

Проблемы производства жидкого топлива из угля



СТЕПАНОВ Сергей Григорьевич

Генеральный директор
ООО «Энерготехнологическая
компания «Термококс»,
доктор техн. наук,
660060, г. Красноярск, Россия,
тел.: +7 (913) 837-41-99,
e-mail: StepanovSG@termokoks.ru



ИСЛАМОВ Сергей Романович

Управляющий филиалом
ООО «СибНИИУглеобогащение»,
доктор техн. наук,
660060, г. Красноярск, Россия,
тел.: +7 (913) 532-84-88,
e-mail: IslamovSR@suek.ru

В статье представлен критический анализ перспективы производства жидких моторных топлив из угля в условиях российской экономики. По мнению авторов, в этой сфере в обозримом будущем уголь не сможет составить конкуренции нефти и природному газу.

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

Тема производства жидкого топлива (далее — ЖТ) из угля не нова, но исключительно притягательна для угольщиков. В условиях ограниченного сбыта и высокой конкуренции на рынке угля выход за его пределы с таким ликвидным товаром, как бензин и дизельное топливо, представляется своего рода прорывом в область неограниченных прибылей. Интерес подогревается появляющимися время от времени публикациями о намерениях то одной, то другой компании, построить завод жидкого топлива. Тот факт, что в конечном итоге за последние десятилетия ни одного завода так и не построено, энтузиастов не смущает. Как правило, они ссылаются на действующие заводы в ЮАР и строительство за счет госбюджета ряда заводов в Китае, однако при этом игнорируется тот факт, что в отличие от России указанные страны являются зависимыми от импорта нефти. А в нашей стране на ближайшие десятилетия не предвидится дефицита нефти и газа. Более того, даже придется снижать добычу, если сбудется прогноз о сокращении экспорта. **В этой связи представляется необходимым более детально исследовать проблему производства ЖТ из угля в условиях России.**

В силу ограниченного объема статьи придется оставить за ее пределами обсуждение технологий производства ЖТ из угля и отослать читателя к специальной литературе [1]. Более того, в рамках поставленной задачи выбор

той или иной технологии не является принципиальным условием, поскольку ранее многочисленными экономическими исследованиями было показано, что в пределах точности предпроектных оценок получаемые результаты слабо зависят от конкретной технологии ожижения угля. Дело в том, что весьма существенный вклад (более 2/3) в суммарные капитальные затраты вносят статьи расходов, не связанные напрямую с выбираемой технологией [2] — общестроительные затраты, затраты на инфраструктуру производства — прием и складирование угля, углеподготовка, хранение и отгрузка продукции, транспортная схема, вспомогательное оборудование, инженерное обеспечение и т. п. Так, например, на заводах в ЮАР около одной трети угля (из 40 млн т/год) сжигается на типовой электростанции для обеспечения потребности комбината в электричестве. И, наконец, немного забегая вперед, следует отметить, что в России проблема производства ЖТ из угля имеет не технологический, а экономический характер.

При оценке экономической эффективности в российских проектах, как правило, сопоставляют **себестоимость** ЖТ из угля с **ценой** моторных топлив из нефти — иногда с оптовой ценой у производителей, а зачастую и с ценой на АЗС. Насколько это корректно? Моторные топлива — бензины и дизтоплива — являются объектами налогообложения и подакцизной продукцией, причем Налоговый кодекс РФ не делает различия между топливами, полученными из нефти или любого другого сырья. В этой связи целесообразно проанализировать структуру стоимости моторных топлив нефтяного происхождения и сопоставить их производственную себестоимость с себестоимостью получения ЖТ из угля.

СКОЛЬКО СТОИТ БЕНЗИН ИЗ НЕФТИ НА НПЗ?

Структура себестоимости бензина АИ-92 приведена в табл. 1. Эти данные опубликованы на сайте Российского топливного союза (www.rfu.ru).

Что следует из таблицы? Производственная себестоимость бензина АИ-92 составляет 8237 руб./т, или 19,3% от конечной цены на АЗС. Это усредненные данные по РФ, они отличаются по регионам и производителям, но для цели нашего анализа этой точности достаточно.

В конечной цене бензина 73,1% — это налоги и маржиальная прибыль участников нефтяного рынка, причем прямые налоги и акцизы — 60,2% (в США эта доля — 13% [3]). То есть подавляющая часть доходов от продажи ГСМ достается государству и именно поступления от нефтегазового комплекса составляют основу бюджета страны — их доля превышает 50% федерального бюджета и постоянно растет [4].

Далее проанализируем, может ли ЖТ из угля составить конкуренцию моторным топливам из нефти? Общеизвестно, что сдерживающим фактором широкого распространения в мире ЖТ из угля являются высокие инвестиционные затраты. Высокие — это сколько?

СКОЛЬКО СТОИТ ЗАВОД ЖТ ИЗ УГЛЯ?

Размер инвестиций в производство ЖТ из угля непрямым ожигением (газификация угля + синтез жидких углеводородов из смеси CO и H₂) хорошо известен, так как в промышленном масштабе в мире реализовано более 150 установок газификации угля различного назначения (для внутрицикловой газификации в энергетике, для синтеза метанола, аммиака, ЖТ и других продуктов оргсинтеза) [5] 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 [6]. При мощности завода на уровне 3 млн т ЖТ из угля в год удельные инвестиции составляют ~1500 дол. США на 1 т/год [7-9]. Для сравнения — инвестиции в завод производства ЖТ из природного газа втрое ниже [7, 10].

Информации по инвестициям в установки прямого ожигения угля меньше. Для оценки будем использовать данные по процессу BCL (Brown Coal Liquefaction) [11], внедряемому в Индонезии консорциумом японских компаний (NEDO, Kobe Steel, Sojitz и др.): от 1565 дол. США при мощности 2,3 млн ЖТ в год до 2105 дол. США при мощности 0,57 млн т в год. Эти данные хорошо коррелируют с другими экспертными оценками [7-9].

Приведенный анализ удельных инвестиций показывает, что для крупномасштабного производства ЖТ из угля (~3 млн т/год) достоверна величина 1500 дол. США на 1 т ЖТ в год и в пределах точности оценок эта величина не зависит от типа технологии.

СКОЛЬКО СТОИТ ЖТ ИЗ УГЛЯ?

Оценим основные составляющие себестоимости ЖТ — затраты на сырье и электроэнергию, ФЗП и амортизацию основных средств.

Пусть брутто-КПД процесса — 50% [1], сырье — уголь с калорийностью 5000 ккал/кг и ценой 1000 руб. /т. При калорийности ЖТ 10200 ккал/кг на 1 т ЖТ потребуется (10200: 50%): 5000 = 4,08 т угля, то есть сырьевая составляющая ЖТ — **4080 руб. /т** — в том же диапазоне, что и сырьевая составляющая для бензина из нефти (4429 руб. /т, см. табл. 1).

Процесс получения ЖТ достаточно энергоемкий. На 1 т ЖТ потребляется ~2850 кВт·ч электроэнергии [12-13], из них ~2500 кВт·ч — на получение кислорода (0,7 кВт·ч на 1 м³ O₂). При действующем тарифе в Красноярском крае 2,25 руб. /кВт·ч без НДС (это один из самых низких в России) вклад электроэнергии в 1 т ЖТ составит (2850 × 2,25) = **6413 руб. /т**.

Численность персонала примем по данным для процесса BCL [11] — 850 чел. для завода 1,15 млн т ЖТ в год. При средней годовой заработной плате (с НДФЛ и ЕСН) 425 тыс. руб. /чел. ФЗП в 1 т ЖТ составит (425000 × 850):1150000 = **314 руб. /т**.

Амортизация основных средств при среднем сроке амортизации 12 лет — (1500 дол. США/т в год: 12 лет) = 125 дол. США или при курсе доллара 36 руб. /дол. США (как было осенью 2014 г., нынешний курс нельзя считать нормальным) — **4500 руб. /т**.

Обобщенная структура цены 1 т АИ-92 на январь 2015 г.

Составляющие конечной цены бензина	Цена, руб. /т	Доля в цене, %
Себестоимость добычи нефти	4429	10,4%
Переработка, транспорт	3808	8,9%
Налоги (НДПИ, акциз, НДС и пр.)	25717	60,2%
Прибыль (в оптовом и розничном звене)	5512	12,9%
Затраты на содержание АЗС	3247	7,6%
Конечная цена бензина	42714 руб. /т или 32,89 руб. /л	100,0%

Оставим за рамками расчета другие составляющие себестоимости ЖТ — реагенты, катализаторы, ремонты, общезаводские расходы и т.п. Четыре перечисленных — уголь, амортизация, ФЗП и электроэнергия — в сумме дают **15307 руб. /т**. Это на 86% выше производственной себестоимости бензина из нефти (8 237 руб. /т, см. табл. 1).

Таким образом, производить бензин из угля можно. Причем прямо сейчас. Его и раньше производили, и сейчас в ЮАР производят, и в Китае начали производить, причем миллионами тонн. Но как сделать, чтобы он был не дороже бензина из нефти? Вариантов два — снизить издержки на получение ЖТ или снизить налоги.

КАК СДЕЛАТЬ ЖТ ИЗ УГЛЯ ДЕШЕВЫМ? — УМЕНЬШИТЬ ИЗДЕРЖКИ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ

Самая большая статья расходов в производстве ЖТ из угля — это электроэнергия. Для получения синтез-газа из угля (при непрямом ожигении) или водорода (при прямом ожигении) требуется чистый кислород и, соответственно, кислородная станция, а она очень энергоемкая. Именно кислородная станция потребляет львиную долю электроэнергии при производстве ЖТ из угля — более 80%. Получить чистый синтез-газ и водород из угля, не применяя чистого кислорода, — это ключевая задача в снижении затрат на производство ЖТ из угля. Идей и попыток было много, но получалось или дороже (как, например, с применением плазмы), или ненадежно 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 ЖТ из угля не станет дешевле бензина из угля. Ибо три составляющие — «сырье + амортизация + ФЗП» (в сумме 8 894 руб. /т) перевешивают производственную себестоимость АИ-92 (8 237 руб. /т). Можно уменьшить стоимость сырья, перейдя на менее качественный уголь или угольные отходы. Но это повлечет за собой снижение производительности завода ЖТ, соответственно, увеличение доли амортизации в себестоимости ЖТ. Выигрывая в одном, столько же, если не больше, проиграем в другом. Так что радикально снизить издержки на ЖТ из угля не получится.

КАК СДЕЛАТЬ ЖТ ИЗ УГЛЯ ДЕШЕВЫМ? — УМЕНЬШИТЬ НАЛОГИ

Если налоги и акцизы на моторные топлива снизить, то можно рентабельно производить ЖТ из угля прямо сейчас. Полная производственная себестоимость АИ-92, если его производить из угля, будет ~ 20 000 руб. /т. Без затрат на содержание АЗС (см. табл. 1) он стоит вдвое дешевле АИ-92 (39 467 руб. /т). Аппетиты торговцев в опто-

вом и розничном звеньях можно тоже умерить, скажем, с 5 512 руб. /т до 4 000 руб. /т. Тогда на налоги останется $(39\,467 - 20\,000 - 4\,000) = 15\,467$ руб. /т. А сейчас налоги — 25 717 руб. /т (см. табл. 1).

Государство теоретически может снизить налоги на ЖТ из угля. Но бюджет России дефицитен, нефтегазовые поступления — это более 50 % федерального бюджета. В этом свете, зачем государству снижать налоговые поступления? Из соображений энергетической безопасности? Китай — крупнейший в мире импортер нефти, для него проблема энергетической безопасности исключительно актуальна. Поэтому в Китае заводы ЖТ из угля строят именно в рамках государственной программы энергетической безопасности. А в России? Нашим нефтяным и газовым месторождениям угрожает опасность? Нет. Таким образом, с позиции государства, нет ни одной веской причины предоставить налоговые преференции для производства ЖТ из угля, пока у нас есть дешевая нефть.

ПРИ КАКОЙ ЦЕНЕ НЕФТИ ЖТ ИЗ УГЛЯ КОНКУРЕНТОСПОСОБНО В РОССИИ?

В публикациях, и в зарубежных, и в российских, часто встречаются расчеты и прогнозы: «При какой цене нефти рентабельно ЖТ из угля?». Если за рубежом такие прогнозы имеют смысл, так как цена ГСМ прозрачна и напрямую зависит от цены нефти, то в России такие прогнозы практически бессмысленны. Цены ГСМ полностью регулирует государство, доля нефти в конечной стоимости моторных топлив мизерна — порядка 10%. Поэтому для наших условий вопрос правомерно ставить так: «**При какой себестоимости добычи нефти получение ЖТ из угля будет выгодно государству?**»

Анализ структуры цены АИ-92 (см. табл. 1) показывает, что себестоимость ЖТ из угля сравнивается с себестоимостью моторного топлива из нефти тогда, когда себестоимость добычи нефти увеличится примерно в четыре раза (не биржевая цена, а себестоимость добычи), то есть достигнет уровня около 17 тыс. руб. /т.

Когда это будет? Видимо, не очень скоро, так как рост себестоимости добычи нефти в четыре раза — это немало, хотя, безусловно, когда-то такой момент неизбежно наступит. Легкодоступная нефть и в мире, и в России уже вся найдена, 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. Таким образом, тренд увеличения себестоимости добычи нефти будет продолжаться, но и себестоимость добычи угля тоже не будет стоять на месте. Поэтому, скорее всего, в производстве ЖТ уголь сможет составить конкуренцию нефти не ранее, чем лет через 30-40.

ЖТ ИЗ УГЛЯ ИЛИ ЖТ ИЗ ПРИРОДНОГО ГАЗА?

Что произойдет, когда себестоимость добычи нефти вырастет настолько, что моторные топлива будут дешевле получать из угля? У угля есть сильный конкурент — природный газ. Бензин и дизтопливо 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, ЖТ из газообразных углеводородов получают в промышленных масштабах, об этом сказано

Удельные затраты на 1 т ЖТ

Статья затрат	ЖТ из угля	ЖТ из природного газа
Сырье, 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

выше. А по запасам природного газа мы на первом месте в мире — около 25 % мировых запасов сосредоточены в России, в то время как по нефти нам отводят только скромное восьмое место (5,5 % мировых запасов) [14].

Оценим, сколько стоит ЖТ из природного газа (далее — ПГ) сейчас. Не полную себестоимость, а те составляющие себестоимости, что мы уже определили для ЖТ из угля, это проще и наглядно покажет, что выгоднее и насколько. Стоимость завода ЖТ из ПГ втрое ниже, чем ЖТ из угля, расход электроэнергии тоже меньше (на 1 т ЖТ — ~460 кВт·ч [15]). Стоимость ПГ примем 2110 руб. /тыс. м³ (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 г. [16] с учетом роста себестоимости добычи на 15 % в год и транспортировки на 10 % в год. На 1 т ЖТ требуется ~2000 м³ ПГ. В табл. 2 приведены основные эксплуатационные затраты на ЖТ из ПГ в сопоставлении с ЖТ из угля.

Затраты на производство ЖТ из ПГ соизмеримы с себестоимостью бензина АИ-92 из нефти и в 2,2 раза ниже ЖТ из угля. Себестоимость ЖТ из ПГ и из угля сравнивается, когда себестоимость добычи ПГ вырастет в ~3 раза. Но при этом и себестоимость добычи угля не будет стоять на месте.

Вывод однозначен: применительно к ЖТ уголь в межтопливной конкуренции проигрывает природному газу. Наглядный пример — первый (из трех) южноафриканский завод по ожижению угля в г. Сасолбург с ощутимым экономическим эффектом переведен на газовое сырье, 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, причем исчерпаемая в обозримом будущем сырьевая база. С позиций стратегического экономического планирования, тепло и электроэнергию более предпочтительно получать из угля, запасы которого в России на порядок превышают запасы ПГ.

ЖТ ИЗ УГЛЯ — РАЗ ВСЕ ЗАНИМАЮТСЯ, ТО И МЫ ДОЛЖНЫ?

Приведенный анализ наглядно показывает, что в России инвестирование в ЖТ из угля на ближайшую и среднесрочную перспективу — это, по сути, 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 российский ТЭК должен иметь свой собственный вектор развития. Увлечение модной темой «бензин из угля» — это не более чем бездумное копирование чужих концепций развития ТЭК без учета собственных природных ресурсов и экономических реалий.

В том, что ЖТ из угля придут на смену моторным топливам из нефти и природного газа после исчерпания их запасов, сомнений нет. Но насколько целесообразны и эффективны инвестиции в проекты ЖТ из угля для модернизации российской экономики именно сейчас? В ближайшей и среднесрочной перспективах транспортный сектор станет полем конкуренции нефтяных моторных топлив, ЖТ из природного газа, сжиженного газа и электроэнергии (гибридные и электрические виды транспорта), а уголь на этом рынке, к сожалению, просто неконкурентоспособен.

Список литературы

1. Химические вещества из угля. Пер. с нем. М.: Химия, 1980. 616 с.
2. Исламов С. Р. Экономический анализ крупномасштабного производства синтез-газа из Канско-Ачинского угля // Химия твердого топлива. 1991. №2. С. 59—64.
3. Левинбук М., Капустин В., Завертанова М. Разнонаправленные векторы развития нефтепереработки США и России // Oil & Gas Journal Russia. 2010. Сентябрь. С. 82-87.
4. Ершов М. В., Танасова А. С., Татузов В. Ю. Федеральный бюджет РФ на 2015-2017 гг.: насколько обоснован оптимизм? // Аналитический банковский журнал. 2014. Т. 224. №12. С. 44-47.

5. Славинская Л. Газификация угля: мировые тенденции // Нефтегазовая Вертикаль. 2011. №18. С. 13-16.

6. Кузнецов А. М., Савельев В. И., Бахтизина Н. В. Индустрия GTL: состояние и перспективы // Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ». 2012. С. 44-49.

7. Energy Technology Perspectives — Scenarios & Strategies to 2050. Paris: International Energy Agency. 2007. 484 pp.

8. Zhao X. Coal to clean gasoline / X. Zhao, R. D. McGihon, S. A. Tabak // Hydrocarbon Engineering. 2008. Vol. 13, No. 9. pp. 39-49.

9. Kozak M. Coal-to-Liquids in Poland. — Brussels: Energy Charter Secretariat. 2007. 27 pp.

10. Брагинский О. Б. Альтернативные моторные топлива: мировые тенденции и выбор для России // Российский химический журнал. 2008. т. LII. №6. С. 137-146.

11. Macino E. The Role for Coal Technologies and Their Application in Indonesia // 13th Coaltrans Asia Conf. Bali, 2007. pp. 211-225.

12. Шиллинг Г. -Д., Бонн Б., Краус У. Газификация угля. М.: Недра, 1986. 175 с.

13. Степанов С. Г. Тенденции развития и новые инженерные решения в газификации угля // Уголь. 2002. №11. С. 53-57.

14. Брагинский О. Б. Нефтегазовый комплекс мира. М.: Нефть и газ, 2006. 526 с.

15. Анализ экономической эффективности альтернативных проектов утилизации природного газа. М.: Институт финансовых исследований, 2007. 40 с.

16. Финансово-экономическая политика ОАО «Газпром». Презентация пресс-конференции. М.: ОАО «Газпром», 2014. 20 с.

UDC 662.75 © S.G. Stepanov, S.R. Islamov, 2015

ISSN 0041-5790 • UGOL №7-2015 /1072/

Title

PROBLEMS OF LIQUID FUEL PRODUCTION FROM COAL

Authors

Stepanov S.G., Islamov S.R.

Authors' Information

Stepanov S.G., Director General of Termokoks Energotechnological Company LLC, Doctor of Engineering, 660060, Krasnoyarsk, Russia, tel.: +7 (913) 837-41-99; e-mail: StepanovSG@termokoks.ru

Islamov S.R., head of the branch of SibNIlugleobogaschenie LLC, Doctor of Engineering, 660060, Krasnoyarsk, Russia, tel.: +7 (913) 532-84-88; e-mail: IslamovSR@suek.ru

Abstract

The Article Contains a Critical Analysis of the Prospect of Liquid Motor Fuel Production from Coal in Conditions of the Russian Economy. According to the Authors, in Foreseeable Future Coal will not Be Able to Compete with Oil and Natural Gas in this Sphere.

Keywords

Fuel, Energy, Coal, Oil, Coal Liquefaction, Technology, Environment.

References

1. Chemical Substances from Coal. Translated from German. Moscow, *Khimiya* — *Chemistry*, 1980, 616 pp.
2. Islamov S.R. Economic Analysis of Large-Scale Syngas Production from Kansk-Achinsky Coal [Ekonomichesky analiz krupnomasshtabnogo proizvodstva sintez-gaza iz Kansk-Achinskogo uglya]. *Khimiya tverdogo top-liva* — *Chemistry of Solid Fuel*, 1991, № 2, pp. 59–64.
3. Levinbuk M., Kapustin V. and Zavertanova M. Multidirectional Vectors of US and Russian Oil Processing Development [Raznopravlennye vektory razvitiya neftepererabotki SShA i Rossii]. *Oil & Gas Journal Russia*, 2010, September, pp. 82-87.
4. Ershov M.V., Tanasova A.S. and Tatuov V.Yu. RF Federal Budget for 2015-2017: To What Extent is Optimism Justified? [Federalnyi Byudzheth RF na 2015-2017 gg: naskolko obosnovan optimizm? *Analitichesky bankovskiy zhurnal* — *Analytical Banking Journal*, 2014, Vol. 224, № 12, pp. 44-47.

5. Slavinskaya L. Coal Gasification: Global Tendencies [Gazifikatsiya uglya: mirovye tendentsii]. *Neftyanaya vertical* — *Oil Vertical*, 2011, № 18, pp. 13-16.

6. Kuznetsov A.M., Saveliev V.I. and Bakhtizina N.V. GTL Industry: Condition and Prospects [Industriya GTL: sostoyanie i perspektivy]. *Nauchno-tehnichesky vestnik* — *Scientific-Technical Reporter of NK ROSNEFT OJSC*, 2012, pp. 44-49.

7. Energy Technology Perspectives — Scenarios & Strategies to 2050. Paris, *International Energy Agency*, 2007, 484 pp.

8. Zhao X. Coal to clean gasoline. X. Zhao, R.D. McGihon, S.A. Tabak. *Hydrocarbon Engineering*, 2008, Vol. 13, No. 9, pp. 39-49.

9. Kozak M. Coal-to-Liquids in Poland. Brussels, *Energy Charter Secretariat*, 2007, 27 pp.

10. Braginsky O.B. Alternative Motor Fuels: Global Tendencies and Choice for Russia [Alternativnye motornye topliva: mirovye tendentsii i vybor dlya Rossii]. *Rossiyskiy khimicheskiy zhurnal* — *Russian Chemical Journal*, 2008, Vol. LII, № 6, pp. 137-146.

11. Macino E. The Role for Coal Technologies and Their Application in Indonesia. *13th Coaltrans Asia Conf. Bali*, 2007, pp. 211-225.

12. Shilling J.-D., Bonn B. and Kraus U. Coal Gasification. Moscow, *Nedra* — *Mineral Resources*, 1986, 175 pp.

13. Stepanov S.G. Development Tendencies and New Engineering Solutions in Coal Gasification [Tendentsii razvitiya i novye inzhenernye resheniya v gazifikatsii uglya]. *Ugol* — *Coal*, 2002, № 11, pp. 53-57.

14. Braginsky O.B. Oil-and-Gas World Complex [Neftegazovyy kompleks mira]. Moscow, *Neft i gaz* — *Oil and Gas*, 2006, 526 pp.

15. Analysis of Economic Efficiency of Alternative Natural Gas Disposal Projects [Analiz ekonomicheskoy effektivnosti alternativnykh proektov utilizatsii prirodnogo gaza]. Moscow, *Institute of Financial Researches*, 2007, 40 pp.

16. Financial and Economic Policy of Gazprom OJSC [Finansovaya i ekonomicheskaya politika ОАО «Gazprom»]. Presentation of press-conference. Moscow, *Gazprom OJSC*, 2014, 20 pp.