

Научная статья / Research Article

УДК 621.3.072

**ПЕРСПЕКТИВЫ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ПОДЗЕМНОЙ
ГАЗИФИКАЦИИ КАМЕННЫХ И БУРЫХ УГЛЕЙ КАК
АЛЬТЕРНАТИВЫ ТРАДИЦИОННЫМ ИСТОЧНИКАМ УГЛЕВОДОРОДОВ****Ю.Е. Прошунин, М.Г. Коряга***ФГБОУ ВО Сибирский государственный индустриальный университет, Россия, 654007, г. Новокузнецк, ул. Кирова, 42*

Аннотация. Анализ динамики цен на нефть в 2026 году показывает наличие факторов оказывающих значительное влияние на её стоимость в пределах короткого временного интервала. Энергетическая безопасность любого государства связана с наличием альтернативных источников получения энергетического сырья. Технология подземной газификации углей (ПГУ) подразумевает получение энергетического газа который является альтернативным источником углеводородов. Газификации можно подвергать практически любой уголь. Существует схема конструкции газогенератора с переносом точек подачи дутья по стволу наклонно-горизонтальной скважины. За счет направленного и активного подвода воздуха к реакционной поверхности угольного пласта теплота сгорания получаемого газа составляет 1000 ккал/м³. В наземном комплексе переработки предлагается создать определенные условия, чтобы конденсации углеводородов в аппаратах, механизмах и газопроводах не происходило. Обеспечение этого требования при подготовке энергетического газа позволяет производить очистку его от пыли сухим способом. Очистка газа от пыли сухим способом осуществляется в три ступени при температуре выше температуры конденсации каменноугольной смолы, то есть не опускается ниже 400 °С по всей системе. Предлагаемый способ подготовки энергетического газа подземной газификации каменных и бурых углей предусматривает его сухую очистку при температуре, превышающей температуру конденсации высокомолекулярных углеводородов

Ключевые слова. Энергетическая безопасность, подземная газификация углей, наклонно-горизонтальные скважины, подготовки энергетического газа ПГУ.

Введение. Анализ динамики цен на нефть в 2026 году показывает наличие факторов оказывающих значительное влияние на её стоимость в пределах короткого временного интервала [1]. Перекрытие логистического пути поставки в Ормузском проливе из-за войны между США, Израилем

и Ираном, а также блокады привели к дефициту нефти даже у таких крупных потребителей как Индия и Китай.

До начала конфликта через Ормузский пролив проходило 15–20% мировой добычи нефти, конденсата и нефтепродуктов и более 30% сжиженного природного газа. На торгах 9 марта цена нефти Brent влетела к уровню \$119,5 за баррель, что стало максимумом с июня 2022 года. Однако после роста до многолетних максимумов цены на нефть несколько скорректировались, тем не менее оставшись на высоких уровнях. Сейчас Brent торгуется возле отметки \$100 за баррель. В итоге за первый квартал 2026 года стоимость нефти в совокупности подскочила на 70,86%. Это самый значительный квартальный прирост с третьего квартала 1990 года, когда цена Brent прибавила 142,26%.

Энергетическая безопасность любого государства связана с наличием альтернативных источников получения энергетического сырья. На фоне роста цен на углеводороды актуальной становится возможность реализации технологии подземной газификации углей.

Технология подземной газификации углей (ПГУ) подразумевает получение энергетического газа, который можно использовать в газовых и паровых турбинах (газопаровой цикл) для выработки тепло- и электроэнергии. Кроме этого, из синтез-газа – смеси оксида углерода и водорода можно производить широкий спектр химической продукции (рисунок 1). Газификации может подвергаться большинство видов углей [2].

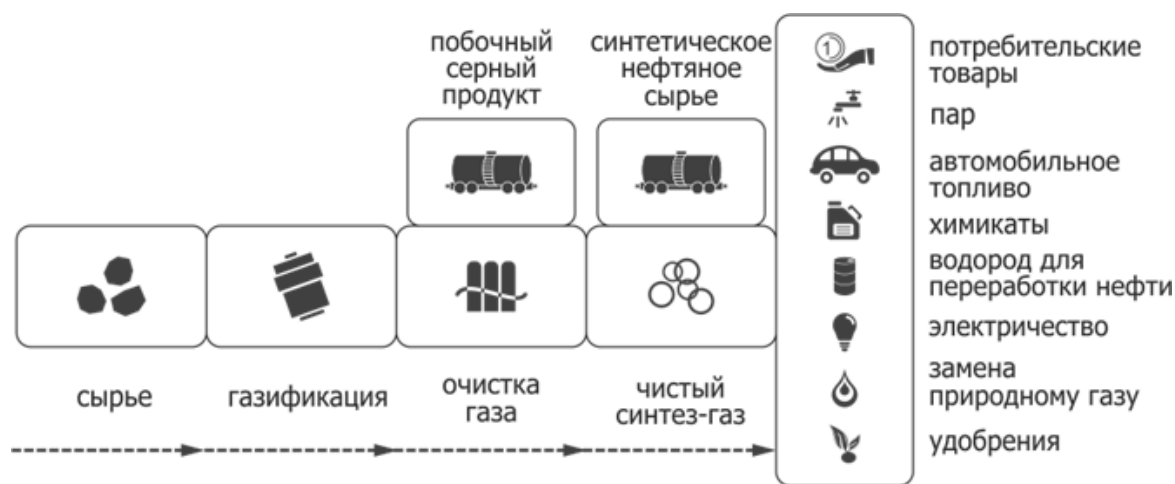


Рисунок 1 – Схема газификации угля и получаемой продукции

Направление применения технологии. Существующие и разрабатываемые способы газификации позволяют превратить в горючие газы 60-70% углерода органической массы топлива. Остальное количество расходуется в процессе горения для получения тепла, необходимого для осуществления эндотермических реакций газификации для получения кислорода, а также теряется в окружающую среду [3].

Одним из важнейших достоинств газификации является универсальность этого метода. Газификации можно подвергать практически любой уголь. Полученный газ может использоваться и как высококачественное топливо в энергетических установках, и для дальнейшей переработки в водород, жидкое топливо (синтез Фишера – Тропша), метанол и другие химические полупродукты [4]. Газификация – высокотемпературный процесс неполного окисления углерода топлива окислителями с целью получения горючих газов - H_2 , CO , CH_4 . В качестве окислителей используют воздух, кислород, воздух, водяной пар, диоксид углерода, либо смеси перечисленных веществ.

Теоретические основы процесса. Реакции, при которых могут быть получены генераторные газы, характеризующиеся присутствием в разных соотношениях CO , CO_2 , H_2 и CH_4 , весьма разнообразны (таблица 1).

Таблица 1

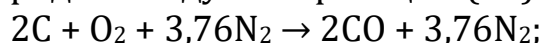
Основные реакции, протекающие при газификации

№	Уравнение реакции	H^0_{298} , кДж/моль	Константа равновесия	
			800°C	1300°C
1	$C + O_2 \rightarrow CO_2$	-394,9	$1,8 \cdot 10^{17}$	$1,5 \cdot 10^{13}$
2	$2C + O_2 \rightarrow 2CO$	-219,1	$1,4 \cdot 10^{18}$	$4,5 \cdot 10^{16}$
3	$C + H_2O \rightarrow CO + H_2$	+132,8	7,97	$9,98 \cdot 10^2$
4	$C + 2H_2O \rightarrow CO_2 + 2H_2$	+87,9	8,31	$3,32 \cdot 10^2$
5	$C + CO_2 \rightarrow 2CO$	+175,8	7,65	$3 \cdot 10^3$
6	$C + 2H_2 \rightarrow CH_4$	-87,4	$7,72 \cdot 10^{-2}$	$1,82 \cdot 10^{-3}$
7	$2CO + O_2 \rightarrow 2CO_2$	-570,7	$2,4 \cdot 10^{14}$	$5 \cdot 10^9$
8	$2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O$	-484,6	$2,2 \cdot 10^{16}$	$4,5 \cdot 10^{10}$
9	$CH_4 + 2O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O$	-803,5	$9 \cdot 10^{31}$	$4 \cdot 10^{26}$
10	$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$	-43,0	1,04	0,33
11	$CO + 3H_2 \rightarrow CH_4 + H_2O$	-208,7	$5,92 \cdot 10^{-3}$	$1,82 \cdot 10^{-6}$
12	$2CO + 2H_2 \rightarrow CH_4 + CO_2$	-247,2	$6,17 \cdot 10^{-3}$	$6,05 \cdot 10^{-7}$

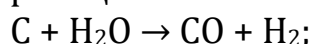
Как видно, все реакции, за исключением 3-5, являются экзотермическими, поэтому с увеличением температуры их константы равновесия уменьшаются (для реакций 3-5 - возрастают). При повышенных температурах следует ожидать увеличения выходов продуктов, образующихся по реакциям 3-5, и снижения - по остальным реакциям. С ростом давления должен повышаться выход CH_4 по реакциям 6, 11, 12 и CO_2 - по реакции 7, так как все они протекают с уменьшением объема. Одновременно следует ожидать снижения в газе количеств CO и H_2 , образующихся по реакциям 2, 3 и 5, идущим с увеличением объема. Равновесие всех реакций с участием кислорода практически полностью смещено вправо. Следовательно, в равновесной газовой смеси не может быть свободного кислорода.

Для ориентировочной оценки состава газа, получаемого при тех или иных условиях, часто используют понятие об «идеальных» генераторных газах. Под ними понимают газы, образующиеся при взаимодействии свободного углерода и газифицирующих агентов (O_2 и H_2O), с получением только горючих компонентов, не считая азота при воздушном дутье. Существует несколько типов «идеальных» генераторных газов (таблица 2):

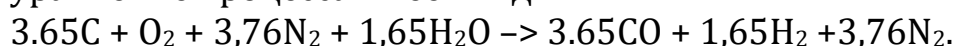
воздушный газ – полученный при взаимодействии углерода с кислородом воздуха по реакции (13):



водяной газ – продукт взаимодействия углерода с водяным паром по реакции 3:



полуводяной газ – полученный при использовании паровоздушного дутья, при этом одновременно протекают реакции 3 и 13 и суммарное уравнение процесса имеет вид:



оксिवодяной газ получается на парокислородном дутье, его отличительная особенность – отсутствие балласта (азота).

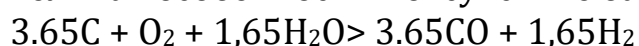


Таблица 2

Основные характеристики «идеальных» генераторных газов [1, 2]

Газ	Состав, % (об)			Выход газа, м ³ /кг	Теплота сгорания, кДж/м ³
	CO	H ₂	N ₂		
Воздушный	34,7	-	65,3	5,39	4400
Водяной	50,0	50,0	-	3,73	11770
Полуводяной	40,3	18,2	41,5	4,63	7080
Оксिवодяной	68,9	31,1	-	2,71	12150

Главными факторами, влияющими на скорость взаимодействия твердого топлива с окислителями при постоянной температуре, являются размер твердых частиц, продолжительность их пребывания в реакционной зоне, спекаемость топлива, зольность, влажность, шлакообразующая реакционная способность.

При уменьшении размеров частиц время, необходимое для их газификации, существенно сокращается. Частицы диаметром менее 0,1 мм успевают полностью прореагировать за 0,15 с, за это время более крупные частицы (диаметром 0,5 мм) реагируют лишь на 20%.

Российский опыт технологии ПГУ. В России в 2004 г. заметным событием стал выпуск монографии [5], где дан исчерпывающий обзор истории разработки подземной газификации углей в Советском Союзе и за рубежом, детально проанализированы особенности процесса и разработаны

рекомендации, направленные на его совершенствование и тиражирование. К важнейшим из полученных результатов можно отнести: технологию создания первоначальных каналов газификации, аналитическую зависимость параметров процесса газификации от состава и интенсивности нагнетания дутья, качества угля, мощности пласта, притока подземных вод в зону газификации, выявление механизма сдвижения горного массива в процессе выгорания пласта, а также схемы осушения угольных пластов. Эти рекомендации, по мнению автора монографии, составляют основу потенциала традиционной технологии ПГУ в России и делают возможным ее широкое использование.

Известен ряд отечественных публикаций, где предложены интересные технические решения. Так, в [6] предложено подготовку угольного массива к газификации осуществлять дегазацией его с отсосом метана, смешивая последний с энергетическим газом, получаемым газификацией уже дегазированных угольных пластов. В статье [7] подготовку энергетического газа подземной газификации углей к сжиганию рекомендовано осуществлять путем пропускания его с целью очистки и охлаждения через систему из двух тепловых аккумуляторов регенеративного типа, представляющих собой емкости, наполненные насадкой из чугунных шаров, отличающихся высокой коррозионной стойкостью и работающих в циклическом режиме. Один из аккумуляторов в режиме «нагрев» продувается сырым горячим газом с целью аккумуляирования тепла и осаждения пыли на поверхности металлических шаров, а через второй в режиме «охлаждение» под давлением 0,3-0,5 МПа прокачивается воздух, передающий в теплообменнике избыток тепла воде с нагревом ее до температуры 60-80°C.

В Дальневосточном государственном техническом университете разработана комплексная методика создания станций ПГУ с учетом природных, горно-геологических, горнотехнических и экологических факторов угольного месторождения, позволяющая конструировать эффективные технологические схемы подземной газификации, включающая: комплексную схему утилизации тепла вмещающих пород подземного газогенератора и физического тепла газа; оригинальные способы подготовки подземных газогенераторов; использование паро-кислородно-диоксид-углеродного дутья; высокоэффективные схемы очистки газов от диоксида углерода и оксидов серы, схему утилизации смолы и конденсата, выделяющихся при очистке газа, технологию газификации, обеспечивающую значительную интенсификацию процесса, а также охрану окружающей среды и ряд других технических решений [8]. Представляет интерес совмещенная с процессом подземной газификации углей утилизация твердых бытовых и производственных отходов (пластмасс, древесины, бумаги, резины, кожи и шламов).

Привлекает внимание проект [9], предложенный специалистами ОАО «Газпром промгаз», по созданию семи добывающих энергетических комплексов в Красноярском крае, Кемеровской и Оренбургской областях об-

щей электрической мощностью 900 МВт. По оценкам авторов проекта, необходимые инвестиции составляют 36,8 млрд. рублей, а срок окупаемости «лидерского предприятия» в г. Киселевске составит около четырех лет.

Успешно реализуется технология ПГУ в Узбекистане [10, 11]. На базе Ангренской станции удалось сохранить действующую станцию ПГУ, внедрить ряд интересных разработок, позволивших существенно, на 25-35%, увеличить промышленное извлечение угля и на 40-60% повысить калорийность энергетического газа.

Обзор исследований реализации технологии ПГУ.

Существует схема конструкции газогенератора с переносом точек подачи дутья по стволу наклонно-горизонтальной скважины [5] (рисунок 2).

Проведение ПГУ с переносом точек подачи дутья по стволу наклонно-горизонтальной скважины обеспечивает:

- более высокую устойчивость и стабильность процесса газообразования;
- возможность инженерного управления этим процессом;
- снижение количества эксплуатационных скважин;
- повышение КПД газификации.

За счет направленного и активного подвода воздуха к реакционной поверхности угольного пласта в новой технологии теплота сгорания получаемого газа составляет 1000 ккал/м³ (вместо 800 ккал/м³ в технологии с вертикальными дутьевыми скважинами), что обусловлено более высоким температурным уровнем в зоне газификации.

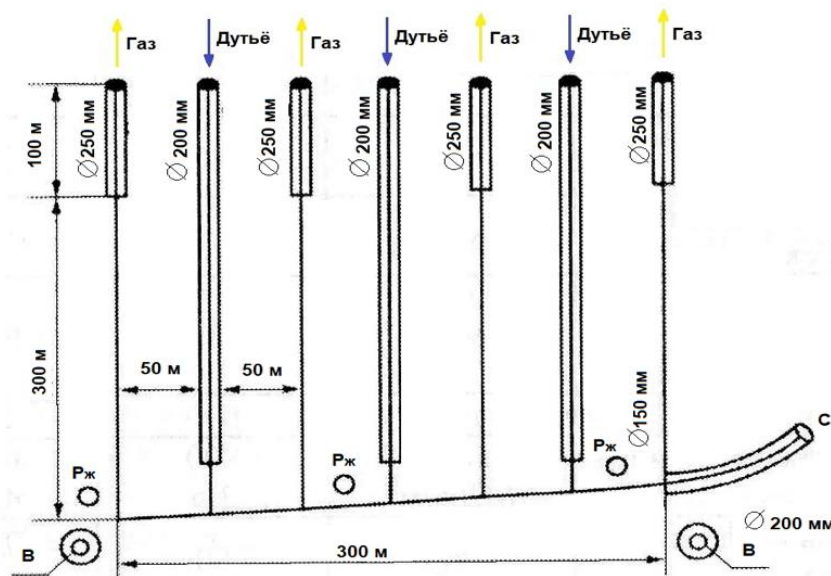


Рисунок – 2 Принципиальная схема газогенератора с наклонно-горизонтальными скважинами и наклонно-горизонтальной сбоечной скважиной: Г – газоотводящие скважины; Д – дутьевые скважины; Р_ж – розжиговые скважины; В – водоотводящие скважины

На рисунке 3 показана принципиальная схема модуля подземного газогенератора с постоянным реакционным каналом, вдоль которого движутся дутьегазовые потоки. Газогенератор представлен в плоскости угольного пласта (наклонного или горизонтального). Дутьевая скважина обсаживается на всю длину, а газоотводящая - только до входа в угольный пласт. В нижней своей части обе скважины соединяются между собой в единую гидравлическую систему. В буровом канале дутьевой скважины формируется огневой забой и по мере выгазования угольного пласта между скважинами точка подвода дутья перемещается вверх по скважине.

Таким образом постоянно осуществляется направленный подвод окислителя непосредственно к реакционной угольной поверхности. Активное гетерогенное реагирование в канале, стенки которого преимущественно угольные, обуславливает не только высокую температуру на поверхности, но и минимальные относительные потери тепла в окружающие породы.

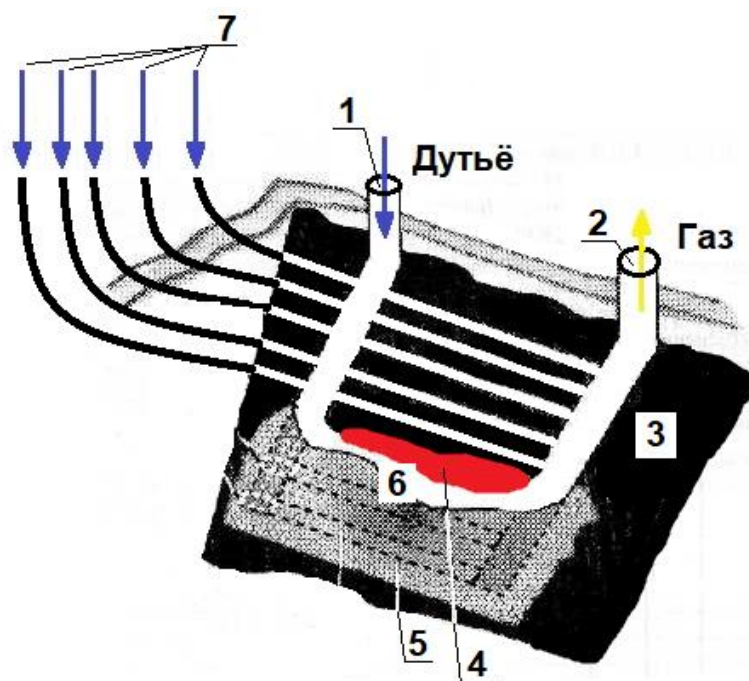


Рисунок – 3 Принципиальная схема модуля подземного газогенератора работающего по поточной технологии: 1 – вертикальная дутьевая скважина; 2 – газоотводящая скважина; 3 – угольный пласт; 4 – огневой забой; 5 – выгазованное пространство; 6 – реакционный канал; 7 – наклонно-горизонтальные скважины для переноса точек дутья.

Заполнение выгазованного пространства подземного газогенератора (см. рисунок 3) обрушившимися породами кровли обуславливает реакционный канал примерно постоянного сечения. Это обеспечивает стабильное и устойчивое осуществления процесса ПГУ в течение всего периода отработки угольного пласта между дутьевой и газоотводящей скважина-

ми. Как было показано выше, процесс газификации характеризуется более высокой степенью перехода энергии угля в горючий газ.

Предлагаемое перспективное направление развитие технологий.

Предложенный в настоящей работе способ подготовки энергетического газа ПГУ [14, 15] базируется на том факте, что разделение энергетического газа подземной газификации углей на два разных продукта: газ и конденсирующиеся при условиях подготовки энергетического газа к процессу сжигания углеводороды – смолу каменных или бурых углей, весьма условно. При создании определенных условий можно добиться, чтобы конденсации углеводородов в аппаратах, механизмах и газопроводах не происходило. Обеспечение этого требования при подготовке энергетического газа позволяет производить очистку его от пыли сухим способом, исключив сложные и дорогостоящие процессы очистки и сброса значительного количества сточных вод, а также переработку взрывоопасных и высокотоксичных материалов, существенно улучшив экологические и экономические параметры процесса.

На рисунке 4 приведена принципиальная технологическая схема предлагаемого в настоящей публикации способа подготовки энергетического газа подземной газификации каменных и бурых углей [14, 15].

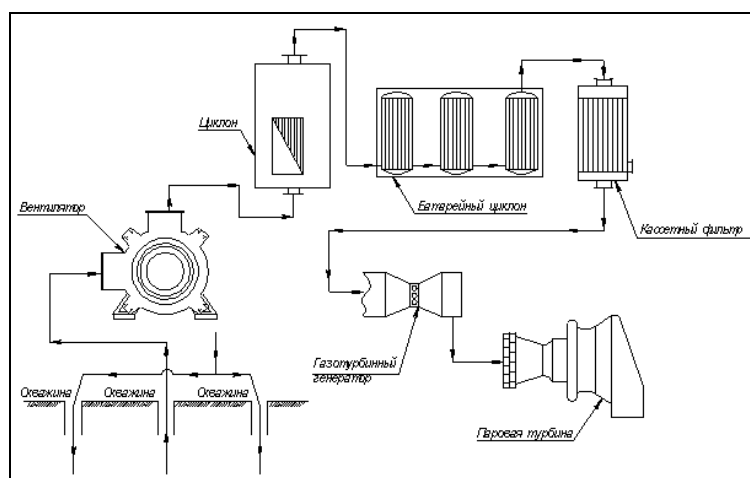


Рисунок 4 – Принципиальная технологическая схема очистки и подготовки энергетического газа ПГУ

Подготовка энергетического газа осуществляется в несколько этапов. Охлаждение газа с 900 до 600°C на первой ступени осуществляется за счет подачи очищенной воды в скважины или использования рекуперативного бойлера, в котором охлаждаемый газ и охлаждающая вода разделены стенкой. Охлажденный до 600°C энергетический газ отсасывается из газогенератора дымососами специального назначения, например, ДН-НЖ (ДН-21НЖ), установленных на каждой скважине. Мощность системы охлаждения должна обеспечить снижение его температуры до 600°C. Макси-

мально допустимая температура газа на входе в дымосос - 400°C (по заявлению изготовителя при изменении схемы охлаждения подшипников максимально допустимая температура газа на входе в дымосос может быть повышена до 700°C).

Очистка газа от пыли сухим способом осуществляется в три ступени при температуре выше температуры конденсации каменноугольной смолы, то есть не опускается ниже 400 °C по всей системе. В качестве первых двух ступеней очистки могут быть выбраны циклонные аппараты (на второй ступени батарейного типа). На третьей ступени очистки эффективно использование электрофильтров или кассетных фильтров из металлотканых сеток. Согласно выполненным расчетам и данным завода-изготовителя предлагаемая трехступенчатая схема сухой очистки газа ПГУ может эксплуатироваться в диапазоне температур 500-800°C (при необходимости возможно применение более термостойких материалов) и обеспечивает требуемую для использования в газовых турбинах величину запыленности – не более 4 мг/м³. При реализации технологической схемы высокотемпературной подготовки энергетического газа для сжигания не допускается снижение его температуры ниже 400°C, поэтому оборудование сухой очистки энергетического газа и агрегаты совмещенных газо- и паротурбинного циклов для получения тепло- и электроэнергии должно располагаться в непосредственной близости от скважин подземного газогенератора. Как вариант, возможно расположение дымососов, оборудования сухой очистки энергетического газа и агрегатов совмещенных газо- и паротурбинного циклов на передвижных автомобильных или железнодорожных платформах, которые могут находиться в непосредственной близости к скважинам подземного газогенератора и по мере необходимости перемещаться на новые участки.

Предлагаемый способ подготовки энергетического газа подземной газификации каменных и бурых углей предусматривает его сухую очистку при температуре, превышающей температуру конденсации высокомолекулярных углеводородов – каменноугольной смолы и последующее сжигание подготовленного газа. Таким образом, очистке необходимо подвергать только топочные газы, например, в случае необходимости, осуществлять вторичный дожиг окислов азота или осуществлять дополнительную каталитическую очистку. Уловленные сухим способом частицы золы, недогоревшего угля, полукокса и кокса могут быть утилизированы подачей их вместе с нагнетаемым в скважины воздухом (или смесью воздуха с водяным паром, двуокисью углерода или кислородом) без нанесения ущерба окружающей среде. Других подлежащих очистке выбросов в предлагаемом способе не образуется.

Экологические показатели функционирования комплекса подземной газификации при использовании предлагаемого способа улучшаются вследствие отсутствия процесса очистки и сброса значительного количества сточных вод, а также переработки взрывоопасных и высокотоксич-

ных материалов. Технологические параметры процесса сжигания энергетического газа подземной газификации каменных и бурых углей улучшаются [16].

Ориентировочные расчеты показывают, что использование предлагаемого способа подготовки энергетического газа подземной газификации каменных и бурых углей существенно снижает капитальные затраты на сооружение установки ПГУ. Технический результат изобретения показан на конкретном примере, которым предусмотрена проектная мощность подземного газогенератора 400 миллионов кубических метров в год (Таблицы 3 и 4).

Таблица 3

Капитальные вложения в строительство ПГУ

Показатели		Капитальные затраты на строительство установки ПГУ по смете, млн. руб	
		Традиционный способ очистки газа	Предлагаемый в настоящей заявке способ очистки газа
1	Проектно-изыскательские работы	55,00	25,00
2	Отвод земельного участка и подготовка промплощадки	-	-
3	Проведение горных выработок (скважины)	223,56	160,99
4	Приобретение машин и оборудования (включая монтаж)	762,91	374,96
5	Возведение производственных зданий и сооружений	458,22	217,52
6	Затраты на природоохранные мероприятия	214,31	16,95
7	Непредвиденные работы и затраты	90,00	77,04
Всего		1 804,00	872,46
НДС		314,82	152,54
Всего с НДС		2 118,82	1025,00

Таблица 4

**Сравнение технико-экономических показателей установок ПГУ
с традиционным и предлагаемым в настоящей статье
способами очистки газа**

№	Показатели	ПГУ с традиционным способом очистки газа	ПГУ с предлагаемым в настоящей заявке способом очистки газа
1	Проектная мощность подземного газогенератора, млн. м ³ /год	400	400
2	Получение энергетического газа, м ³ /кг выгазовываемого угля	3,6	4,0
3	Объем угля для выгазовывания, тыс. тонн	111,0	100,0
4	Капитальные затраты на строительство ПГУ, млн. руб	2 119	1 025
5	Удельные капитальные затраты на получение 1000 м ³ энергетического газа, руб/1000 м ³	5 500	2 562,5
6	Срок строительства ПГУ, мес.	24	18
7	Выработка электроэнергии, МВт*ч/год	-	151 296
8	Выработка тепловой энергии, Гкал/год	372 000	415 516
9	Себестоимость газа ПГУ, руб/1000 м ³	713,2	420,3
7	Дисконтированный срок окупаемости инвестиций, годы	11,67	6,88

Анализ приведенных в таблицах 3 и 4 данных показывает, что использование предлагаемого в настоящей статье способа очистки энергетического газа подземной газификации каменных и бурых углей позволяет уменьшить капитальные затраты на строительство установки ПГУ почти в 2 раза, себестоимость получаемого энергетического газа в 1,7 раза, дисконтированный срок окупаемости инвестиций на 41%, а также увеличить выработку тепловой энергии на 10,5% и дополнительно произвести электроэнергии 151 296 МВт*ч в течение года. В варианте с традиционным способом очистки газа не предусмотрено наличие оборудования для выработки электроэнергии. Наличие такого оборудования существенно увеличит капитальные затраты.

Следует отметить, что, несмотря на очевидные выгоды предлагаемого способа подготовки энергетического газа, дисконтированный срок оку-

паемости инвестиций весьма значителен – чуть меньше семи лет. Себестоимость газа ПГУ при этом составляет 420,3 руб/1000 м³, что хотя и существенно меньше, чем себестоимость энергетического газа, полученного с использованием традиционных технологий – 713,2 руб/1000 м³, но заметно дороже, чем стоимость природного газа (в пересчете на низшую теплоту сгорания 1000 ккал/м³) – 263,11 руб/1000 м³

Заключение

Предлагаемый способ подготовки энергетического газа подземной газификации каменных и бурых углей обеспечивает улучшение экологических показателей комплекса подземной газификации, увеличение теплового потенциала энергетического газа на 13-43%, уменьшение капитальных затрат на строительство установки ПГУ почти в 2,0 раза, себестоимости получаемого энергетического газа в 1,7 раза, дисконтированного срока окупаемости инвестиций на 41%, увеличение выработки тепловой энергии на 10,5% и дополнительно произвести электроэнергии 151 296 МВт*ч в течение года. Данный способ может быть использован при разработке месторождений полезных каменных и бурых углей методом подземной газификации.

Список литературы

1. Рост цен на нефть за месяц превысил 40%. Это рекорд с 1990 года // <https://www.rbc.ru/quote/news/article/69c254109a79476ba82fd09b> (дата обращения 21.06.2026)
2. Крейнин Е. В. Стратегия расширения ресурсной базы углеводородного сырья/ Е. В. Крейнин, А. А. Кяргес // ГИАБ. - 2007. - №3. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/strategiya-rasshireniya-resursnoy-bazy-uglevodorodnogo-syrya> (дата обращения: 21.06.2026).
3. Прошунин Ю.Е. О перспективах и направлениях развития технологии подземной газификации каменных и бурых углей / Ю.Е. Прошунин, А.М. Потурилов // Кокс и химия. – 2016. – №10. – С. 11 – 22.
4. Камнева А.И. Теоретические основы химической технологии горючих ископаемых/ А.И. Камнева, В.В. Платонов //Москва : Химия. - 1990. – 288 с.
5. Крейнин Е.В. Нетрадиционные термические технологии добычи трудноизвлекаемых топлив: уголь, углеводородное сырье/ Е.В. Крейнин//М.: ООО "ИРЦ Газпром". - 2004. – 235 с.
6. Васючков Ю.В., Воробьев Б.М. Способ получения электроэнергии при бесшахтной углегазификации и/или подземном углесжигании. Патент на изобретение №2100588 РФ.
7. Аренс В.Ж. Новые подходы к использованию не востребованных ресурсов твердых полезных ископаемых/ В.Ж. Аренс, А.А. Вертман, Г.Х. Хчеян // Вестник Российской Академии Естественных наук. – 2007. – №3. – С. 3 – 6.

8. Белов А.В., Звонарев М.И., Гребенюк И.В. и др. Способ подземной газификации. Патент на изобретение №2381356 РФ.
9. Зоря А.Ю. Новые возможности/ А.Ю. Зоря, Е.В. Крейнин, С.Н. Лазаренко// Уголь Кузбасса. – 2009. – №4. – с. 74 – 77.
10. Раимжанов Б.Р. Подземная газификация угля: исторические сведения и проблемы/ Б.Р. Раимжанов, И.М. Салтыков, С.И. Якубов // Горный вестник Узбекистана. - 2008. – №1. – С. 20 – 22.
11. Раимжанов Б.Р. Использование подземных газогенераторов в качестве теплогенераторов/ Б.Р. Раимжанов, С.И. Якубов // Горный вестник Узбекистана. 2005. – №3. – С. 30 – 33.
12. Крейнин Е. В. Техничко-экономические перспективы подземной газификации угля / Е. В. Крейнин // Горный информационно-аналитический бюллетень. Вып. № 5. – Москва : МГГУ. - 2009. – С. 347-352.
13. Прошунин Ю.Е. К вопросу о направлениях и перспективах развития технологии подземной газификации каменных и бурых углей / Ю.Е. Прошунин, А.М. Потурилов // ТЭК и ресурсы Кузбасса. – 2010. – №5 (52). – С. 22 – 30.
14. Патент на изобретение № 2439313 РФ. Ю.Е. Прошунин, А.А. Почечуев, А.М. Потурилов / Способ подготовки энергетического газа подземной газификации каменных и бурых углей.
15. Прошунин Ю. Е. О перспективах и направлениях развития технологии подземной газификации каменных и бурых углей/ Ю. Е. Прошунин, А. М. Потурилов // Кокс и химия. - 2016. - № 10. - С. 11–22.

References

1. The rise in oil prices for the month exceeded 40%. This is a record since 1990//
<https://www.rbc.ru/quote/news/article/69c254109a79476ba82fd09b>
(date of reference 21.06.2026)
2. Kreinin E.V. Strategy for expanding the hydrocarbon resource base/E.V. Kreinin, A.A. Karges//GIAB. - 2007. - №3. URL:
<https://cyberleninka.ru/article/n/strategiya-rasshireniya-resursnoy-bazy-uglevodorodnogo-syrya> (дата обращения: 21.06.2026).
3. Proshunin Yu.E. On the prospects and directions of development of underground gasification technology for coal and brown coal/Yu.E. Proshunin, A.M. Poturilov//Cox and chemistry. – 2016. – №10. - P. 11 - 22.
4. Kamneva A.I. Theoretical foundations of the chemical technology of fossil fuels/ A.I. Kamneva, V.V. Platonov / Moscow: Chemistry. - 1990. - 288 p.
5. Kreinin E.V. Unconventional thermal technologies for the extraction of hard-to-recover fuels: coal, hydrocarbon raw materials. - М.: LLC IRC Gazprom, 2004. – 235 p.

6. Vasyuchkov Yu.V., Vorobyov B.M. Method of obtaining electricity during coal-free coal-gasification and/or underground coal-burning. Patent for invention No. 2100588 of the Russian Federation.
7. Arens V.Zh. New approaches to the use of unclaimed resources of solid minerals/V.Zh. Arens, A.A. Vertman, G.Kh. Khcheyan//Bulletin of the Russian Academy of Natural Sciences. – 2007. – №3. – P. 3 - 6.
8. Belov A.V., Zvonarev M.I., Grebenyuk I.V. et al. Underground gasification method. Patent for invention No. 2381356 RF.
9. Zorya A.Yu. New opportunities/A.Yu. Zorya, E.V. Kreinin, S.N. Lazarenko//Coal of Kuzbass. – 2009. – №4. – P. 74-77.
10. Raimzhanov B.R. Underground coal gasification: historical information and problems/B.R. Raimzhanov, I.M. Saltykov, S.I. Yakubov//Mountain Bulletin of Uzbekistan. - 2008. – №1. - P. 20 - 22.
11. Raimzhanov B.R. Use of underground gas generators as heat generators/B.R. Raimzhanov, S.I. Yakubov//Mountain Bulletin of Uzbekistan. 2005. – №3. - P. 30 - 33.
12. Kreinin E.V. Technical and economic prospects of underground coal gasification/E.V. Kreinin//Mining information and analytical bulletin. No. № 5. - Moscow: Moscow State University for the Humanities. - 2009. - P. 347-352.
13. Proshunin Yu.E. On the issue of directions and prospects for the development of underground gasification technology for coal and brown coal/Yu.E. Proshunin, A.M. Poturilov//Fuel and Energy Complex and Kuzbass Resources. – 2010. – №5 (52). - P. 22 - 30.
14. Patent for invention No. 2439313 of the Russian Federation. Yu.E. Proshunin, A.A. Pochechuev, A.M. Poturilov/Method of preparing energy gas for underground gasification of coal and brown coal.
15. Proshunin Yu. E. On the prospects and directions of development of the technology of underground gasification of stone and brown coal/Yu. E. Proshunin, A. M. Poturilov//Cox and chemistry. - 2016. - № 10. - P. 11-22.

Сведения об авторах

Прошунин Юрий Евгеньевич, Доктор технических наук, доцент, Член-корреспондент Российской Академии Естественных наук, директор Института горного дела и геосистем СибГИУ.

Коряга Михаил Георгиевич, кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры геотехнологии Института горного дела и геосистем СибГИУ.

Information about the authors

Proshunin Yuri Evgenievich, Doctor of Technical Sciences, Associate Professor, Corresponding Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Director of the Institute of Mining and Geosystems of SibGIU.

Koryaga Mikhail Georgievich, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Associate Professor, Department of Geotechnology, Institute of Mining and Geosystems, SibGIU.