространства, конвективных газоводяных теплообменников и системы очистки синтез-газа. Состав продуктов газификации и температура процесса находятся из совместного решения уравнений закона действующих масс для реакций конверсии СО и CH_4 водяным паром, уравнений теплового баланса и материальных балансов по отдельным химическим элементам. Уравнение теплового баланса учитывает перенос тепла от кипящего слоя к экранам труб. Математические модели теплообменников предназначены для определения требуемой площади поверхности нагрева и других конструктивных характеристик. Модели позволяют проводить тепловые, гидравлические и аэродинамические расчеты, определить температуру металла труб и действующие в металле механические напряжения. В математических моделях системы очистки продуктов газификации (циклонов, скрубберов, абсорберов) определяются: эффективность улавливания вредных компонентов, тепловые потери, аэродинамическое сопротивление и конструктивные характеристики агрегатов и др.

Математическая модель блока синтеза метанола включает модели компрессоров синтез-газа, каталитического реактора, регенеративных газо-газовых теплообменников и конденсаторов.

Модель компрессора используется для определения механической мощности и температуры газа на выходе.

В настоящей работе рассматривались цилиндрические реакторы синтеза метанола, состоящие из нескольких адиабатных зон, заполненных катализатором, между которыми встроены теплообменники для отвода тепла синтеза.

Математические модели встроенных теплообменников содержат уравнения теплового баланса, теплопередачи и определения гидравлических и аэродинамических сопротивлений. Наряду с этими зависимостями модель конденсатора включает в себя уравнения, определяющие распределение CH_3OH и H_2O между жидкой и газообразной фазами. Уравнение теплового баланса учитывает тепловыделение при конденсации CH_3OH и H_2O .

Математическая модель энергетического блока включает модели расширительной и газовой турбин, воздушного компрессора, камеры сгорания продувочного газа, отсеков паровой турбины, конденсатора паровой турбины, регенеративных подогревателей и котла-утилизатора.

Модели турбин и компрессора служат для определения изменения параметров рабочего тела в процессе расширения или сжатия и расчета выработки или потребления электроэнергии. В модели газовой турбины учитывается снижение тепловой эффективности в связи с охлаждением проточной части воздухом, а в модели паровой турбины при работе в области влажного пара.

Таблица 1. Состав и теплотворная способность углей на рабочую массу

Месторождение	C	H	S	O	N	H ₂ O	A	Q_H^P , МДж/кг
Ургальское	0.467	0.033	0.0034	0.077	0.0076	0.102	0.31	18.16
Долинское	0.445	0.034	0.003	0.125	0.01	0.131	0.252	17.76
Солнцевское	0.43	0.034	0.0024	0.126	0.0066	0.221	0.18	16.25
Раковское	0.27	0.022	0.001	0.1	0.004	0.43	0.173	9.83

Математическая модель камеры сгорания состоит из уравнений теплового и материального балансов. Модель предназначена для определения состава продуктов сгорания и требуемого расхода воздуха при заданной температуре продуктов сгорания на выходе из камеры.

Математические модели теплообменников котла-утилизатора включают системы уравнений, аналогичные системам уравнений теплообменников блока газификации.

Математическая модель ЭТУ в целом содержит более 2000 параметров и сотни алгебраических и трансцендентных уравнений. Система уравнений, описывающая всю технологическую схему установки, решается итерационным методом Зейделя [16, 17].

Математические модели ЭТУ предназначены для конструкторского расчета компонентов установки: поверхностей нагрева теплообменников; объема катализатора в реакторах; мощности привода насосов и компрессоров; мощности газовых и паровых турбин; скорости потоков и термодинамические параметры продуктов газификации, продуктов сгорания, воды и пара в различных точках схемы. Рассчитанная технологическая схема ЭТУ позволяет определить такие технико-экономические показатели, как производство метанола и электроэнергии (при заданном потреблении угля), КПД установки, масса катализатора, площади поверхностей нагрева теплообменников, капитальные вложения, эксплуатационные расходы и т.д.

Более подробно используемые в работе методы, подходы и математические модели описаны в работах [14–19].

ИССЛЕДОВАНИЯ ЭТУ

Целью исследований, проводимых с использованием математической модели ЭТУ, является определение оптимальных параметров установок и изменение их экономических показателей в зависимости от внешних условий.

Это необходимо для оценки перспектив применения этого метода использования углей для энергоснабжения удаленных регионов России.

Оригинальная методология и программно-вычислительный комплекс для схемно-параметрической оптимизации сложных теплоэнергетических и энерготехнологических установок различных типов создана в ИСЭМ СО РАН. Для решения задач нелинейного программирования используется метод “с памятью”. Он основан на сочетании известных методов “погружения” и “возможных направлений” и показал высокую эффективность в применении [17]. На этой основе проведены исследования. Они позволили найти решения, наилучшие как по энергетической, так и экономической эффективности.

Оптимизация схем и параметров ЭТУ выполнена для углей четырех месторождений восточных регионов России. Состав углей на рабочую массу приведен в табл. 1.

Анализ схемы ЭТУ показал, что соотношение между производством метанола и выработкой электроэнергии оказывает наибольшее влияние на технико-экономические показатели установки. Основными параметрами, влияющими на это соотношение, являются состав дутья в газогенератор, что определяет состав синтез-газа, и количество параллельно работающих реакторов в ступенях блока синтеза, что обуславливает

Таблица 2. Состав синтез-газа

Уголь	Дутье (кг/с)		Состав синтез-газа, кг/с (кмоль/с)			
	H ₂ O	O ₂	CO ₂	N ₂	CO	H ₂
Долинский	0.7	0.41	0.691 (0.0157)	0.039 (0.0014)	3.272 (0.1169)	0.395 (0.1975)
Ургальский	0.5	0.34	0.6854 (0.0156)	0.051 (0.0018)	3.44 (0.123)	0.327 (0.1634)
Раковский	0.5	0.39	0.634 (0.0144)	0.0338 (0.0012)	3.027 (0.1081)	0.32 (0.1599)
Солнцевский	0.2	0.27	0.367 (0.0083)	0.02 (0.0007)	1.517 (0.0542)	0.205 (0.1023)

степень превращения синтез-газа в метанол. Следует отметить, что количество кислорода для газификации определялось из условия обеспечения требуемой температуры газификации для заданного расхода пара. В работе рассматриваются варианты ЭТУ с различными значениями этих параметров.

Математическая постановка задачи оптимизации представлена следующим образом:

$$\min_{dw, dk, st} C_{meth}(x, y, dw, dk, st, B_f, K_I, P_{meth}, P_{el}, c_f, c_{el}, IRR_z)$$

при условиях

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

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

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

$$IRR = IRR_z,$$

где, x – вектор оптимизируемых параметров; y – вектор зависимых вычисляемых параметров; H – вектор ограничений-равенств; G – вектор ограничений-неравенств; x_{\min} , x_{\max} – векторы граничных значений оптимизируемых параметров; dw, dk – удельное (на кг угля) потребление пара и кислорода на дутье в газогенератор; C_{meth} – цена метанола; B_f – годовой расход топлива, K_I – капвложения в ЭТУ; P_{el} – годовое производство электроэнергии; P_{meth} – годовое производство метанола; c_{el} – цена электроэнергии; c_f – цена угля; IRR_z – внутренняя норма возврата; st – количество ступеней синтеза.

Вектор независимых оптимизируемых параметров включает температуры, энтальпии, давления и расходы рабочих тел установки, объем катализатора на участках реактора синтеза и др. Система ограничений содержит условия на неотрицательность конечных температурных напоров теплообменников, перепадов давлений вдоль проточной части паровых и газовых турбин, соблюдение расчетных температур и механических напряжений металла труб теплообменников, минимальных и максимальных температур синтеза и газификации и др.

Исходная технико-экономическая информация получена на основе предыдущих исследований, проведенных в ИСЭМ СО РАН и посвященных технологиям преобразования твердого топлива в синтетическое жидкое и газообразное, а также анализу сметных затрат на производство метанола и электроэнергии. Учтено удорожание строительно-монтажных работ для условий рассматриваемых регионов, стоимость угля и электроэнергии [19–24].

В таблице 2 показаны оптимальные составы синтез-газа, на рис. 2 – оптимальное количество ступеней синтеза для каждого варианта ЭТУ.

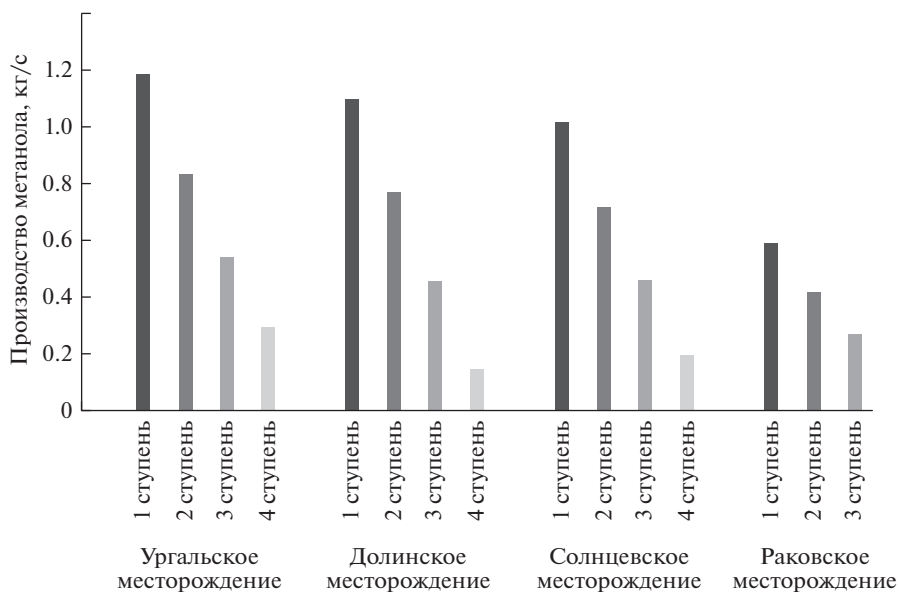


Рис. 2. Оптимальное количество ступеней синтеза.

Видно, что применение в блоке синтеза метанола новых прямоточных реакторов обеспечивает возможность использования синтез-газа с меньшим от стехиометрически необходимого соотношением H_2/CO (табл. 2).

Производительность проточных реакторов синтеза, в отличие от реакторов с рециркуляцией, значительно повышается (почти в 2 раза) за счет более высокого расхода продувочных газов блока синтеза, т.к. они работают на синтез-газе лучшего состава. Энергетические потери уменьшаются, а избыток CO сгорает в энергоустановке, что позволяет отказаться от дорогого блока конверсии CO , уменьшить подачу водяного пара в газогенераторы и одновременно увеличивает энергетическую эффективность использования химической энергии угля.

Также варианты различаются расходами газифицирующего агента для поддержания заданной температуры газификации (1173 К).

Видно, что ЭТУ на основе углей Раковского месторождения имеет три ступени синтеза, в то время как другие варианты представлены четырьмя ступенями. Это обусловлено тем, что синтез-газ, получаемый из “бедных” углей Раковского месторождения, имеет самое малое соотношение H_2/CO и соответственно самый малый выход метанола.

Основные технико-экономические показатели исследуемых вариантов представлены в табл. 3. На рисунке 3 показано годовое производство электроэнергии и метанола по вариантам.

Анализ представленных результатов позволяет сделать следующие выводы.

ЭТУ производства метанола имеет достаточно высокий термический коэффициент полезного действия: около 62–71% по сравнению с 55% для традиционных технологических установок производства метанола на угле.

При заданной рентабельности производства (IRR равна 24%) наиболее эффективным как с энергетической (KPD равен 71%), так и экономической (цена метанола 395.89 долл./т у.т.) точек зрения является вариант ЭТУ на угле Ургальского месторождения. Эти угли являются наиболее калорийными, а состав синтез-газа на их основе

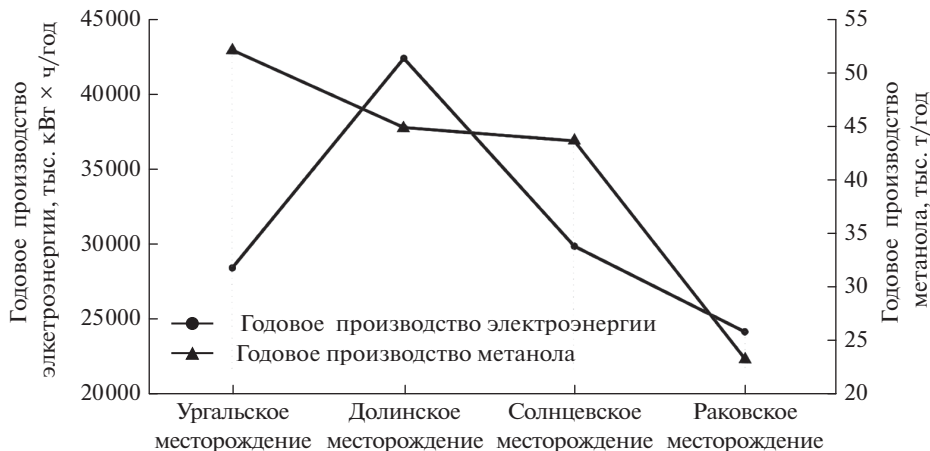


Рис. 3. Годовое производство электроэнергии и метанола по вариантам.

Таблица 3. Оптимальные технико-экономические показатели исследуемых вариантов

Показатель	Ургальское месторождение	Долинское месторождение	Солнцевское месторождение	Раковское месторождение
Годовой расход катализатора, тыс. т.	204.12	227.28	197.98	83.62
Годовой расход условного топлива, т у.т.	81780.49	79974.34	73195.40	44282.06
Годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч	28436.9	42335.8	29844.7	24211.5
Мощность компрессора, кВт				
воздушного	3280.76	4301.89	3162.97	2417.22
кислородного	840.89	697.27	798.60	562.09
синтез-газа	1426.97	1307.94	1221.23	713.04
Мощность газовой турбины, кВт	2739.77	3401.20	2642.72	2079.48
Мощность расширительной турбины, кВт	186.27	217.65	175.95	134.56
Мощность паровой турбины, кВт	7031.83	7667.67	6966.82	5449.08
Полезная мощность установки, кВт	4062.42	6047.97	4263.53	3458.79
Полная электрическая мощность установки, кВт	5895.45	5238.55	5521.96	4204.33
Капиталовложения в установку, тыс. долл.	28864.44	26650.78	24771.06	14098.39
Годовое производство метанола, тыс. т у.т./год	52.04	44.83	43.57	23.35
Цена угля, долл./т у.т.	54.59	64.76	53.45	57.28
Цена метанола, долл./т у.т.	395.89	428.22	406.28	450.32
Цена электроэнергии, долл./кВт·ч	0.07	0.065	0.065	0.05
Термический КПД, %	71	66	67	62

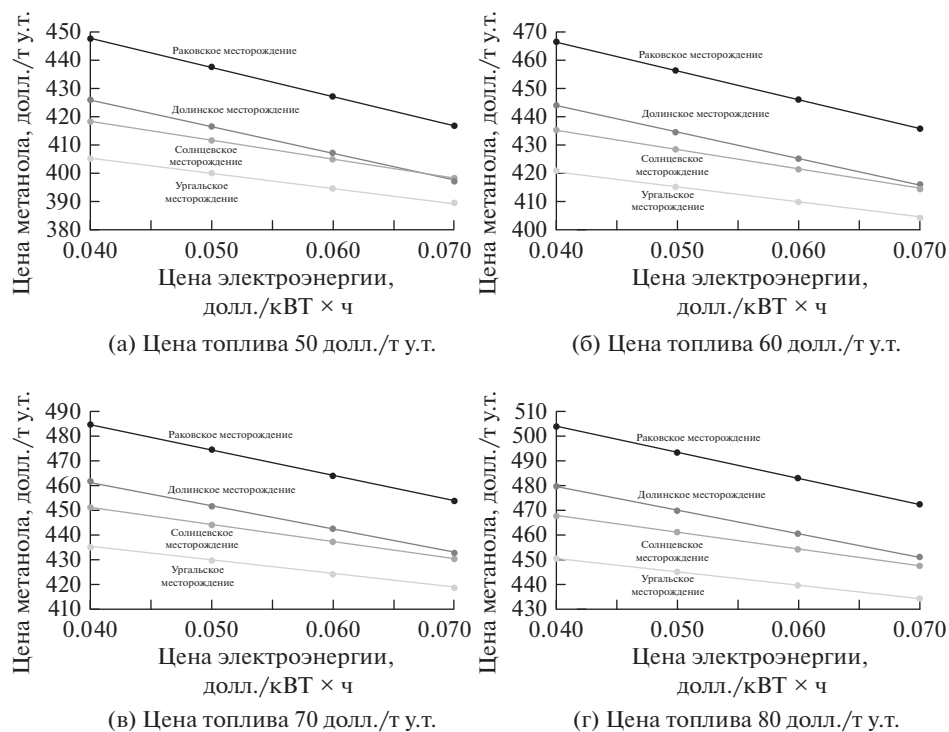


Рис. 4. Зависимости стоимости метанола от стоимости электроэнергии при заданной стоимости угля.

имеет самое высокое соотношений H_2/CO . Самые низкие показатели имеет вариант ЭТУ на угле Раковского месторождения (КПД равен 62%, цена метанола 450.32 долл./т у.т.). Таким образом, цена на производимый метанол в оптимальных вариантах ЭТУ меняется в указанном диапазоне на 12%.

Ниже представлено исследование чувствительности вариантов ЭТУ к изменению внешних условий (цен на электроэнергию и уголь, рис. 4). Из рисунка видно, что цена на производимый на ЭТУ метанол изменяется в диапазоне 388–504 долл./т у.т. Как показал анализ стоимости дизельного топлива в рассматриваемых регионах, диапазон ее изменения составляет 595–826 долл./т у.т. [22–24]. Таким образом, очевидно, что уже в настоящее время метанол, произведенный на ЭТУ, может составить конкуренцию дорогому привозному дизтопливу. В будущем эта тенденция может улучшиться.

ВЫВОДЫ

Разработаны эффективные, с точки зрения адекватности отображения исследуемых процессов, математические модели ЭТУ на основе углей различных месторождений восточных регионов России. При их использовании проведена технико-экономическая оптимизация схем и параметров установок. Получены оптимальные параметры вариантов ЭТУ. Оценены условия конкурентоспособности исследуемых установок. Сделаны следующие основные выводы.

Качественные характеристики исходного топлива имеют значительное влияние на эффективность производств. Цена на производимый метанол в оптимальных вариантах ЭТУ на углях различного состава меняется в пределах 12%.

ЭТУ производства метанола имеет высокий термический коэффициент полезного действия: около 62–71% по сравнению с 55% для традиционных технологических установок производства метанола на угле.

Применение прямоточных реакторов синтеза метанола с промежуточным охлаждением синтез-газа питательной водой между слоями катализатора позволяет использовать для синтеза синтез-газ с меньшим (по сравнению со стехиометрическим) соотношением H_2/CO . Это обеспечивает отсутствие дорогостоящей системы конверсии CO в блоке синтеза.

Исследована чувствительность вариантов ЭТУ к изменению внешних условий (цена на электроэнергию и уголь). Показано, что цена на производимый на ЭТУ метанол изменяется в диапазоне 388–504 долл./т у.т. На основе анализа стоимости дизельного топлива в восточных регионах России сделан вывод, что уже в настоящее время метанол, произведенный на ЭТУ, конкурентоспособен по сравнению с дорогим привозным дизтопливом.

Работа выполнена в рамках научного проекта III.17.1.1. Программы фундаментальных исследований СО РАН, рег. № АААА-А17-117030310433-6.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Белкин А.П., Дубова А.В. Энергоэффективность. Пример, заслуживающий внимания // Энергетик. 2016. № 4.
2. Энергетическая стратегия России на период до 2030 г. // <http://minenergo.gov.ru/node/1026>
3. Klavins M., Bisters V., Burlakovs J. Small Scale Gasification Application and Perspectives in Circular Economy. Environmental and Climate Technologies. 2018. V. 22. P. 42–54. <https://doi.org/10.2478/rtuect-2018-0003>
4. Gulum M., Bilgin A. An Experimental Optimization Research of Methyl and Ethyl Esters Production from Safflower Oil. Environmental and Climate Technologies. 2018. V. 22. P. 132–148. <https://doi.org/10.2478/rtuect-2018-0009>
5. <https://www.methanol.org/>
6. Basile A., Dalena F. Methanol: Science and Engineering. 1st Edition. Elsevier, 2017.
7. Higman C. GSTC syngas database: 2017. [Accessed 27.02.2020]. Available: <http://worldctx.com/wpcontent/uploads/HigmanGSTC2017.pdf>
8. Liu G., Larson E.D. Gasoline from Coal via DME with Electricity Co-production and CO₂ Capture. Energy Procedia. 2014. V. 63. P. 7367–7378.
9. Qin Sh., Chang Sh., Yao Q. Modeling, thermodynamic and techno-economic analysis of coal-to-liquids process with different entrained flow coal gasifiers. Applied Energy. 2018. V. 229. P. 413–432.
10. 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. J. Cleaner Production. 2020. V. 253. P. 120006.
11. Zhou H., Yang S., Xiao H., Yang Q., Qian Y., Gao L. Modeling and techno-economic analysis of shale-to-liquid and coal-to-liquid fuels processes. Energy. 2016. V. 109. P. 201–210.
12. Lv L., Zhu L., Li H., Li B. Methanol-power production using coal and methane as materials integrated with a two-level adjustment system. J. Taiwan Institute of Chemical Engineers. 2019. V. 97. P. 346–355.
13. Ye Ch., Wang Q., Zheng Y., Li G., Zhang Z., Luo Z. Techno-economic analysis of methanol and electricity poly-generation system based on coal partial gasification. Energy. 2019. V. 185. P. 624–632.
14. Оптимизационные исследования энергетических установок и комплексов / Под ред. Клера А.М., Тюриной Э.А.; РАН, Сиб. отд-ние, Ин-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева. Новосибирск: Академическое изд-во “Гео”, 2016. 298 с.
15. Эффективные методы схемно-параметрической оптимизации сложных теплоэнергетических установок: разработка и применение / Под ред. Клера А.М.; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева. Новосибирск: Академическое изд-во “Гео”, 2018. 210 с.
16. Теплосиловые системы: Оптимизационные исследования / А.М. Клер, Н.П. Деканова, Э.А. Тюрина и др. Новосибирск: Наука, 2005. 236 с.
17. Mazumder S. Solution to a System of Linear Algebraic Equations. Numerical Methods for Partial Differential Equations. 2016. P. 103–167.
18. Luenberger D.G., Ye Yi. Linear and Nonlinear Programming. N.Y.: Springer, 2008.
19. Kler A.M., Tyurina E.A., Mednikov A.S. A plant for methanol and electricity production: Technical-economic analysis. Energy. 2018. V. 165. P. 890–899.
20. Oil and Gas J. “InfoFEC”. Analytics, documents, facts. 2020. P. 1.

21. Federal State Statistics Service [Online]. [Accessed 27.02.2020]. Available: <https://www.gks.ru/folder/10705>
22. Regional Energy Commission of the Sakhalin Region [Online]. [Accessed 27.02.2020]. Available: <http://rec.admsakhalin.ru/taify/?%D0%92%D0%BD%D0%B5%D1%88%D0%BD%D1%8F%D1%8F>
23. “Far Eastern Energy Company” Branch of “Khabarovskenergosbyt” [Online]. [Accessed 27.02.2020]. Available: https://www.dvec.ru/khabsbyt/private_clients/tariffs/
24. “Far Eastern Energy Company” Branch of “Dalenergosbyt” [Online]. [Accessed 27.02.2020]. Available: https://www.dvec.ru/dalsbyt/private_clients/tariffs/

Environmentally Friendly Technologies for the Production of Electricity and Synthetic Liquid Fuel Based on Coal for Distributed Generation Conditions

E. A. Tyurina^{a, b, *}, A. S. Mednikov^{a, **,}, and P. Yu. Elsukov^{a, *}**

^a*Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (ESI SB RAS),
Irkutsk, Russia*

^b*Federal State Budget Educational Institution
of Higher Education Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia*

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

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

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

The article presents the results of studies of the competitiveness conditions of energy technology installations (ETI) of the combined production of synthetic liquid fuels – methanol and electricity for energy supply to remote consumers. The feasibility study of these conditions is based on mathematical modeling and non-linear modification of schemes and parameters of ETI based on models. The optimal plant performance was obtained for various deposits in the eastern regions of the Russian Federation. The results of the influence of fuel composition on the production of methanol and electricity are presented. The competitiveness of the obtained methanol was evaluated. Studies were conducted for various costs of electricity and coal. It is shown that methanol produced at ETI is competitive with expensive imported diesel fuel already at present.

Keywords: coal, methanol, electricity, mathematical modeling, cogeneration, distributed energy