

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение**  
**высшего образования**  
**«Сибирский государственный индустриальный университет»**  
**ВК «Кузбасская ярмарка»**

**НАУКОЕМКИЕ ТЕХНОЛОГИИ**  
**РАЗРАБОТКИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ**  
**МИНЕРАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ**

**НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ**

**№ 8 - 2022**

УДК 622.2

ISSN 2311-8342

ББК 33.1  
Н 340

Главный редактор  
д.т.н., проф. Фрянов В.Н.

Редакционная коллегия:  
чл.-корр. РАН, д.т.н., проф. Клишин В.И., д.т.н., проф. Никитенко С.М.,  
д.т.н. Павлова Л.Д. (технический редактор), д.т.н., проф. Домрачев А.Н.,  
д.э.н., проф. Петрова Т.В.

Н 340 Научно-технические технологии разработки и использования минеральных ресурсов : науч. журнал / Сиб. гос. индустр. ун-т; под общей ред. В.Н. Фрянова. – Новокузнецк, 2022. - № 8. – 390 с.

Рассмотрены аспекты развития инновационных наукоёмких технологий диверсификации угольного производства и обобщены результаты научных исследований, в том числе создание роботизированных и автоматизированных угледобывающих и углеперерабатывающих предприятий, базирующиеся на использовании прорывных технологий добычи угля и метана, комплексной переработке этих продуктов в угледобывающих регионах и реализации энергетической продукции потребителям в виде тепловой и электрической энергии.

Журнал предназначен для научных и научно-технических работников, специалистов угольной промышленности, преподавателей, аспирантов и студентов вузов.

Номер подготовлен на основе материалов Международной научно-практической конференции «Научно-технические технологии разработки и использования минеральных ресурсов», проводимой в рамках специализированной выставки технологий горных разработок «Уголь России и Майнинг» (Новокузнецк, 7-10 июня 2022 г).

Основан в 2015 г.  
Выходит 1 раз в год

Учредитель - Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
«Сибирский государственный индустриальный университет»

УДК 622.2  
ББК 33.1

© Сибирский государственный  
индустриальный университет, 2022

Сибирский государственный индустриальный университет, г. Новокузнецк, Россия.....	287
<b>ПРОМЫШЛЕННАЯ И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ГОРНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ</b>	<b>291</b>
<b>О ПЕРСПЕКТИВАХ И НАПРАВЛЕНИЯХ ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПЕРЕРАБОТКИ БУРЫХ УГЛЕЙ КЕМЕРОВСКОЙ ОБЛАСТИ.....</b>	<b>293</b>
д.т.н. Прошунин Ю.Е. ....	293
Сибирский государственный индустриальный университет, г. Новокузнецк, Россия.....	293
<b>О ПЕРСПЕКТИВАХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ГАЗА ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ КАМЕННЫХ И БУРЫХ УГЛЕЙ .....</b>	<b>300</b>
д.т.н. Прошунин Ю.Е. ....	300
Сибирский государственный индустриальный университет, г. Новокузнецк, Россия.....	300
<b>К ВОПРОСУ ПОЛУЧЕНИЯ ВОСТРЕБОВАННОЙ ПРОДУКЦИИ НА ОСНОВЕ БУРОУГОЛЬНОГО ПОЛУКОКСА.....</b>	<b>308</b>
д.т.н. Прошунин Ю.Е. ....	308
Сибирский государственный индустриальный университет, г. Новокузнецк, Россия.....	308
<b>ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОКИНЕТИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПРИРОДНОГО УГЛЯ.....</b>	<b>314</b>
к.т.н. Козырева Е.Н., к.т.н. Плаксин М.С., Родин Р.И., Альков В.И. ....	314
Федеральный исследовательский центр угля и углекислоты СО РАН, г. Кемерово, Россия .....	314
<b>КОМБИНАЦИЯ ПОДСИСТЕМ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ ШАХТЫ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ДИНАМИЧЕСКИХ ЯВЛЕНИЙ .....</b>	<b>320</b>
д.т.н. Шадрин А.В. ....	320
Федеральный исследовательский центр угля и углекислоты СО РАН, г. Кемерово, Россия .....	320
<b>МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ХЕМОСОРБЦИИ КИСЛОРОДА ИСКОПАЕМЫМИ УГЛЯМИ .....</b>	<b>325</b>
д.т.н. С.П. Греков, к.т.н. В.П. Орликова.....	325
Государственный научно-исследовательский институт горноспасательного дела, пожарной безопасности и гражданской защиты «Респиратор» г. Донецк, Донецкая народная республика .	325
<b>РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ САМОВОЗГОРАНИЯ УГОЛЬНОГО СКОПЛЕНИЯ НА ВЫЕМОЧНОМ УЧАСТКЕ .....</b>	<b>329</b>
Головченко Е.А., Момот Д.И., Белокобыльский М.А. ....	329
Государственный научно-исследовательский институт горноспасательного дела, пожарной безопасности и гражданской защиты «Респиратор», г. Донецк, Донецкая Народная Республика	329
<b>БАЛЛИСТИКА КАПЕЛЬ МЕЛКОРАСПЫЛЕННОЙ ВОДЫ В ВЕНТИЛЯЦИОННОМ ПОТОКЕ ГОРНОЙ ВЫРАБОТКИ.....</b>	<b>332</b>
д.т.н. Агеев В.Г., Коляда А.Ю. ....	332
Государственный научно-исследовательский институт горноспасательного дела, пожарной безопасности и гражданской защиты «Респиратор», г. Донецк, Донецкая народная республика .	332
<b>ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНЫХ УСЛОВИЙ ТРУДА РАБОТНИКОВ УГОЛЬНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ ПРИ НЕЗАКОННОЙ ДОБЫЧЕ И ПЕРЕВОЗКЕ УГЛЯ .....</b>	<b>336</b>
<sup>1</sup> д.т.н. Фомин А.И., <sup>2</sup> к.т.н. Бесперстов Д.А., <sup>1</sup> д.т.н. Ли А.А.....	336
1 – АО «НЦ ВостНИИ», г. Кемерово, Россия.....	336
2 – Кемеровский государственный университет, г. Кемерово, Россия .....	336
<b>ОЦЕНКА ГЕОДИНАМИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И УДАРООПАСНОСТИ ЖЕЛЕЗОРУДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ КИНЕТИЧЕСКОЙ КОНЦЕПЦИИ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД .....</b>	<b>340</b>
к.т.н. Ли К.Х., д.т.н. Иванов В.В. ....	340
АО «Научный Центр ВостНИИ по промышленной и экологической безопасности в горной отрасли», г. Кемерово, Россия.....	340
<b>РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ИМИТАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ОЧИСТНЫХ РАБОТ В ДЛИННОМ КОМПЛЕКСНО-МЕХАНИЗИРОВАННОМ ЗАБОЕ ПРИ ПЕРЕХОДЕ РАЗРЫВНОГО НАРУШЕНИЯ .....</b>	<b>352</b>
к.т.н. Говорухин Ю.М., д.т.н. Домрачев А.Н., к.т.н. Криволапов В.Г., д.т.н. Палеев Д.Ю., Поздеева И.М.....	352
ФГКУ «Национальный горноспасательный центр», г. Новокузнецк, Россия.....	352
<b>К ВОПРОСУ ОБ ОЦЕНКЕ АДЕКВАТНОСТИ МОДЕЛИ ШАХТНОЙ ВЕНТИЛЯЦИОННОЙ СЕТИ.....</b>	<b>349</b>

3. Исламов, С.Р. Энерготехнологическая переработка углей: монография. – Красноярск: Поликор, 2010. – 224 с.

4. Степанов С.Г. Промышленные технологии переработки угля: перспективы использования в Канско-Ачинском угольном бассейне. – Красноярск: Красноярский гос. университет, 2002. – 85 с.

5. Исламов, С.Р. Энерготехнологическая переработка бурого угля в типовом котельном агрегате // Промышленная энергетика. – 2008. – № 2. – С. 25-28.

6. Прошунин Ю.Е., Школлер М.Б., Лобанов В.В. Технологическо-проектные проблемы и направления процессов глубокой переработки каменных и бурых углей (обзор) // Химия в интересах устойчивого развития. – 2016. – №24. – С. 1 – 14.

7. Прошунин Ю.Е., Школлер М.Б. К вопросу о перспективах энерготехнологической переработки бурых углей Кемеровской области // Металлургия: технологии, инновации, качество: сб. науч. докладов всерос. науч.-практ. конф. молодых ученых, аспирантов и студентов, 15-16 ноября 2017. – Новокузнецк, 2017. – Часть 2. – С. 369-375.

8. Бруер Г.Г., Иванчиков А. К., Школлер М.Б. Результаты промышленных испытаний установки высокоскоростного пиролиза угля на завод «Сибэлектросталь»: сб. Комплексное использование бурых углей Канско-Ачинского бассейна. – Новосибирск: Наука, 1968, С. 41-46.

9. Школлер М.Б., Прошунин Ю.Е., Степанов С.Г., Исламов С.Р. Сырьевая база производства пылеугольного топлива для вдувания в горн доменных печей // Пылеугольное топливо – альтернатива природному газу при выплавке чугуна: тр. междунар. науч.-технич. конф., 18-21 декабря 2006. – Донецк, 2006. – С. 144 – 151.

УДК 662.74

### О ПЕРСПЕКТИВАХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ГАЗА ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ КАМЕННЫХ И БУРЫХ УГЛЕЙ

д.т.н. Прошунин Ю.Е.

Сибирский государственный индустриальный университет, г. Новокузнецк, Россия

**Аннотация.** Показана ретроспектива развития подземной газификации каменных и бурых углей. Предложен способ подготовки энергетического газа, позволяющий избежать конденсации углеводородов в газопроводах, осуществлять очистку газа сухим способом, исключив дорогостоящие процессы переработки сточных вод, взрывоопасных и токсичных материалов, существенно улучшив экологические и экономические параметры процесса.

**Ключевые слова:** каменные и бурые угли, подземная газификация, энергетический газ, температурный режим, конденсация углеводородов, сухая очистка, способ подготовки газа.

Впервые гипотеза о возможности реализации подземной газификации углей (ПГУ) была сформулирована сэром Вильямом Сименсом в 1868г. в сообщении Химическому Обществу Лондона [1]. Эта идея была развита великим русским ученым Д.И. Менделеевым в 1888г., а несколько позже им же была предложена принципиальная технологическая схема подземного газогенератора и обозначена возможность его использования для тушения подземных пожаров [2].

В Советском Союзе в тридцатых годах прошлого века интенсивные теоретические и экспериментальные исследования позволили сформулировать основные принципы осуществления технологии, на основании которых были введены в эксплуатацию и успешно функционировали в течение ряда лет и даже десятилетий несколько опытно-промышленных установок подземной газификации. Это Южно-Абинская (Кузбасс) и Лисичанская (Донбасс) станции «Подземгаз» на каменных углях, Подмосковная и Шатская (Подмосковный бассейн), Ангренская (Узбекистан) и Синельниковская (Днепровский бассейн) станции

«Подземгаз» (все на бурых углях). Всего на этих станциях было переработано более 15 миллионов тонн угля и получено более 50 миллиардов кубических метров газа. Южно-Абинская станция «Подземгаз» функционировала с мая 1955г. по 1996г., а Ангренская работает с 1963г. по настоящее время [3].

После завершения II Мировой войны в Европе и США, с учетом опыта Советского Союза, были предприняты попытки разработки технологии подземной газификации углей. В 1947-1959г.г. были проведены испытания в Gorgas (штат Техас, США), Newman Spinney (1949-1959г.г.) и Bayton (1950-1955г.г.). Возникшие трудности были успешно преодолены после приглашения советских специалистов [1].

Несмотря на достигнутые, в общем-то, положительные результаты, технология не получила промышленного распространения из-за расширения мировой добычи нефти, открытия новых газовых и газоконденсатных месторождений. В дальнейшем интерес к подземной газификации периодически возрастал при увеличении мировых цен на продукцию нефтегазового комплекса, но так и не было создано постоянно действующих промышленных объектов. Детальный обзор выполненных исследований и проектов приведен в [5].

В России в 2004г. заметным событием стал выпуск монографии [3], где 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.

Несмотря на оптимистический настрой ряда отечественных исследователей, следует отметить, что в течение ряда лет исследования в области подземной газификации углей, в силу отсутствия финансирования, оторваны от конкретной практики, носят, в основном, теоретический характер, а предлагаемые рекомендации основаны на результатах исследований 50-70 летней давности и методах математического моделирования.

Обращает на себя внимание также тот факт, что в России, несмотря на очевидные, декларируемые из публикации в публикации достоинства процесса: получение ощутимого эффекта в энергетическом обеспечении промышленных районов в случае широкомасштабного использования технологии ПГУ, исключение тяжелого и опасного труда горнорабочих при подземной добыче угля, замену затратных и небезопасных процессов транспортировки, разгрузки и использования угля на менее опасную транспортировку очищенного горючего газа в места его непосредственного использования, исключение нарушения почвенного покрова территории, характерное для открытого способа добычи угля, отсутствуют реальные объекты внедрения.

Объяснить это можно не только традиционным нежеланием отечественного частного капитала вкладывать финансовые ресурсы в создание новых технологий и практически полным отсутствием специалистов, имеющих реальной практической опыт, но и существенными недостатками широко рекламируемой отечественной технологии ПГУ. К последним можно отнести: недостаточную управляемость процессов подготовки пластов и собственно термической переработки; невысокий химический и энергетический КПД процесса из-за низкой теплоты сгорания газа и сравнительно высоких потерь газа и угля в недрах; относительно невысокие теплотехнические свойства газа подземной газификации углей, существенно уступающего широко используемым природному и коксовому газам; возможность фильтрации газа на поверхность.

Следует отметить [2] также отрицательные экологические последствия реализации ПГУ, связанные с деформацией и разрушением многослойной толщи пород от угольного пласта до земной поверхности, то есть над выгазованным пространством, их

тепловыми, химическими, гидрогеологическими изменениями. Так, повышение температуры горных пород, наблюдаемое при ПГУ, достигает более 1600 °С, приводит к спеканию вмещающих пород и потере ими первоначальных свойств, а тепловое воздействие обуславливает повышение температуры подземных вод и их активное химическое загрязнение, последствия чего требуют тщательного изучения.

Следует обратить внимание, что предложенные в вышеуказанных публикациях рекомендации по совершенствованию процесса ПГУ, направлены, в основном, на совершенствование конструкции подземного газогенератора и технологии газификации угольного пласта, практически не затрагивая проблему подготовки энергетического газа, включающей очистку от примесей и обеспечение рационального температурного режима, то есть технологию наземного комплекса. Между тем, по нашему мнению, одним из наиболее узких мест внедрения ПГУ является отсутствие в существующей технологии четкой концепции подготовки и использования энергетического газа.

Важность этой проблемы обусловлена, во-первых, тем обстоятельством, что стоимость наземного комплекса составляет около 75% общей стоимости установки ПГУ [3], и снижение капитальных и эксплуатационных затрат позволит существенно улучшить экономические показатели процесса. Во-вторых, все виды работ, связанные с транспортировкой и очисткой агрессивного, высокотемпературного, содержащего большое количество влаги и смолы газа, переработкой полученных химических продуктов, дорогостоящей операцией обеззараживания сточных вод, сопряжены с повышенной экологической опасностью. В-третьих, наличие жестких требований к качеству энергетического газа для газовых турбин формирует повышенные требования к режиму работы дутьевого оборудования и оборудования для очистки газов.

Между тем, очистка газов и переработка выделяемых химических веществ в работах, посвященных ПГУ, показаны достаточно условно, серьезной технологической и проектной проработки не проводилось. Так, в работе [2] предложено после охлаждения газа до 35°С тяжелые смоляные фракции конденсировать, специальной обработкой конденсата получать раствор аммиака, сырые фенолы, масло, смолы и другие продукты. К сожалению, в монографии не определен перечень получаемой товарной продукции, а маркетинговые исследования, направленные на оценку возможности, стоимость и эффективность ее сбыта не проводились.

Тем не менее, рекомендация предполагает наличие дорогостоящего оборудования и сложной технологии для улавливания, очистки, обезвреживания ряда высокотоксичных веществ и сточных вод. При этом экологические и экономические показатели подземной газификации углей неизбежно ухудшаются. По мнению автора, это обстоятельство в немалой степени тормозит широкое внедрение ПГУ.

Для подготовки предложений по совершенствованию технологии переработки энергетического газа следует определить основные возможные направления его использования. Наиболее перспективным считается получение в подземном газогенераторе газа, который может быть использован в качестве сырья для органического синтеза [2, 4]. Однако, такая возможность остается пока только теоретическим предположением. В СССР, например, она изучалась весьма поверхностно. Да и в других странах в качестве базы для получения моторных топлив и других углеводородов рассматриваются, прежде всего, различные процессы наземной газификации.

Основной причиной этого является недостаточная управляемость ПГУ, значительные потери дутья и продуктов газификации, наличие ряда непредсказуемых технологических факторов: поступления подземных вод, обрушения породы за выгазовываемым пространством, фильтрации газов, качества (крупности, влажности, выхода летучих веществ, зольности) угля, величины реакционной поверхности канала газификации и так далее [3-7], что приводит к трудности стабилизации состава и количества получаемого газа.

Представляется, что в первую очередь следует рассматривать ПГУ, как технологию для получения энергетического газа и лишь позже, после апробирования в промышленных

условиях технических решений, связанных со стабилизацией качества газа и приближением его состава к составу синтез-газа, проведения детальных маркетинговых исследований, рассматривать возможность организации синтеза углеводородов [3, 8, 9].

Рассмотрим разработанную ООО «Прокопьевский горный проектный институт» схему подготовки энергетического газа подземной газификации углей пласта Мощного марки «Т» шахты «Красный Углекоп» и пласта IV Внутреннего марки «Г» шахты «Дальние Горы» в Прокопьевско-Киселевском районе Кузбасса (рис. 1), включающую известные технические решения, связанные с охлаждением энергетического газа до температуры ниже точки конденсации каменноугольной смолы ( $35^{\circ}\text{C}$ ) и очистку его от пыли, смолы и аммиака [2, 3].

Образующийся при охлаждении газа газовый конденсат перерабатывается в товарный продукт в виде безводного аммиака или аммиачной воды с концентрацией аммиака до 30%, фенолятов натрия. Охлаждение и очистка газа ПГУ осуществляется в несколько ступеней.

Охлаждение газа ПГУ на первой ступени осуществляется за счёт подачи очищенной воды в скважины, по которой он отсасывается из газогенератора дымососами, установленными на каждой скважине по следующей схеме: скважина (1) - бойлерная (2) - дымосос (3) - трубопровод (4) - бойлерная (5). Мощность бойлера (2) должна обеспечить снижение температуры газа до температуры  $400^{\circ}\text{C}$ , а бойлера (5) – до  $300^{\circ}\text{C}$ . Из бойлера (5) газ по трубопроводам (6) засасывается вентилятором (7) горячего дутья типа ВГДН и подается по трубопроводу (8) в скрубберы Вентури (9) – струйные турбулентные газопромыватели, предназначенные для тонкой очистки газов от высокодисперсной пыли.

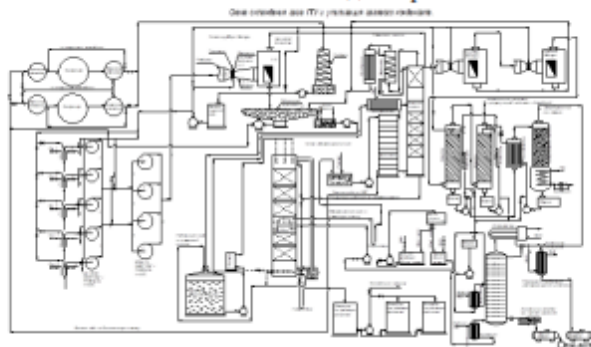


Рис. 1. Технологическая схема охлаждения газа ПГУ и утилизации продуктов конденсации

Очищенный газ на выходе из скруббера Вентури имеет температуру  $200^{\circ}\text{C}$ , а на второй ступени газ проходит последовательно еще через два скруббера Вентури, подвергаясь в каждой мокрой очистке, и охлаждается до температуры  $50-60^{\circ}\text{C}$ . Вода, подаваемая в скрубберы Вентури для очистки и охлаждения газа, после завершения цикла вместе с фенольными составляющими и легкокипящими фракциями каменноугольной смолы поступает в радиальный сгуститель.

После скрубберов Вентури (третья ступень очистки и охлаждения газа) газ, очищенный от фенольных элементов, поступает на абсорбционную установку, где происходит абсорбция аммиака с последующей его десорбцией. Температура газа после прохода его последовательно через две абсорбционные колонны снижается до  $35^{\circ}\text{C}$ . Десорбированный аммиак поступает в холодильник дистиллята, а затем в сборник аммиака для отгрузки потребителям. На данной стадии газ очищается от каменноугольной смолы, фенольных и аммиачных соединений.

Вода после скрубберов Вентури поступает в радиальный сгуститель, где происходит отделение взвешенных частиц и каменноугольной смолы. Смола поступает на переработку,

а слив воды после охлаждения поступает через сборник неочищенных вод в скруббер для обесфеноливания.

В обесфеноливающем скруббере выделяется раствор фенолятов, а в аммиачной колонне получается еще три продукта: аммиачный конденсат, который после выхода из аммиачной колонны направляется на обесфеноливание; сточная вода, направляющаяся на биологическую очистку; конденсат после дефлектора и холодильника, поступающий в радиальный сгуститель. Для биологической очистки воды предусматриваются биофильтр и вторичный отстойник. Для дополнительного охлаждения воды сооружается градирня.

Использование известных технических решений требует дополнительно значительного числа операций, а, следовательно, и оборудования для их осуществления, связанного с улавливанием и переработкой взрывоопасных, высокотоксичных материалов, очисткой, в том числе биохимической, нескольких видов сточных вод ([2].

Для оценки возможности совершенствования технологической схемы определим состав исходного газа, образующегося в подземном газогенераторе при помощи широко известного метода проф. Доброхотова Н.Н. [10], классической работы Канторовича Б.В. [7], монографий [2, 11]. В принципе, все методы дают сходные результаты, но их общим недостатком является неучтенность процесса пиролиза углей, происходящего в восстановительной зоне газогенератора при высокой температуре – около 1000-1200°C и отсутствии кислорода. В химической технологии известны два основных процесса пиролиза углей: коксование, протекающее при температуре 1000-1100°C и полукоксование – при температуре 500-700°C. Полукоксование углей в чистом виде менее распространено, чем процесс коксования, но всегда является его составной частью. Таким образом, состав исходного газа подземной газификации углей формируется соединением газов газификации и пиролиза (коксования и полукоксования) углей.

Температуры конденсации различных смесей углеводородов, образующихся при пиролизе различных углей, приведены в табл. 1 и 2. Анализ представленных данных показывает, что для различных бурых и каменных углей количество углеводородов, конденсирующихся при температуре до 400°C, весьма значительно. Охлаждение же энергетического газа до 35-50°C используемое в известных технических решениях, неизбежно заставляет организовывать целое производство по его очистке.

Таблица 1  
Характеристика фракций, получаемых при фракционировании смол, полученных из углей Кузбасса [12]

Наименование	Пределы выкипания, °С	Выход, %	Содержание по фракции, %		Степень извлечения, %	
			Нафталин	Фенолы	Нафталин	Фенолы
Легкая	до 170	0,6	2,0	0,5	0,12	0,17
Фенольная	170-210	2,5	18,0	38,0	4,5	52,3
Нафталиновая	210-230	10,0	82,0	6,0	82,2	33,0
Поглотительная	230-300	9,5	8,0	1,5	7,6	7,8
Антраценовая						
I	280-370	17,0	2,5	0,7	4,4	6,7
II	310-440	8,0	1,5	-	1,2	-

Таблица 2  
Техническая характеристика газообразных продуктов коксования и полукоксования [11]

Газ	Содержание компонентов, %						Теплота сгорания, МДж/м³	Плотность, кг/м³
	CO <sub>2</sub>	C <sub>m</sub> H <sub>n</sub>	CO	H <sub>2</sub>	C <sub>m</sub> H <sub>n</sub>	NH <sub>3</sub>		
полукоксования	1-7	3-5	1-6	0-20	55-70	3-5	15,5-19,1	0,9-1,2
кокосвый	2,0-2,5	1,6-2,6	4,8-8,5	57-62	23-28	15-25	9,3-10,7	0,45-0,50

Предложенный в настоящей работе способ подготовки энергетического газа ПГУ [3, 13, 14] 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 – смолы 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 рис. 2 приведена принципиальная технологическая схема предлагаемого в настоящей публикации способа подготовки энергетического газа подземной газификации каменных и бурых углей [3, 13, 14].

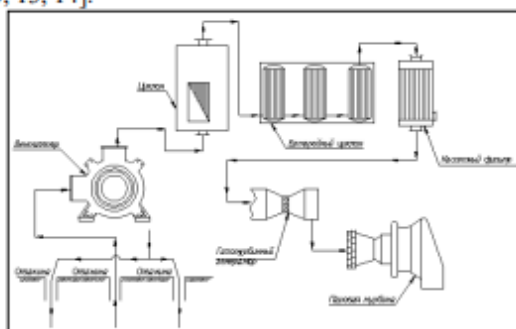


Рис. 2. Принципиальная технологическая схема очистки и подготовки энергетического газа ПГУ

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. Максимально допустимая температура газа на входе в дымосос - 700°C.

Очистка газа от пыли сухим способом осуществляется в три ступени при температуре выше температуры конденсации каменноугольной смолы, то есть не опускается ниже 500-600°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 секток.

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 обеспечит требуемую для использования в газовых турбинах величину запыленности – не более 4 мг/м<sup>3</sup>.

При реализации технологической схемы высокотемпературной подготовки энергетического газа для сжигания не допускается снижение его температуры ниже 500°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, полукочка 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 (рис. 2).

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 высокотоксичных материалов. Технологическая эффективность процесса сжигания энергетического газа подземной газификации углей повышается за счет наличия в его составе высокомолекулярных углеводородов и подачи на сжигание с температурой более 400°C. Количество смолы в газе ПГУ, по разным источникам и методам расчета, может изменяться от 3 до 10%, а тепловой потенциал энергетического газа при этом возрастает на 13-43 % соответственно [11, 14]. Технический результат изобретения показан на конкретном примере, которым предусмотрена проектная мощность подземного газогенератора 400 миллионов кубических метров в год [13, 14] (табл. 3).

Таблица 3

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 <sup>3</sup> /год	400	400
2	Получение энергетического газа, м <sup>3</sup> /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 <sup>3</sup> энергетического газа, руб/1000 м <sup>3</sup>	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 <sup>3</sup>	713,2	420,3
7	Дисконтированный срок окупаемости инвестиций, годы	11,67	6,88

Анализ приведенных в табл. 3 данных показывает, что использование предлагаемого в настоящей статье способа очистки энергетического газа подземной газификации 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 электроэнергию 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.

**Вывод.** По мнению автора, в настоящее время нецелесообразно вести речь о широком тиражировании процесса ПГУ, следует тщательно с привлечением специалистов не только горного дела, но и экономистов, энергетиков, экологов, химиков разработать технологическое задание на проектирование опытно-промышленной установки, куда должны войти наиболее перспективные разработки отечественных и зарубежных ученых. Решение о широком тиражировании ПГУ может быть принято только после апробирования рекомендованных технических решений в промышленных условиях.

#### Список литературы

1. Klimentko A.Y. Early Ideas in Underground Coal Gasification and Their Evolution // *Energies*. – 2009. – №2, p. 456 – 476.
2. Крейнин Е.В. Нетрадиционные термические технологии добычи трудноизвлекаемых топлив: уголь, углеводородное сырье. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 235 с.
3. Прошунин Ю.Е. Потурилов А.М. О перспективах и направлениях развития технологии подземной газификации каменных и бурых углей // *Кокс и химия*. – 2016. – № 10. – С. 11 – 22.
4. Зоря А.Ю., Крейнин Е.В., Лазаренко С.Н. Новые возможности // *Уголь Кузбасса*. – 2009. – № 4. – с. 74 – 77.
5. Раимжанов Б.Р., Салтыков И.М., Якубов С.И. Подземная газификация угля: исторические сведения и проблемы // *Горный вестник Узбекистана*. – 2008. – № 1. – С. 20 – 22.
6. Лавров Н.В., Кириченко И.П. Состояние и перспективы подземной газификации углей // *Вестник Академии наук СССР*. – 1958. – № 6. – С. 56 – 61.
7. Канторович Б.В. Введение в теорию горения и газификации углей. – М.: Металлургиздат, 1960. – 355 с.
8. Школлер М.Б., Прошунин Ю.Е. О развитии углеперерабатывающей промышленности в Кузбассе // *ТЭК и ресурсы Кузбасса*. – 2001. – № 2. – С. 142 – 155.
9. Школлер М.Б., Прошунин Ю.Е. Уголь в высоких технологиях. О кластерном подходе к формированию стратегии социально-экономического развития Кузбасса // *Металлы Евразии*. – 2007. – № 2. – С. 46 – 47.
10. Шишаков Н.В. Основы производства горючих газов. – М.: Госэнергоиздат, 1948. – 475 с.
11. Школлер М.Б. Полукоксование каменных и бурых углей. – Новокузнецк: Инженерная академия России, Кузбасский филиал, 2001. – 235 с.
12. Харлампович Г.Д., Кауфман А.А. Технология коксохимического производства. – М.: Металлургия, 1995. – 384 с.
13. Прошунин Ю.Е., Потурилов А.М. К вопросу о направлениях и перспективах развития технологии подземной газификации каменных и бурых углей // *ТЭК и ресурсы Кузбасса*. – 2010. – № 5 (52). – С. 22 – 30.
14. Патент № 2439313 РФ. Способ подготовки энергетического газа подземной газификации каменных и бурых углей / Ю.Е. Прошунин, А.А. Почечуев, А.М. Потурилов.