

Перспективы жидкого моторного топлива из угля в России, и какие технологии нужны нашей угольной промышленности

СТЕПАНОВ

Сергей Григорьевич
Генеральный директор
ООО "Энерготехнологическая
компания "Термококс",
доктор техн. наук

ИСЛАМОВ

Сергей Романович
Управляющий филиалом
ООО "СибНИИУглеобогащение",
доктор техн. наук

Приведен анализ технологий прямого и непрямого ожижения угля, уровня инвестиций и операционных затрат на получение жидких моторных топлив из нефти, угля и природного газа. Показано, что для условий России производство жидких моторных топлив из угля было бы экономически целесообразно при себестоимости добычи нефти в ~4 раза выше существующего уровня, а себестоимости добычи природного газа – в 3 раза.

На основе трендов развития основных потребителей угольной продукции – энергетики, ЖКХ и металлургии – сформулированы перспективные для угольной промышленности технологии и комплексные технологические решения.

Ключевые слова: топливо, энергия, уголь, нефть, природный газ, ожижение угля, технология, кластер, окружающая среда.

Контактная информация: e-mail: StepanovSG@termokoks.ru

Поводом для написания данной статьи стала экспертная дискуссия по технологиям угольной промышленности, организованная Минэнерго РФ, целью которой является формирование перечня отраслевых критических технологий согласно распоряжению Правительства РФ от 03.07.2014 № 1217-р. Данный перечень должен включить наиболее перспективные инновационные проекты, реализация которых будет являться инструментом модернизации российского ТЭК. Сам перечень критических технологий для обсуждения готовила Высшая школа экономики (ВШЭ), и по направлению "переработка угля" ею было отобрано и представлено 16 технологий, из которых 13 направлены на получение жидких моторных топлив из угля и 3 – на получение горючего газа из угля. Хотя спектр технологий переработки угля, в том числе крупнотоннажных, гораздо шире.

Почему эта работа была поручена ВШЭ, а не профильной (угольной или энергетической) организации, понятно. Предполагалось, что ВШЭ, не имея корпоративных интересов в ТЭК, даст беспристрастную экономическую оценку существующим и разрабатываемым технологиям и выделит "критические" для российской экономики. Или сделает их ранжирование по "критичности".

Почему привлекательна идея "бензин из угля"?

Тема синтетического жидкого топлива (далее – СЖТ) из угля не нова и очень притягательна, особенно для угольщиков. Сбыт угля ограничен, экспорт угля подвержен колебаниям мировых цен и потому ненадёжен, возможности для немедленного наращивания добычи есть почти у всех, конкуренция на угольном рынке высока, поэтому угольные компании остро заинтересованы в новых рынках сбыта. Выйти на рынок с таким ликвидным товаром, как бензин и дизельное топливо – это прорыв, это выход из тесной бухты угольного бизнеса в открытый океан. ВШЭ тоже, похоже, не избежала обаяния идеи "бен-

зин из угля" и решила, что уж это-то направление – точно "критическое". Такая красивая идея не может быть экономически неэффективной, так как угля у нас много и он дешёв.

Мы далее будем использовать термин СЖТ, хотя строго говоря, жидкие моторные топлива, получаемые методами прямого ожижения угля, не являются в полной мере "синтетическими", но более подходящий для них и употреблявшийся ранее термин "искусственные жидкие" недавно стали применять для водоугольных и других композиционных топлив, и это может ввести в заблуждение.

Наибольшее развитие направление "СЖТ из угля" получило в Германии в 30-40-е годы XX века, в ЮАР начиная с 50-х после введения эмбарго и в Китае начиная с 2000-х в рамках государственной программы энергетической безопасности. Во всех трёх случаях стимулом для развития этого направления являлся ограниченный доступ к нефтяному сырью.

Следует отметить, что подавляющая часть разрабатываемых и реализованных технологий глубокой переработки угля (не только ожижения) является продолжением работ, проводимых в Германии в 20-40-е годы XX века. В предвоенной Германии, лишенной доступа к нефтяным источникам, но имевшей значительные запасы угля, назревал острый дефицит топлива, необходимого, прежде всего, для военной техники. Именно тогда была реализована беспрецедентная по масштабу государственная программа создания новой отрасли промышленности – углехимии с очень широким спектром продукции – от бензина и дизтоплива до пищевого маргарина.

В России на ближайшие десятилетия не предвидится дефицита нефти, скорее наоборот, если сбудется прогноз о сокращении экспорта. Поэтому закономерен вопрос – является ли получение СЖТ из угля "критической технологией" для модернизации российской экономики? В том, что СЖТ из угля придут на смену моторным топливам из нефти и природного газа (из него тоже производят жидкие моторные топлива, и это дешевле, чем из угля) после исчерпания их запасов, сомнений нет. Но насколько целесообразны и эффективны инвестиции в проекты СЖТ из угля для модернизации российской экономики, то есть на ближайшую и среднесрочную перспективу?

В угольные компании с завидной регулярностью поступают бизнес-планы и технико-коммерческие предложения от разработчиков технологий СЖТ. При оценке экономической эффективности своих проектов они, как правило, сопоставляют себестоимость СЖТ из угля с ценой моторных топлив из нефти – иногда с оптовой ценой у производителей, а зачастую с ценой "на бензоколонке". Насколько это корректно?

Моторные топлива – бензины и дизтоплива различных марок и назначений – являются объектами налогообложения и подакцизной продукцией, причём Налоговый кодекс РФ (см. статью 181 НК РФ) не делает исключения или ранжирования акцизов для топлив и ГСМ, полученных нестандартными (т.е. не в процессе переработки нефти) способами. В этой связи целесообразно проанализировать структуру стоимости моторных топлив нефтяного происхождения и сопоставить их производственную себестоимость с себестоимостью получения СЖТ.

Сколько стоит бензин из нефти на НПЗ?

Структура себестоимости бензина АИ-92 приведена в таблице 1, данные опубликованы на сайте Российского топливного союза (www.rfu.ru). Структура цены других видов

и марок моторного топлива не столь уж сильно отличается от структуры цены бензина, чтобы повлиять на результаты приведенного далее анализа.

Таблица 1 – Обобщенная структура цены 1 тонны АИ-92 на январь 2016 г.

№	Составляющие конечной цены бензина	Руб./т	Доля в цене
1.	Себестоимость добычи нефти	5 263	11,7%
2.	Переработка, транспорт (и нефти, и бензина)	3 756	8,4%
3.	Налоги (НДПИ, акциз, НДС и пр.)	25 717	57,4%
4.	Прибыль (в оптовом и розничном звене)	6 796	15,2%
5.	Затраты на содержание АЗС	3 247	7,3%
	Конечная цена бензина	44 779 руб./т или 34,48 руб./л	100,00%

Что следует из таблицы?

Производственная себестоимость бензина АИ-92 (поз. 1-2 таблицы 1) составляет 9 019 руб./т или 20,1% от конечной цены "на пистолете". Это усредненные данные по РФ, они отличаются по регионам и производителям, но для цели нашего анализа их достаточно.

В конечной цене бензина 72,61% – это налоги и маржинальная прибыль участников нефтяного рынка, причём прямые налоги и акцизы – 57,4% (в США эта доля – менее 15% [1]), плюс к этому что-то из маржинальной прибыли и затрат на содержание АЗС достаётся государству в виде налога на прибыль, ЕСН, НДС и т.п. То есть львиную долю доходов от продажи ГСМ забирает государство и именно поступления от нефтегазового комплекса составляют основу бюджета страны – их доля превышает 50% федерального бюджета [2-3]. Этим же объясняется тот факт, что резкие колебания цен на мировом нефтяном рынке практически не влияют на цены ГСМ на российских АЗС, эти цены полностью контролирует государство.

Далее проанализируем, может ли СЖТ из угля составить конкуренцию моторным топливам из нефти?

Общеизвестно, что сдерживающим фактором широкого распространения в мире СЖТ из угля являются высокие инвестиционные затраты. Высокие – это сколько?

Сколько стоит завод СЖТ из угля?

Размер инвестиций в производство СЖТ из угля непрямым ожижением (газификация угля + синтез жидких углеводородов из смеси СО и Н₂) хорошо известен, т.к. в промышленном масштабе в мире реализовано более 150 установок газификации угля различного назначения (для внутрицикловой газификации в энергетике, для синтеза метанола, аммиака, СЖТ и др. продуктов оргсинтеза) [4] и несколько крупных (0,7÷7 млн т/год) заводов синтеза моторных топлив из синтез-газа, получаемого конверсией природного газа и попутных газов нефтедобычи и нефтепереработки [5]. При мощности завода на уровне 3 млн т СЖТ из угля в год удельные инвестиции составляют ~1500 долл. на 1 т/год [6-8]. Для сравнения – инвестиции в завод производства СЖТ из природного газа примерно втрое ниже [6, 9].

Один из авторов статьи принимал участие в качестве эксперта в переговорах о строительстве завода по технологии SASOL (ЮАР, непрямое ожижение угля) в России. Руководством компании SASOL была озвучена величина удельных инвестиций – от 60 до 120 тыс. долл./bbd (bbd – баррелей в сутки) в зависимости от масштаба производства. В

пересчете на 1 т/год это от 1428 до 2856 долл. (1 баррель = 0,1364 т, период эксплуатации – 310 сут./год).

Информации по инвестициям в установки прямого ожижения угля мало, так как после Второй мировой войны реализованных проектов промышленного масштаба, кроме недавно построенного завода в Китае, нет. Данные о китайском заводе противоречивы, а для наших условий ещё и не очень представительны. Внутренние китайские цены существенно отличаются и от российских, и от мировых. Так, например, удельные инвестиции в строительство угольной ТЭС в Китае не превышают 800 долл./кВт [10], в то время как в России (до роста курса доллара в конце 2014 г.) они составляли ~1900 долл./кВт [11].

Для оценки будем использовать данные по инвестициям в процесс прямого ожижения угля BCL (Brown Coal Liquefaction) [12], внедряемый в Индонезии консорциумом японских компаний (NEDO, Kobe Steel, Sojitz и др.):

- ✓ завод мощностью по СЖТ 0,57 млн т/год – 1,2 млрд долл.;
- ✓ завод мощностью по СЖТ 1,15 млн т/год – 2,0 млрд долл.;
- ✓ завод мощностью по СЖТ 2,3 млн т/год – 3,6 млрд долл.

Удельные капитальные затраты на 1 т СЖТ в год – от 1565 долл. при мощности 2,3 млн СЖТ в год до 2105 долл. при мощности 0,57 млн т в год. Эти данные хорошо коррелируют с другими экспертными оценками [6-8].

В [13] приведены данные по модулю гидрогенизации канско-ачинского угля мощностью 246,6 тыс. т/год по бензину и 543 тыс. т/год по дизтопливу (итого 789,6 тыс. т/год) при капитальных затратах 9,346 млрд руб. Удельные инвестиции (11 836 руб. на 1 т/год) примерно в 6 раз меньше тех, что приведены выше для технологии BCL. Следует отметить, что технология гидрогенизации канско-ачинского угля (разработчик – Институт горючих ископаемых, далее – ИГИ) была в 80-е годы реализована только в масштабе укрупненной лабораторной установки 5 т/сут. по СЖТ, и либо нет серьезной проектной проработки промышленного модуля, либо сметные расчёты 80-х некорректно проиндексированы в современных ценах.

Приведенный анализ удельных инвестиций показывает, что для крупномасштабного производства СЖТ (~3 млн т/год) достоверна величина 1500 долл. на 1 т СЖТ в год. Причём, это "оценка снизу", так как условия строительства в Сибири, где сосредоточены основные запасы угля, более суровые, чем в Индонезии или ЮАР.

Подтверждением тому служит информация, приведенная на проходившей в январе 2016 г. научно-практической конференции "Перспективы развития углехимии в России: наука, технологии и производства" в докладе АО "Атомредметзолото", посвящённом перспективе создания комплекса по переработке угля в синтетическое жидкое топливо в г. Краснокаменске Забайкальского края. Стоимость действующего в Китае завода по производству СЖТ из угля (непрямое ожижение) производительностью 1 млн СЖТ в год – 3,1 млрд долл./год, а планируемого завода в г. Краснокаменске на 0,5 млн СЖТ в год – 2,2 млрд долл./год. Простая экстраполяция показывает, что удельные инвестиции в завод на 3 млн СЖТ в год будут 1860 долл. на 1 т СЖТ в год.

Почему завод СЖТ из угля дорогой?

Одна из причин популярности идеи "бензин из угля" – это её простота. Уголь – это твёрдый углеводород. В отличие от нефти, у него больше молекулярная масса и меньше соотношение Н/С (водород/углерод) – $0,05 \div 0,1$ для разных типов углей против $0,13 \div 0,17$ (всего-то!) у нефти и $\sim 0,2$ у бензина. И ещё в угле содержится кислород и минеральная

часть, в нефти они тоже есть, но их намного меньше. То есть надо крупные угольные молекулы расщепить на молекулы поменьше и присоединить к ним водород, а также удалить минеральную часть и атомы, отличные от С и Н. К этой простой формуле сводятся все (а их много десятков) технологические процессы ожигения угля, как прямого, так и непрямого (с промежуточной газификацией).

Если всё так просто, почему дорого? Основных причин две:

1. Удельная производительность аппаратов для термохимических превращений твердых топлив всегда ниже, чем для переработки нефти и газа, а транспортирующие устройства, запорная и регулирующая арматура, автоматика и т.п., то есть то, что называют "обвязкой" аппаратов, сложнее в исполнении, причём намного. В итоге для любых процессов термохимической переработки твердых топлив материалоемкость и, соответственно, удельные капитальные затраты на единицу продукции, в 2-4 раза выше, чем при переработке нефти или газа. Ниже это будет показано на примерах.

2. Молекулярный водород является достаточно слабым реагентом и взаимодействует с другими веществами только в "жестких" условиях: при высоком давлении, повышенной температуре и в присутствии катализаторов.

На этом остановимся чуть подробнее.

Прямое ожигение угля, заключается в том, что предварительно высушенный уголь измельчают (обычно до 40-100 мкм), смешивают с растворителем, полученную пасту нагревают и вместе с водородом под давлением подают в реактор (или цепочку реакторов). После гидрокрекинга (называемого ещё деструктивной гидрогенизацией) непрореагировавший водород возвращают в процесс, а полученную "угольную нефть", а также образовавшиеся в реакторе газы, водяной пар и другие компоненты, направляют на разделение, дистилляцию, ректификацию и гидрирование. Когда уголь ожиген, дальше нефтехимики хорошо знают, как из этого получить моторные топлива и много что ещё.

В первой технологии, реализованной в промышленном масштабе в Германии в 30-40-е годы (процесс Бёргиуса) в качестве растворителя использовали "среднее масло", получаемое в рамках технологического процесса, а гидрогенизацию вели при давлении 30-70 МПа и температуре 430-490°C в присутствии недорогих железосодержащих катализаторов [14].

Ни в одном из вновь разработанных и разрабатываемых процессов (а их несколько десятков, т.к. начиная с нефтяного кризиса 70-х в США и др. странах были развернуты масштабные программы НИОКР с миллиардными бюджетами) не удалось снизить эти параметры ниже 10 МПа и 380°C [10]. В упоминаемом выше процессе прямого ожигения угля VCL (Япония) используется давление 16,7 МПа и температура 450°C [15]. В технологии ИГИ удалось снизить давление до 7 МПа [13], но процесс не был отработан в опытно-промышленном масштабе, в том числе не решена задача эффективного отделения примененного ИГИ дорогого молибденсодержащего катализатора от минеральной части угля.

Молекулярный водород для гидрогенизации получают, как правило, газификацией угля, реже – конверсией природного газа. Технологии, в которых водород для коррекции элементного состава органической массы угля подается не в молекулярном виде, а в связанном (растворитель является "донором" водорода), оказались менее эффективными и промышленного применения не получили.

Непрямое ожижение угля включает две стадии. На первой стадии уголь газифицируют смесью кислорода и водяного пара при недостатке окислителя под давлением ~3 МПа и выше и температуре 1100-1700°С. При этом образуются простые вещества – CO, H₂, CO₂ и т.п. Полученный газ очищают от нежелательных компонентов, подвергают каталитической конверсии водяным паром для увеличения содержания водорода (реакция CO + H₂O → H₂ + CO₂) и направляют на каталитический синтез жидких углеводородов, проводимый под давлением 3÷7 МПа. Таким образом, "донором" водорода при непрямом ожижении угля является водяной пар.

Смесь (CO + H₂), называемую "синтез-газом", много десятилетий используют для органического синтеза во многих крупнотоннажных промышленных технологиях – для синтеза метанола, высших спиртов, широкой гаммы углеводородов, в том числе дизельного топлива. Синтез-газ производят как из угля, так и из природного газа, попутных газов нефтепереработки, газификацией тяжелых нефтяных остатков и др. сырья органического происхождения.

В большинстве представленных на рынке процессов получения дизельного топлива и бензина из синтез-газа используется синтез Фишера – Тропша (разработан в Германии в 20-е годы). Именно этот процесс реализован в ЮАР на заводах SASOL. По этому же способу в Новочеркасске с 1952 года работала установка мощностью 50 тыс. т/год СЖТ, использовавшая вывезенное из Германии после войны оборудование. Сырьем служил уголь Донецкого бассейна. В начале 60-х установка была переведена на природный газ и выпускала продукты оргсинтеза до 2004 года. Ещё одна установка, тоже вывезенная по репарации из Германии, действовала в Ангарске, но была перепрофилирована под синтез метанола. Синтез-газ получали из черемховского угля. Авторы статьи застали эту установку в эксплуатации в 80-е.

Итак, почему завод СЖТ из угля дорогой? Приведенный краткий экскурс в технологии показывает, что в процессах и прямого, и непрямого ожижения угля используются высокие давления (десятки и сотни атмосфер) и температуры, они многостадийны, пожаро- и взрывоопасны, экологически опасны (об этом далее). Поэтому установки СЖТ из угля металлоёмки, сложны в аппаратурном оформлении, требуют использования коррозионностойких материалов и т.д. Эти установки просто не могут быть дешевыми. Так, может, и надо работать над технологиями СЖТ, чтобы их удешевить?

Можно ли сделать завод СЖТ из угля дешевым?

Выше было показано, что величина удельных инвестиций в углехимический комбинат по производству СЖТ в пределах точности оценок не зависит от типа технологии и нижняя планка – 1500 долл. на 1 т СЖТ в год. Этому есть объяснение. Дело в том, что определяющий вклад (до 3/4) в суммарные капитальные затраты вносят статьи расходов, не связанные напрямую с выбираемой технологией [16-17] – общестроительные затраты, затраты на инфраструктуру производства: приём и складирование сырья, хранение и отгрузку продукции, транспортную схему, вспомогательное оборудование, инженерное обеспечение и прочее.

Аналогичную ситуацию по этой же причине можно наблюдать в теплоэнергетике: удельные инвестиции в угольную котельную (9-11 руб./(Гкал/ч)) или ТЭС (1700-2100 долл./кВт) фиксированы в узком диапазоне и не зависят от способа сжигания, типов котлоагрегатов и турбогенераторов.

Поэтому надо понять и смириться, что прорывных технологических решений, позволяющих радикально снизить удельные инвестиции в производство СЖТ, быть просто не может. Допустим, нам удалось создать суперэффективный технологический процесс, позволяющий повысить интенсивность в 10 раз или снизить параметры процесса до нормальных условий (0,1 МПа, 20°C). Сама технологическая установка будет дешевле пусть ... в 5 раз. Но стоимость комбината снизится не в 5 раз, а всего на 20-25%. Уголь надо принимать, измельчать, подавать в процесс. Продукцию надо принимать, хранить, отгружать. Персоналу нужны служебные и бытовые помещения. Инженерное обеспечение (вода, электроэнергия, канализация, пожаротушение и т.д. и т.п.) как были, так и остались. Углекислотный комбинат по производству СЖТ всё равно будет недешевым.

Поэтому если в ТЭР, ТЭО или бизнес-плане по СЖТ из угля удельные капитальные затраты на переработку угля малы, существенно меньше известных оценок, это означает одно из двух: появилась гениальная технология или, что вероятнее, сделана неправильная оценка. А если удельные инвестиции меньше в разы, как в [13] или в процессе компании "Полипром" (~300 долл./т [18]), то это означает только одно – сделана неправильная оценка. Ошибочно из-за отсутствия опыта (не всё учли) или преднамеренно – это уже второй вопрос.

Какой завод СЖТ лучше?

Вопрос, какая технология СЖТ лучше, прямое или не прямое ожижение угля, обсуждается специалистами (и неспециалистами тоже) уже не один десяток лет, и в этих спорах часто превалирует субъективизм. Поэтому ко многим мнениям и оценкам, особенно профильных специалистов, надо относиться взвешенно.

Авторы статьи в 80-90-е занимались НИОКР по теме СЖТ, но так получилось, что работали мы по обоим направлениям. Для технологии прямого ожижения угля (процесс ИГИ) мы разрабатывали процесс газификации угля для получения водорода для гидрогенизации, а для технологии непрямого ожижения разрабатывали процесс получения синтез-газа из угля. Поэтому явных предпочтений у нас нет, но некоторые знания по теме есть. Работы эти велись в институте КАТЭКНИИУголь Минуглепрома СССР применительно к канско-ачинским бурым углям по госпрограмме 0Ц.08 ГКНТ СССР.

По мнению авторов, однозначного ответа на вопрос "какая технология лучше?" нет. Вернее, ответ зависит от местных условий, так как обе технологии имеют свои плюсы и минусы и надо смотреть, что перевесит. Вернее, надо считать экономику.

Обе технологии достаточно универсальны по набору продуктов и требованиям к сырью, но различия есть, далее об этом.

Плюсы технологии прямого ожижения:

– Более высокий брутто-КПД – до 60% по сравнению с ~50% в современных процессах непрямого ожижения [10] (в SASOL ~45%, это более старые установки, они построены в начале 80-х).

– Помимо СЖТ образуется широкая гамма ценных побочных продуктов из "угольной нефти". Но этот "плюс" влечет и "минус", так как наряду с ценными (например, уникальные сольвенты, которые из нефтяного сырья не производят) в этой технологии образуется много экологически опасных отходов.

– Меньше удельные выбросы CO₂ в атмосферу за счет меньшего энергопотребления – ~2,2 т на 1 т СЖТ против 3,6-3,9 т/т при не прямом ожижении.

Минусы:

– Высочайшая экологическая опасность производства, обусловленная тем, что сама "угольная нефть" является веществом 2-го класса опасности по ГОСТ 12.1.007. Её токсичность (в сотни раз выше, чем нефтепродуктов) обусловлена высокой концентрацией полициклических ароматических углеводородов (бенз(а)пирен и т.п.), которые являются сильными канцерогенами и мутагенами. Следует отметить, что в Германии во время Второй мировой войны на предприятиях по переработке угля работали в основном заключенные, при каждом заводе был свой концлагерь, поэтому вопросы безопасных условий труда там не были первостепенными.

– Высокие операционные затраты, обусловленные многостадийной переработкой достаточно грязной и нестабильной "угольной нефти" в товарные продукты. С учетом ужесточения требований по примесям в моторных топливах (сера, азот и др.) эти затраты будут только возрастать.

Плюсы технологии непрямого ожижения:

– Гораздо меньшая экологическая опасность, особенно с появлением пылеугольных газификаторов, которые в отличие от слоевых (как на SASOL) не производят угольную смолу.

– Большая распространенность, и, соответственно, отработанность технологии.

– Продукты оргсинтеза, в том числе моторные топлива, практически не содержат примесей и могут применяться не только как конечные продукты, но и как присадки-разбавители для облагораживания аналогичных нефтяных продуктов. Например, поставляемое в настоящее время на экспорт российское дизтопливо в основном направляется покупателями на НПЗ для дальнейшей переработки в высококачественные сорта. Синтетическое же топливо не только не требует такой переработки, но и само является облагораживающей добавкой для повышения качества моторных топлив. Увеличение цены синтетического топлива может быть значительным, но величина "премии за качество" зависит от множества факторов и здесь не рассматривается, т.к. далее мы будем сравнивать СЖТ из угля и природного газа, у которых эта премия одинакова.

Минусы:

– более низкий брутто-КПД;

– большее энергопотребление (в основном на получение кислорода);

– больше выбросы CO₂ в атмосферу. Углекислотный комбинат SASOL в ЮАР (7 млн СЖТ из угля и 0,65 млн т другой химпродукции в год), например, является самым крупным в мире точечным источником выбросов CO₂ в атмосферу (более 30 млн т/год).

Считать эффективность по каждой из технологий мы не будем. Только обозначим тренды. Прямое ожижение предпочтительнее, когда сырьё дорогое и имеет смысл его экономить. Более высокий брутто-КПД процесса подразумевает более низкий удельный расход угля на 1 т СЖТ.

Эта технология интересна как комбинированный процесс переработки угля и тяжелой нефти или нефтяных остатков, в котором часть водорода для гидрогенизации подается извне в молекулярном виде, а другая часть перераспределяется между нефтью и углем. Этот процесс (процесс Veba-Combi-Cracking) реализует американская компания Kellogg Brown and Root [19], первая промышленная установка 0,5 млн т/год по СЖТ построена в Китае. Корни технологии – немецкие, в основе – упоминаемый выше процесс Бёргиуса, за

который он, кстати, в 1931 году получил Нобелевскую премию. В России эта технология будет применена для переработки тяжелых нефтяных остатков (без угля), первая установка мощностью 2,7 млн т/год по светлым моторным топливам строится в Нижнекамске и будет запущена в эксплуатацию в 2016 году. Инвестиции – 1,8 млрд долл. Это 667 долл. на 1 т/год или при "докризисном" курсе доллара 36 руб./долл. – 24 тыс. руб. на 1 т/год – вдвое выше, чем в технологии ожижения угля ИГИ, которая тоже является модификацией процесса Бёргуса. По информации от специалистов KBR инвестиции в установку для комбинированной переработки угля с нефтяными остатками на 30% выше, чем для переработки нефтяных остатков без угля. Это ещё один повод усомниться в корректности приведенных в [13] данных по инвестициям, так как "угольная" технология не может быть дешевле "нефтяной".

Для сопоставления – аналогичная нижекамской по мощности установка СЖТ из угля стоила бы более 4 млрд долл. (при 1500 долл. на 1 т СЖТ в год), а СЖТ из природного газа – порядка 1,4 млрд долл. (при 500 долл. на 1 т СЖТ в год). Это ещё одно подтверждение тому, что угольные технологии при одинаковой мощностикратно дороже нефтяных или газовых вследствие более высокой материалоемкости.

Во многих публикациях на тему СЖТ из угля упоминается, что в Германии во время Второй мировой войны прямым ожижением угля производилось ~4,5 млн т моторных топлив в год. Это не совсем так. Почти половину моторных топлив получали не из угля, а из смолы коксования и полукоксования угля [14, стр. 119], она была более эффективным сырьём для гидрогенизации. Немцы бы и весь бензин производили из каменноугольных и буроугольных смол, но не было этих смол в таком количестве. Последняя "военная" установка по переработке каменноугольной смолы в моторное топливо в Боттропе действовала до конца 90-х, с 70-х на ней перерабатывали тяжелые нефтяные остатки.

При дешевом угле не прямое ожижение выигрывает. В ЮАР, когда в конце 40-х из-за угрозы эмбарго озаботились СЖТ из угля, выбрали именно не прямое ожижение. Первый завод в ЮАР проектировали и запускали в 1956 году немецкие специалисты, те самые, что и пускали аналогичные заводы в Германии во время Второй мировой войны. Китайцы реализуют обе технологии, но с предпочтением не прямому ожижению. Из нескольких построенных и строящихся заводов СЖТ только один использует прямое ожижение угля, разработчик – компания Headwaters, Inc. (США).

У нас уголь дешевый, экологических проблем у нас и так хватает. Поэтому как базовый вариант для оценки примем технологию непрямого ожижения угля.

Сколько стоит СЖТ из угля?

Оценим основные составляющие производственной себестоимости СЖТ – затраты на сырьё и электроэнергию, ФЗП и амортизацию основных средств.

Пусть брутто-КПД процесса – 50%, сырьё – уголь с калорийностью 5000 ккал/кг и ценой 1000 руб./т. При калорийности СЖТ 10200 ккал/кг на 1 т СЖТ потребуется $(10200 : 50\%) : 5000 = 4,08$ т угля, то есть сырьевая составляющая СЖТ – **4 080 руб./т** – в том же диапазоне, что и сырьевая составляющая для бензина из нефти (5 263 руб./т, см. таблицу 1).

Процесс получения СЖТ достаточно энергоёмкий. На 1 т СЖТ потребляется [20-22] ~2850 кВт·ч электроэнергии, из них ~2500 кВт·ч – на получение кислорода (0,7 кВт·ч на

1 м³ O₂). При тарифе в Красноярском крае 2,25 руб./кВт·ч без НДС (это один из самых низких в России) вклад электроэнергии в 1 т СЖТ будет (2850 × 2,25) = **6 413 руб./т.**

Численность персонала примем по данным для процесса BCL [12] – 850 человек для завода 1,15 млн т СЖТ в год. При средней годовой заработной плате (с НДФЛ и ЕСН) 425 тыс. руб./чел ФЗП в 1 тонне СЖТ составит (425000 × 850):1150000 = **314 руб./т.**

Амортизация основных средств при среднем сроке амортизации 12 лет – (1500 долл./т в год : 12 лет) = 125 долл. или при курсе доллара 36 руб./долл. (как было осенью 2014 г., нынешний курс нельзя считать нормальным) – **4 500 руб./т.**

Оставим за рамками расчета другие составляющие себестоимости СЖТ – реагенты, катализаторы, ремонты, общезаводские расходы и т.п. Четыре перечисленных – уголь, амортизация, ФЗП и электроэнергия – в сумме дают **15 307 руб./т.** Это на 70% выше производственной себестоимости бензина из нефти (9 019 руб./т).

Итак, производить бензин из угля можно. Причём прямо сейчас. Его и раньше производили, и сейчас в ЮАР производят, и в Китае начали производить, причём миллионными тоннами. Но как сделать, чтобы он был не дороже бензина из нефти. Вариантов два – снизить издержки на получение СЖТ или снизить на него налоги.

Как сделать СЖТ из угля дешевым? – Уменьшить издержки при производстве

Самая большая статья расходов в производстве СЖТ из угля – это электроэнергия. Для получения синтез-газа из угля требуется чистый кислород и, соответственно, кислородная станция, а она очень энергоёмкая. Именно кислородная станция потребляет львиную долю электроэнергии при производстве СЖТ из угля – более 80%. При прямом ожигании удельное потребление электроэнергии ниже, но высокие операционные затраты на переработку "угольной нефти" нивелируют этот выигрыш. Газификацию угля можно вести и на воздушном дутье, но тогда газ забалластирован азотом и для синтеза не годится. Как топливный газ он вполне хорош, но СЖТ из него получить проблематично. Попытки были, но получается это дорого и неэффективно, намного дороже, чем из синтез-газа без азота, да ещё и выход продукции с 1 м³ (CO + H₂) падает. Поэтому попытки хотя бы снизить расход кислорода на газификацию – подавать в газификатор не чистый O₂, а обогащенный кислородом воздух – эффект имеют обратный: газ дешевле, а СЖТ дороже.

Получить чистый синтез-газ из угля, не применяя чистый кислород, – это ключевая задача в снижении затрат на производство СЖТ из угля. Идей и попыток было много, начиная с 30-х, сразу после того, как синтез Фишера-Тропша начали внедрять в промышленности, но получалось или дороже (как, например, с применением плазмы), или ненадёжно для промышленного применения. В итоге эффективных процессов бескислородной газификации угля нет, поэтому существенно снизить расход электроэнергии не получится.

А если получится? Даже в этом случае СЖТ из угля не станет дешевле бензина из нефти. Ибо три составляющие – "сырьё + амортизация + ФЗП" (в сумме 8 894 руб./т) почти равны производственной себестоимости АИ-92 (9 019 руб./т). Причём эти 8 894 руб./т не включают затраты на разные материалы, реагенты, ремонты и прочие вспомогательные затраты, которые неизбежны в таком сложном хозяйстве, как завод СЖТ.

Стоимость завода СЖТ радикально уменьшить тоже не представляется возможным, об этом было сказано выше. Поэтому амортизация останется на прежнем уровне.

Можно уменьшить стоимость сырья, перейдя на менее качественный уголь или углеотходы. Но это влечет снижение производительности завода СЖТ, соответственно, увеличение доли амортизации в себестоимости СЖТ. Выигрывая в одном, столько же, если не больше, проиграем в другом.

ФЗП мы затрагивать не будем, её доля в себестоимости СЖТ мала, в пределах погрешности расчётов.

Так что радикально снизить издержки на СЖТ из угля не получится.

Как сделать СЖТ из угля дешевым? – Уменьшить налоги

Если налоги и акцизы на моторные топлива из угля снизить, то можно рентабельно производить СЖТ из угля прямо сейчас. Полная производственная себестоимость АИ-92, если его производить из угля, будет ~20 000 руб./т "плюс-минус" при масштабе 3 млн т/год по углеводородам. Без затрат на содержание АЗС (см. табл. 1) он стоит вдвое дешевле АИ-92 (41 532 руб./т). Аппетиты торговцев (прибыль в оптовом и розничном звене) можно тоже умерить (наше государство, если захочет, это сумеет), скажем, до 5 000 руб./т. Тогда на налоги останется $(41\,532 - 20\,000 - 5\,000) = 16\,532$ руб./т. А сейчас налоги – 25 717 руб./т (см. табл. 1).

Государство теоретически может снизить налоги на СЖТ из угля. Это теоретически, а практически? Бюджет России дефицитен. Нефтегазовые поступления – это более 50% федерального бюджета. Нефтегазовое лобби – самое сильное из других (если этих остальных "других" можно считать "лобби"), оно отдаст кусок своего пирога без боя? Тем более имея на руках такой весомый и неоспоримый аргумент, как "снижение поступлений в бюджет". Вы в это верите? Так что не будем заниматься маниловщиной ("а хорошо бы нам построить ... завод СЖТ из угля"), нет ни одной веской причины начать производить в нашей стране СЖТ из угля, пока у нас есть дешевая нефть.

При какой цене нефти СЖТ из угля конкурентоспособно в России?

В публикациях, и в зарубежных, и в российских, часто встречаются расчеты и прогнозы: "При какой цене нефти рентабельно СЖТ из угля?". Если "там" такие прогнозы имеют смысл, т.к. цена ГСМ прозрачна и напрямую зависит от цены нефти, то "у нас" такие прогнозы практически бессмысленны. Цены ГСМ полностью регулирует государство, доля нефти в конечной стоимости моторных топлив мизерна – 10-12%. Поэтому для наших условий вопрос должен звучать так: **"При какой себестоимости добычи нефти получение СЖТ из угля выгодно государству?"**

Анализ структуры цены АИ-92 (см. таблицу 1) показывает, что, когда нефть подорожает в ~4 раза (мы не про биржевую цену, а про себестоимость добычи), тогда себестоимость СЖТ из угля сравняется с себестоимостью моторного топлива из нефти. Арифметика проста: для того, чтобы производственная себестоимость АИ-92 была 20 000 руб./т, в таблице 1 доля нефти должна быть не 5 263, а 16 792 руб./т. Делим вторую цифру на первую, получаем себестоимость добычи нефти в 3,2 раза выше. Понятно, что 5 263 руб./т – это усредненные данные, они отличаются по регионам, производителям и видам ГСМ, но для цели нашего анализа их достаточно.

Выше приведено, что СЖТ будет иметь "премию за качество", но при массовом производстве СЖТ из угля это СЖТ перейдет из разряда облагораживающих добавок в прямой продукт и величина этой премии радикально снизится.

Следует отметить, что в нефтяной отрасли идёт смена технологического уклада. Активно, причем гораздо активнее, чем в других отраслях, идёт внедрение новых технологий переработки нефти. Степень переработки повышают с ~65%, как было на НПЗ советского периода, до 95%. В России первый такой комплекс строит компания ТАИФ в Татарии. Это упоминаемая выше технология Veba-Combi-Cracker, в основе которой процесс Бёргиуса. Другие компании в режиме ожидания и после пуска комплекса ТАИФ в 2016 году намерены последовать примеру. Поэтому величина 5 263 руб./т – доля нефти в конечной цене бензина – в ближайшее десятилетие существенно снизится, процентов на 15-20. Так что нефти надо подорожать не в 3,2 раза, а в 4, прежде чем себестоимость АИ-92 достигнет 20 000 руб./т.

Когда это будет? Видимо, не очень скоро, т.к. рост себестоимости добычи нефти в 4 раза – это серьёзно, но такой момент неизбежно наступит. Если в исчерпаемости запасов нефти сомневающиеся есть (это, как правило, те, кто сомневается в органической природе происхождения нефти), то в том, что она будет дорожать, не сомневается никто. Легкодоступную нефть и в мире, и в России уже всю нашли, для современной геофизики это несложно, и такой нефти в России, увы, не так много. А та, которой много, на арктическом шельфе и в глубинах Сибири (и не только) – недешевая. Так что тренд увеличения себестоимости добычи нефти неоспорим.

СЖТ из угля или СЖТ из природного газа?

Что произойдёт, когда себестоимость добычи нефти вырастет настолько, что моторные топлива будет дешевле получать из угля? У угля есть более сильный конкурент – природный газ. Мы не про перевод моторов на газовое топливо, а про то, что бензин, дизтопливо и много еще чего можно получать из природного газа. И не только из природного, а из любых углеводородов, в том числе попутных газов нефтедобычи и нефтепереработки и т.п. Это дешевле, чем из угля, и тут нет ничего нового, СЖТ и другие жидкие углеводороды из газообразных углеводородов получают в промышленных масштабах, об этом сказано выше. А по запасам природного газа мы на первом месте в мире – ~25% мировых запасов сосредоточены в России, в то время как по нефти нам отводят только скромное 8-е место (5,5% мировых запасов) [23-24].

Оценим, сколько стоит СЖТ из природного газа (далее – ПГ) сейчас. Не полную себестоимость, а те составляющие себестоимости, что мы уже определили для СЖТ из угля, это проще и наглядно покажет, что выгоднее и насколько.

Стоимость установки СЖТ из ПГ втрое ниже (~500 долл. на 1 т/год при мощности ~3 млн т СЖТ в год), чем СЖТ из угля, расход электроэнергии тоже меньше [25]: на 1 тонну СЖТ – ~460 кВт·ч, в т.ч. ~110 кВт·ч на конверсию ПГ в синтез-газ и ~350 кВт·ч на сам синтез.

Стоимость ПГ примем 2110 руб./тыс. м³ в т.ч. 810 руб. – себестоимость добычи и 1300 руб. – транспортировка на 2000 км из расчета 650 руб./тыс. м³. Ценовые показатели рассчитаны по данным ОАО "Газпром" за 2013 год [26]: себестоимость добычи – 613,8 руб./тыс. м³, транспортировка – 53,6 руб./100 км, темп роста себестоимости добычи – 15% в год, транспортировки – 10% в год.

На 1 т СЖТ требуется ~2000 м³ ПГ [5]. В таблице 2 приведены основные эксплуатационные затраты на СЖТ из ПГ в сопоставлении с СЖТ из угля.

Таблица 2 – Удельные затраты на 1 тонну СЖТ

Статья затрат	СЖТ из угля	СЖТ из природного газа
Сырьё, руб./т	4080	4220
Электроэнергия, руб./т	6413	1035
ФЗП, руб./т	314	314
Амортизация, руб./т	4500	1500
Всего, руб./т	15 307	7 069

Затраты на производство СЖТ из ПГ уже сейчас ниже себестоимости бензина АИ-92 из нефти и в 2,17 раза ниже СЖТ из угля. Себестоимость СЖТ из ПГ и из угля сравнивается при величине себестоимости добычи ПГ в 1 тонне СЖТ 12 458 руб./т (15 307 – 7 069 + 4220) .

То есть, когда себестоимость добычи ПГ вырастет в 3 раза ($12\,458 : 4220 = 2,95$), тогда будет иметь смысл производить СЖТ из угля. Когда это будет? Может быть, через 20 лет, может быть, через 50, а может быть, и через 1000, если научатся эффективно извлекать метан из метангидратов, запасы которых намного превышают запасы ПГ, нефти и угля вместе взятых.

Вывод однозначен: применительно к СЖТ уголь в межтопливной конкуренции проигрывает природному газу. Кстати, первый южно-африканский завод по непрямому ожиганию угля в г. Сасолбург с ощутимым экономическим эффектом переведен на газовое сырьё, закупаемое в Мозамбике.

С этих позиций широкое использование ПГ как топлива для ТЭС (~68% генерирующих мощностей теплоэнергетики России сжигает ПГ и только ~30% – уголь) – это преступление перед будущими поколениями. Природный газ – это сырьевая база для получения моторных топлив и других продуктов газохимии, причём исчерпаемая в обозримом будущем сырьевая база, а тепло и электроэнергию можно получать из угля, запасы которого в России на порядок превышают запасы ПГ.

СЖТ из угля – раз все занимаются, то и мы должны?

Приведенный анализ наглядно показывает, что в России инвестирование в СЖТ из угля на ближайшую и среднесрочную перспективу – это подрыв экономики страны. Это и отвлечение инвестиционных ресурсов на неэффективные для государства и бизнеса проекты, и снижение налоговых поступлений в бюджет, который и без того дефицитен.

Непонятно, почему мы должны непременно следовать тем же курсом, что Китай, США или Евросоюз? У России совершенно иная структура топливно-энергетических ресурсов, поэтому ТЭК у нас должен иметь свой собственный вектор развития. И "критические" для российского ТЭК технологии должны отбираться в соответствии с этим вектором развития, а не по принципу "раз все занимаются, то и мы должны, а то отстанем".

Увлечение модной темой "бензин из угля" – это не более чем бездумное копирование чужих концепций развития ТЭК без учета собственных природных ресурсов и экономических реалий.

Какие угольные технологии нужны для модернизации российской экономики?

Вектор развития российской угольной промышленности нельзя выстраивать изолированно от других отраслей ТЭК и других топливоёмких производств, в первую очередь в

металлургии. Этот вектор должен учитывать структуру топливно-энергетических ресурсов страны, межтопливную конкуренцию, интересы государства и бизнеса и опираться на тренды технологического развития отраслей, потребляющих угольную продукцию. С этих позиций попытаемся наметить основные направления инноваций, которые являются "критическими" для угольной промышленности.

Какие же тренды в энергетике, ЖКХ и металлургии будут влиять на вектор развития угольной промышленности, какие технологии для неё приоритетны?

"Критические" угольные технологии для металлургии

Основной тренд развития чёрной металлургии определяется исчерпанием потенциала существующего технологического уклада, что проявляется в повышенных издержках и, как следствие, крайне низкой доходности капитала. Значительная часть предприятий черной металлургии как в РФ, так и за рубежом, закончила 2015 год и предыдущие несколько лет с убытками. По разным оценкам в мире остановлено ~20% металлургических мощностей на период как минимум до 2020 года.

Суть в том, что традиционная черная металлургия базируется на технологических принципах даже не XX, а XVIII-XIX веков. Домна – основной инструмент черной металлургии – изобретена в XVII веке. Аглодоменное производство чугуна – самое узкое место чёрной металлургии. Оно предъявляет повышенные требования к качеству железорудного сырья и требует применения прочного кускового кокса. Истощение доступных месторождений высококачественных железных руд и возрастающий дефицит коксующихся углей обуславливают непрерывный рост стоимости металлургической продукции. В структуре себестоимости чугуна доля доменного кокса ~45% [27]. Стоимость железорудного сырья снизить проблематично. Самый мощный рычаг снижения себестоимости металлопродукции – отказ от доменного кокса или хотя бы радикальное снижение его потребления.

В черной металлургии идёт смена технологического уклада. Эта смена займет не одно десятилетие, так как металлургия капиталоемка, но это неизбежно. На вектор развития угольной промышленности окажут влияние две технологии, внедряемые в чёрной металлургии:

- использование пылеугольного топлива для прямого вдувания в домны (технология PCI – pulverized coal injection) с целью снижения потребления доменного кокса и ПГ при выплавке чугуна. Сейчас более 50% мирового производства чугуна производится по данной технологии, причем в большинстве развитых стран на PCI перешли полностью. В России установки PCI внедряют ЕВРАЗ и НЛМК.

- новые недоменные процессы прямого восстановления железа (технологии DRI – direct reduced iron), которые позволяют использовать менее качественное железорудное сырьё, в том числе огромные запасы титаносодержащих руд, которые для доменного процесса непригодны. А самое главное – для технологий DRI кусковой кокс вообще не нужен, там используются ПГ, генераторный газ или порошкообразные углеродистые восстановители (последнее направление самое новое и наиболее экономически эффективное). В России технологию DRI внедряют Магнитогорский меткомбинат, Металлоинвест, Северсталь.

Надо учитывать, что сокращение выпуска классического кокса поставит в тяжелое положение алюминиевую промышленность и электрометаллургию (электроды изготавливают с применением каменноугольного пека, эффективных заменителей нет, а пек уже

сейчас дефицитен), производителей автомобильных шин и др. резино-технических изделий (технический углерод получают из продуктов переработки каменноугольной смолы) и др.

Для технологии PCI требуется высококалорийное (более 6500 ккал/кг) топливо с пониженным содержанием вредных примесей. Это, как правило, низкосортные угли марок Т и СС. Они широко используются для обжига руд и нерудных материалов, цементного клинкера, для спекания глинозема и т.п., заметная часть идет на экспорт. На сегодняшний день на рынке уже существует дефицит таких углей, в то же время, угледобывающие компании имеют избыточные мощности по добыче бурого угля, а поставщики каменного угля марок Д и ДГ ежегодно производят миллионы тонн невостребованных отсевов. Они для PCI в рядовом виде не годятся, надо увеличить калорийность этих углей. Такие технологии есть, это термическое обогащение угля [17, 28] – удаление влаги и части летучих.

"Критическими" для угольной промышленности являются технологии термического обогащения низкосортных углей с целью получения топлива для технологии PCI и обжиговых производств в металлургии и цементной промышленности. Потенциальный объем рынка РФ по углю для PCI – более 6 млн т/год. Это годовой объем переработки ~20 млн т бурого угля.

Соизмеримый с PCI по объему сегмент рынка – это технологическое топливо для обжиговых производств – цемента, глинозема и др. Здесь требования по калорийности чуть ниже, не 6500, а 6000 ккал/кг. Здесь особенно эффективно применение смесового угольного топлива. Для этой цели требуется высококалорийный компонент, роль которого с успехом может выполнять термически обогащенные бурые угли и отсевы углей Д, ДГ. Вообще, на Западе, применение смесовых топлив – это обычная практика. Там угольщики подстраиваются под потребителей, а не потребители жгут "что дают". И у нас технологии Coal Upgrade – облагораживания угля будут находить широкое применение.

Для технологий прямого восстановления железа требуется высокореакционный углеродистый восстановитель с высоким содержанием углерода и низким содержанием вредных примесей. Идеальный восстановитель – древесный уголь (его и применяли в начале "железного века"), но он дорог (более 20 тыс. руб./т) и его мало. Близкий по качеству древесному углю восстановитель может быть получен при термообработке бурых и молодых каменных (марка Д) углей, а также торфа.

"Критическими" для угольной промышленности являются технологии термической переработки углей марок 1Б-3Б и Д с целью получения углеродистого восстановителя для технологий DRI. Потенциальный объем рынка РФ – более 40 млн т/год без учёта роста объёма производства стали. Это объем переработки ~150 млн т бурого угля в год.

"Критические" угольные технологии для теплоэнергетики и ЖКХ

Использованию угля в энергетике, промышленности и ЖКХ препятствует повышенный экологический ущерб при сжигании угля по сравнению с ПГ. Увеличение доли угля в топливно-энергетическом балансе страны, декларируемое Энергетической стратегией России на период до 2030 года, может быть обеспечено только широким применением "чистых" энергетических технологий, обеспечивающих пониженную эмиссию вредных веществ. Использование таких технологий зачастую предъявляет повышенные требования к качеству угольной продукции.

"Критическими" для угольной промышленности являются технологии обогащения угля, производства топлив с заданными свойствами, топливных брикетов, "бездымных" топлив для коммунально-бытового сектора и др.

Энерготехнологические и угольно-металлургические кластеры

Синергетический эффект технологического комбинирования, когда производятся дополнительные продукты и общая эффективность производства повышается, давно известен в экономике. Так, например, когенерационная энергетическая установка эффективнее котельной или ГРЭС. Одним из ключевых трендов развития современной цивилизации является интеграция энергетики в другие технические системы, включая как производственные (энерготехнологические комплексы), так и коммунальные ("активный дом" и т.п.).

В целом ключевые технологические тренды в мировой экономике будут состоять не только в развитии конкретных новых технологий, но и в принципиальном изменении организации технологического развития. Сейчас оно происходит в основном в форме разработки и последующего внедрения отдельных частных технологий. В перспективе технологическое развитие будет осуществляться исходя не из предложения научно-технических разработок, а из спроса на комплексные технологические решения. Будет реализовываться модульный принцип организации технологий в соответствии с требованиями заказчика при оптимальных затратах.

Если современная теплоэнергетика – это крупные централизованные источники энергии на ископаемом топливе с ориентацией на валовой поток энергии, то будущая энергетика – это децентрализованные источники энергии с ориентацией на использование широкого спектра энергоносителей и управление потоком энергии.

В русле тренда комплексного развития технологий эффективным инструментом модернизации российской экономики должны стать энерготехнологические кластеры, производящие угольную продукцию с высокой добавленной стоимостью, в первую очередь металлургического и природоохранного назначения, и одновременно тепловую и электрическую энергию для прилегающих территорий. Такая система полигенерации обеспечивает увеличение стоимостной отдачи 1 тонны угля и снижение тарифов на тепло и электроэнергию [29].

Дальнейшим развитием этого направления должны стать угольно-металлургические кластеры на основе новых металлургических технологий (DRI и др.), использующие местное железорудное сырьё и производящие помимо тепла, электроэнергии и угольной продукции металлургическую продукцию – чугун, стальной прокат и т.д.

Для российского ТЭК "критическими" являются экологически безопасные технологии комплексной переработки угля в продукцию металлургического, технологического, коммунально-бытового и природоохранного назначения с одновременной генерацией тепловой и электрической энергии.

Транспортный сектор в ближайшей и среднесрочной перспективе станет полем конкуренции нефтяных моторных топлив, СЖТ из природного газа, сжиженного газа и электроэнергии (гибридные и электрические виды транспорта), а СЖТ из угля путь на этот рынок пока, увы, заказан. Получение других углеводородов и продуктов газохимии из угля также пока неэффективно, так как синтез-газ из углякратно дороже синтез-газа из нефтегазового сырья.

Список литературы

1. Энергетический бюллетень. – 2015. – Вып 22. – 32 с.
2. Гуня В. Источники формирования и направления использования нефтегазовых доходов // Экономика и политика. – 2013. – Т. 98, № 1. – С. 31-33.
3. Еришов М.В. Федеральный бюджет РФ на 2015-2017 годы: насколько обоснован оптимизм? / М.В. Еришов, А.С. Танасова А.С, В.Ю. Татузов // Аналитический банковский журнал. – 2014. – Т. 224, № 12. С. 44-47.
4. Славинская Л. Газификация угля: мировые тенденции // Нефтегазовая Вертикаль. – 2011. - № 18. – С. 13-16.
5. Кузнецов А.М. Индустрия GTL: состояние и перспективы / А.М. Кузнецов, В.И. Савельев, Н.В. Бахтизина // Научно-технический вестник ОАО "НК "РОСНЕФТЬ". – 2012. – С. 44-49.
6. Energy Technology Perspectives – Scenarios & Strategies to 2050. Paris: International Energy Agency, 2007. – 484 p.
7. Zhao X. Coal to clean gasoline / X. Zhao, R.D. McGihon, S.A. Tabak // Hydrocarbon Engineering. – 2008. – Vol. 13, No. 9. – P. 39-49.
8. Kozak M. Coal-to-Liquids in Poland. – Brussels: Energy Charter Secretariat, 2007. – 27 p.
9. Брагинский О.Б. Альтернативные моторные топлива: мировые тенденции и выбор для России // Рос. хим. журнал. – 2008. – т. LII, № 6. – С. 137-146.
10. Williams R.H. A comparison of direct and indirect liquefaction technologies for making fluid fuels from coal / R.H. Williams, E.D. Larson // Energy for Sustainable Development. – 2003. – Vol. VII, No. 4. – P. 103-129.
11. Непомнящий В.А. Развитие электроэнергетики России до 2015 г. в условиях финансового и постфинансового кризиса. – М.: Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН, 2010. – 56 с.
12. Macino E. The Role for Coal Technologies and Their Application in Indonesia // 13th Coaltrans Asia Conf. – Bali, 2007. – P. 211-225.
13. Малолетнев А.С. Жидкое топливо из угля / А.С. Малолетнев, К.И. Наумов // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2014. - № 6. – С. 227-237.
14. Химические вещества из угля. Пер. с нем./ Под ред. Ю. Фальбе – М: Химия, 1980. – 616 с.
15. Clean Coal Technologies in Japan. Technology Innovation in the Coal Industry. – Tokyo: Japan Coal Energy Center, 2007. – 115 с.
16. Исламов С.Р. Экономический анализ крупномасштабного производства синтез-газа из канско-ачинского угля // Химия твердого топлива. – 1991. – № 2.– С. 59–64.
17. Исламов С.Р. Энерготехнологическая переработка углей. – Красноярск: Поликор, 2010. – 224 с.
18. Ведрученко В.Р. О производстве и перспективах использования в дизелях жидких синтетических топлив из углей как альтернативных нефтяным / В.Р. Ведрученко, В.В. Крайнов, Н.В. Жданов и др. // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2013. – № 8. – С. 12-19.
19. Mayo S. Slurry Phase Hydrocracking: Bottoms Upgrading for Today's Market / S. Mayo, M. Motaghi, R. Ravi // Chemical Engineering World. – 2014, March. – P. 52-59.
20. Шиллинг Г.-Д., Бонн Б., Краус У. Газификация угля / Пер. с нем. и ред. С.Р.Исламова – М: Недра, 1986 – 175 с.
21. Степанов С.Г. Газификация канско-ачинского угля в прямоточном пылеугольном реакторе / С.Г. Степанов, С.Р. Исламов, В.А. Суслов // Химия твердого топлива. – 1989. – № 3. – С. 93-98.
22. Степанов С.Г. Тенденции развития и новые инженерные решения в газификации угля // Уголь. – 2002. – № 11. – С. 53-57.
23. Брагинский О.Б. Нефтегазовый комплекс мира. – М.: Нефть и газ, 2006. – 526 с.
24. Белогорьев А.М. и др. Тренды и сценарии развития мировой энергетики в первой половине XXI века / А.М. Белогорьев, В.В. Бушуев, А.И. Громов и др. // – М.: Энергия, 2011. – 68 с.
25. Анализ экономической эффективности альтернативных проектов утилизации природного газа. – М.: Институт финансовых исследований, 2007. – 40 с.
26. Финансово-экономическая политика ОАО "Газпром". Презентация пресс-конференции. – М.: ОАО "Газпром", 2014. – 20 с.
27. Исламов С.Р. О возможности замены коксовой парадигмы / С.Р. Исламов, С.Г. Степанов // Черные металлы. – 2014. - № 9. – С. 17-22.
28. Исламов, С.Р. Переработка низкосортных углей в высококалорийное топливо / С.Р. Исламов // Уголь. – 2012. – № 3. – С. 76-78.
29. Степанов С.Г. Энерготехнологический комплекс по глубокой переработке угля / С.Г. Степанов, С.Р. Исламов, В.Н. Кочетков и др. // Исследования и разработки СО РАН в области энергоэффективных разработок. – Новосибирск: Изд-во СО РАН. – 2009. – С. 225-239.