

doi: 10.51639/2713-0576_2026_6_3_46

Научная статья

УДК 622.278; 662.74

ГРНТИ 61.53.19; 61.53.99

ВАК 2.1.12

Подземная газификация угля в реалиях сегодняшнего времени

Наталия Ивановна Гулейчук, Ольга Дмитриевна Павличева *

ГБУ «ДОНГИПРОШАХТ»,

г. Донецк, Россия

* opavlicheva@inbox.ru

Аннотация

В статье рассматриваются перспективы применения технологии подземной газификации угля в России и мире как альтернативного источника энергии, на фоне ограниченного запаса нефти и газа и резкого повышения цен мирового рынка на них. Приведены технико-экономические показатели инвестиционного проекта Института угля и углехимии СО РАН, на основе которых сделаны выводы о рентабельности запуска пилотных проектов и возможной стоимости строительства. Особое внимание уделяется международному опыту применения подземной газификации угля и использованию производных продуктов.

Ключевые слова: угольное месторождение, подземная газификация, подземный газогенератор, синтез-газ, продукты подземной газификации угля.

Постановка проблемы

Долгое время экспорт, в том числе в западные страны, являлся стержнем развития угольной отрасли России. Однако, текущая геополитическая ситуация и санкции привели к полному прекращению этих поставок. Параллельно, переориентация экспортных потоков на восточное направление существенно ограничивает экспортный потенциал угледобывающих предприятий. Дополнительным фактором является глобальное обязательство по снижению выбросов CO₂, налагаемое Парижским соглашением по климату, которое распространяется и на Россию [1]. Совокупность этих обстоятельств диктует необходимость переориентации угольной отрасли на внутренний рынок. Без такой трансформации, отрасль в ее нынешнем виде будет крайне уязвима в современных экономических условиях. При анализе внутреннего спроса, следует акцентировать внимание на регионах, где уголь может служить ресурсной базой энерго- и теплоснабжения, особенно в условиях низкой транспортной доступности. Такой подход позволит минимизировать затраты на газификацию территорий и доставку топлива, если газ будет получен из местных углей. Существуют веские основания полагать, что будущее угольной промышленности принадлежит глубокой переработке угля с целью создания продукции с высокой добавленной стоимостью путем подземной газификации. Подземная газификация может стать решением ряда сопутствующих проблем, включая снижение негативного воздействия на окружающую среду при добыче угля и уменьшение затрат на логистику конечной продукции.

Основные результаты исследования

Подземная газификация угля осуществляется в несколько этапов. Сначала производится бурение скважин различной ориентации (вертикальных, горизонтальных, наклонных) для обеспечения подачи воздуха и отвода получаемого газа. Далее, в угольном пласте между пробуренными скважинами формируются каналы. Именно в этих каналах происходит взаимодействие угля с подаваемым воздухом и газом, что приводит к началу процесса газификации. В результате, через одни скважины осуществляется подача воздуха, а через другие – отвод высокотемпературного синтез-газа.

Общая схема подземной газификации проиллюстрирована на рисунке 1.

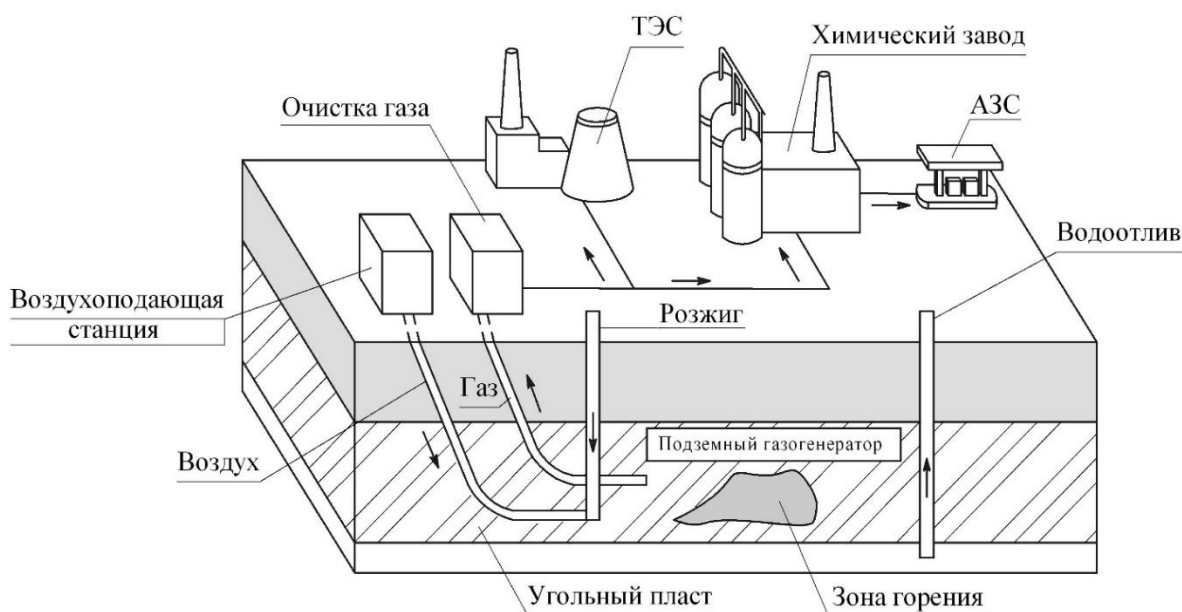


Рисунок 1 – Схема добычи и переработки газа при использовании метода подземной газификации угля

Подземная газификация угля (ПГУ) предлагает инновационный подход к разработке труднодоступных угольных месторождений. Эта технология интегрирует добычу, обогащение и переработку угля в единый процесс. Вместо извлечения угля для последующей обработки, ПГУ производит готовый горючий газ непосредственно в угольном пласте. Это делает уголь лишь промежуточным звеном, тогда как газ является конечным продуктом, готовым к использованию. Кроме того, ПГУ обладает экологическими преимуществами: она не требует нарушения земной поверхности, а получаемый газ является более экологичным по сравнению с углем.

Сегодня ситуация складывается таким образом, что в России обсуждается возможность запуска пилотных проектов по строительству станций ПГУ в таких регионах, как Магаданская область (Ланковское угольное месторождение), Хабаровский и Приморский края (Ургальское и Шкотовское угольные месторождения), Донбасс и Кузбасс. Особые надежды на внедрение технологии ПГУ возлагаются на Кузнецкий бассейн, где уже имеется практический опыт ее применения и сильная поддержка со стороны регионального руководства. Текущий топливный баланс Кемеровской области

характеризуется доминированием угля (82-85 % местного, 2-3 % привозного) и незначительной долей газа из Тюмени (около 10 %). Это приводит к серьезным экологическим проблемам, связанным с загрязнением окружающей среды из-за интенсивного сжигания твердого топлива на теплоэлектростанциях и в котельных. В связи с этим, технология ПГУ рассматривается как частичная альтернатива твердому топливу путем его замены на газообразное. Для увеличения доли газа в энергосистеме региона предлагаются следующие варианты:

- увеличение поставок газа из Тюмени;
- использование метана, добываемого при дегазации угольных шахт;
- развитие самой технологии ПГУ.

Согласно сравнительному анализу, проведенному Институтом угля и углехимии СО РАН [2], строительство нового газопровода из Тюмени является менее выгодным по сравнению с созданием достаточного количества предприятий, работающих по технологии подземной газификации угля (ПГУ). Станции ПГУ способны обеспечить эквивалентный объем котельного топлива. Кроме того, технология ПГУ обладает значительными преимуществами: она позволяет получать не только энергетическое сырье, но и экологически чистое газообразное химическое сырье, соответствующее строгим экологическим нормам и являющееся экономически привлекательным. Потребители газа от ПГУ выигрывают от стабильной теплотворной способности и состава топлива, а также от надежности его поставок.

Перспективность метода ПГУ демонстрирует инвестиционный проект Института угля и углехимии СО РАН [3], который предполагает строительство шести крупных предприятий с годовой производительностью 1-4 млрд. м³ горючего газа. В рамках проекта часть газа будет использоваться как котельное топливо, а другая часть – как сырье для газотурбинных установок, интегрированных в ПГУ для производства электроэнергии. Это позволит создать фактически автономные электростанции, работающие на собственном топливе.

Технологии предприятий, получающих горючий газ как котельное топливо, различаются в использовании воздушного и паровоздушного дутья. В результате получается газ с теплотворной способностью от 4 до 13 МДж/м³ (низко- или среднекалорийный). Сводные технико-экономические показатели представлены в таблице 1 [2].

Анализ представленной таблицы показывает, что строительство шести предприятий (ПГУ) приведет к производству электроэнергии тремя из них, а два других обеспечат получение низкокалорийного и среднекалорийного газа. Таблица содержит ключевые технико-экономические параметры: производительность, тип продукции, объемы инвестиций и ожидаемую прибыль. Важно отметить, что представленные затраты являются предварительными и будут детализированы на последующих стадиях проекта. Капитальные вложения в электрогенерирующие установки ПГУ существенно выше из-за высокой стоимости газотурбинных станций.

Срок строительства объектов составляет 1-2 года, а окупаемость – 2-3 года. Ввод в эксплуатацию этих шести предприятий позволит сократить потребность в угольных шахтах средней мощности (3-4 единицы), снизив потребление энергетического угля примерно на четверть.

Это положительно скажется на экологии региона и создаст тысячи новых рабочих мест. Помимо Кузбасса, значительный потенциал для развития ПГУ существует на Дальнем Востоке (Сахалин, Приморье, Хабаровский край), в Донбассе, а также в Печорском и Канско-Ачинском угольных бассейнах.

Таблица 1 – Техничко-экономические показатели инвестиционного проекта

№ п/п	Наименование (условное) предприятия ПГУ	Вид производимой продукции	Производительность предприятия	Кап. затраты на строительство, млн. руб.	Ожидаемая чистая прибыль (годовая), млн. руб.
1	Петровская станция «Подземгаз»	Электроэнергия	100 МВт	1900 (включ. стоим, газотурбин.уст.)	900-1100
2	Хмелевская станция «Подземгаз»	Низкокалорийный горючий газ	2,0 млрд, м ³	350	150-180
3	Мусохрановская станция «Подземгаз»	Электроэнергия	100 МВт	1900 (включ. стоим, газотурб. уст.)	900-1100
4	Прокопьевская станция «Подземгаз»	Среднекалорийный горючий газ	1,0 млрд, м ³	450	170-200
5	Чичербаевская станция «Подземгаз»	Низкокалорийный горючий газ	2,0 млрд, м ³	350	150-180
6	Терсинская станция «Подземгаз»	Электроэнергия	120 МВт	2200 (включ. стоим, газотурб. уст.)	1000-1300
	ВСЕГО:			7150	3270-4060

Выполняемые в этой области работы носят, как правило, аналитический характер. Строительство опытных газогенераторов развивается достаточно медленно, что не в последнюю очередь связано с отсутствием финансовых инвестиций в развитие данной технологии, хотя ПГУ является привлекательным способом разработки угольных месторождений.

На сегодняшний день следует отметить, что Китай в деле практической реализации технологии ПГУ намного опережает нашу страну. Представителями многих китайских угольных компаний выполнены научные и практические работы по ПГУ, ведется практическая реализация этой технологии. К странам, занимающим передовые позиции в области подземной газификации углей, относятся многие страны мира, такие как – Австралия, США, Канада, КНДР, Индия, страны Западной Европы, а также страны ближнего зарубежья – Узбекистан, Украина. Начали проявлять интерес к технологии ПГУ Киргизия, Грузия, Казахстан, Белоруссия.

Говоря об изучении углей, необходимо их рассматривать как сырье для производства продукции с новыми потребительскими свойствами, а также как сырье для получения синтетических жидких топлив, продуктов и материалов не топливного назначения (сорбенты, гуминовые удобрения, строительные материалы).

Современной наукой немало уделяется внимания экономической оценке новых технологий переработки и комплексного использования минеральной части углей, а также отходов добычи и обогащения [3, 4].

По данным международной аналитической компании ZION Market Research, совокупный ежегодный темп роста для газификации угля в 2018-2026 годах составил 10,8 %. В общей массе продукта, получаемого путем газификации угля, доля удобрений (карбамида) составила в 2017 году 40 % [5]. Разные страны по-разному используют

получаемый в результате применения технологии синтез-газ, в зависимости от потребностей региона. Кто-то использует на энергетические цели, а кто-то – в производстве удобрений, синтетического жидкого топлива и сырья для химической промышленности. Многие страны Азиатско-Тихоокеанского региона, на пример Индия, используют продукты газификации для получения удобрения. Китай получает свыше 90 % всего производимого в стране аммиака путем газификации угля [6].

Технология ПГУ, как показывает практика, наиболее эффективна при использовании в непосредственной близости от места добычи угля для получения энергии и широкого спектра продукции углехимии с высокой добавленной стоимостью (бензин, метанол, дизельное топливо, минеральные удобрения и другие продукты) [7].

Выводы

Для отработки методом ПГУ на нашей территории пригодны порядка 28 % существующих месторождений угля. Это говорит о перспективности внедрения данной технологии. Минэнерго России создана и начинает свою деятельность рабочая группа по вопросам развития глубокой переработки угля в РФ. Группа создана на основе Института горючих ископаемых с консолидацией усилий профильных академических и отраслевых центров. Также следует отметить, что при Инновационном центре Сколково разработан проект создания опытно-промышленного предприятия ПГУ и ведется работа по его внедрению. Этот проект предполагает создание цифровых двойников месторождений и подземных газогенераторов как элементов цифровой трансформации горного предприятия. Эти технологии являются более эффективными по отношению к классическим и могут рассматриваться в информационно-технических справочниках наилучших доступных технологий и в региональных экологических стандартах угледобывающих регионов [8]. Все приведенные данные говорят об очевидности экономических и экологических достоинств технологии ПГУ и необходимости дальнейших работ по внедрению и усовершенствованию данной технологии. Особенно актуальна эта задача в условиях современного энергетического кризиса.

Конфликт интересов

Авторы статьи заявляют, что на момент подачи статьи в редакцию, у них нет возможного конфликта интересов с третьими лицами.

Список источников:

1. Плакиткин, Ю. А. Парижское соглашение как фактор ускорения "энергетического перехода": меры по адаптации угольной отрасли к новым вызовам / Ю. А. Плакиткин, Л. С. Плакиткина // Уголь. – 2021. – № 10(1147). – С. 19-23. – DOI 10.18796/0041-5790-2021-10-19-23. – EDN RVZZSD.
2. Лазаренко, С. Н. Новый этап развития подземной газификации угля в России и в мире / С. Н. Лазаренко, П. В. Кравцов // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2007. – № 5. – С. 304-316. – EDN IBLJMD.
3. Состояние и перспективы комплексного использования твердых горючих ископаемых: (юбилейный сборник трудов ИГИ) / под общ. ред. Е. Г. Горлова. – Москва: ФГУП ИГИ, 2011. – 368 с. – ISBN 978-5-902393-16-0. – EDN QNFREAL.

4. Горлов, Е. Г. Синтетические жидкие топлива - новые возможности и перспективы / Е. Г. Горлов, А. В. Шумовский // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2019. – № 9(93). – С. 108-113. – EDN TLMYMA.
5. Петров, И. В. Предложения по декарбонизации угольной промышленности и устойчивому развитию обособленных регионов на основе подземной газификации углей / И. В. Петров, И. И. Уткин, В. Б. Джайянт // Уголь. – 2022. – № 9(1158). – С. 41-46. – DOI 10.18796/0041-5790-2022-9-41-47. – EDN PTUJON.
6. В Китае новая технология газификации угля делает производство аммиака более экологичным. — Текст: электронный // russian.china.org.cn: [сайт]. — URL: http://russian.china.org.cn/china/txt/2019-11/11/content_75396640.htm (дата обращения: 18.02.2026).
7. Краснянский, Г. Л. Формирование энергоугольных кластеров - инновационный этап технологической реструктуризации угольной промышленности Российской Федерации / Г. Л. Краснянский // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2011. – № S1. – С. 47-62. – EDN OOLAOB.
8. Digital twins and modeling of the transporting-technological processes for on-line dispatch control in open pit mining / I. O. Temkin, A. V. Myaskov, S. A. Deryabin, U. A. Rzazade // Eurasian Mining. – 2020. – No. 2. – P. 55-58. – DOI 10.17580/em.2020.02.13. – EDN JQDLSZ.

Underground Coal Gasification in Today's Realities

Natalia Ivanovna Guleichuk, Olga Dmitrievna Pavlicheva *
SBU "DONGIROSHAKHT",
Donetsk, Russia
* opavlicheva@inbox.ru

Abstract

Underground Coal Gasification in Today's Reality The article discusses the prospects for using underground coal gasification technology in Russia and around the world as an alternative energy source due to the sharp increase in global oil and gas prices and their limited reserves. The article presents the technical and economic indicators of the investment project at the Institute of Coal and Coal Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, based on which conclusions are made about the profitability of launching pilot projects and the possible cost of construction. Special attention is given to the international experience of using underground coal gasification and the use of derived products.

Keywords: coal deposit, underground gasification, underground gas generator, synthesis gas, products of underground coal gasification.