

НОВЫЕ ПОДХОДЫ К ИСПОЛЬЗОВАНИЮ НЕВОСТРЕБОВАННЫХ РЕСУРСОВ ТВЕРДЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

В.Ж. Аренс¹, А.А. Вертман², Г.Х. Хчяян¹

¹Российская академия естественных наук

²Государственный научный центр «Научно-производственное объединение по технологии машиностроения»

THE ADVANCE IN UTILIZATION OF NO DEMANDED RESERVES OF MINERALS

V.Zh. Arens, A.A. Vertman, G.Kh. Khcheyan

Представлены новые технологии, дающие возможность вовлечь в эксплуатацию не востребуемые ресурсы угольных месторождений и, тем самым, снизить дефицит энергии в ряде районов страны.

New technologies are given allowing using no demanded reserves of coal deposits and reduce deficiency of energy in some regions.

Подземная газификация углей (ПГУ), предложенная Д.И. Менделеевым еще в 1888 г., имеет громадное социальное значение и дает большой экологический эффект (исключает образование отходов, не требует земель под отвалы горных пород, золоудаления, в десятки раз уменьшает выбросы пыли и газов). Тем не менее она пока не получила масштабного развития ни в России, ни в мире [6, 8], несмотря на ряд очевидных, причем эксклюзивных преимуществ:

- возможность вовлечения не востребуемых ресурсов горючих ископаемых, добыча которых традиционными способами по тем или причинам не является доходной;
- исключение подземных горных работ и связанных с ними опасностей для жизни шахтеров;
- снижение затрат на добычу топлива при минимизации экологического ущерба, наносимого биосфере.

Согласно выполненным в США оценкам [6], освоение ПГУ на списанных запасах угля способно увеличить эффективные ресурсы топлива в 3 раза. Следует подчеркнуть, что отечественные опытно-промышленные работы по ПГУ, которые систематически проводились с 30-х годов прошлого века, позволили накопить уникальный опыт, как в области технологии газификации, так и в области оборудования [2, 6, 8]. В то же время открытие крупных газовых месторождений и поддержание в течение длительного периода демпинговых, внутренних цен на природный газ привели к стагнации и полному прекращению работ по освоению подземной газификации в РФ.

В настоящее время на топливном рынке появился ряд новых факторов (вызовов), которые объективно определяют неизбежность использования подземной газификации горючих ископаемых. Так,

согласно Программе развития энергетики, утвержденной в 2006 г. Правительством РФ, к 2020 г. для обеспечения планируемых темпов роста экономики страны необходим ввод новых энергоисточников с суммарной мощностью 180 ГВт (мощность всех действующих ныне электростанций ~ 211 ГВт) и значительное (в 1,65 раз) увеличение доли твердотопливных ТЭС (с 23 до 38%) [5]. Это, наряду со строительством новых АЭС и увеличением их вклада с 16 до 20%, позволит добиться значительной экономии природного газа, экспорт которого остается одним из основных источников валютных поступлений.

Конкретная оценка ресурсов, пригодных для подземной газификации, приведена в работе Е.В. Крейнина [6] и охватывает все известные ныне угольные бассейны страны. Таким образом, развитие подземной газификации, особенно в европейской части РФ, будет способствовать устранению дефицита энергии в ряде крупных экономических районов страны.

Основным фактором, лимитирующим масштабное развитие ПГУ, является низкая потребительская ценность его финишного продукта, т.е. газа с теплотворной способностью от 700 до 1100 ккал/м³, причем в ряде случаев это топливо отличается и значительным содержанием соединений серы, что с учетом прогрессирующего ужесточения экологических норм требует сооружения сложных систем газоочистки и соответственно снижает коммерческую привлекательность использования продуктов ПГУ в энергетике. Кроме того, традиционная энергетика не дает шанса на широкое внедрение ПГУ так же и из-за нестабильности состава получаемого газа.

Цель данной работы – обсуждение принципиально и технически возможных альтернативных подходов к проблеме, реализация которых определяется последними достижениями научно-техническо-

го прогресса в области энерготехники и материалов для ее изготовления.

ПРЕДЛАГАЕМЫЕ РЕШЕНИЯ

1. Энергетический комплекс на базе аккумулятирования тепла.

Принципиальная схема комплекса [9] представлена на рис. 1 и предусматривает выполнение следующих технологических этапов.

Предварительная обработка сырого газа.

Очистка летучих продуктов ПГУ, истекающих из промысловых скважин при температуре 300–500° С, от пыли и утилизация остаточного теплосодержания газа в системах местной теплофикации, особенно в коммерчески эффективных тепличных хозяйствах, преобладающих в зоне рискованного земледелия.

Оптимальным способом реализации этого этапа технологии является использование известной системы из двух тепловых аккумуляторов в виде емкостей, заполненных насадкой из чугунных шаров, отличающихся высокой коррозионной стойкостью. Система работает в циклическом режиме. В цикле «Нагрев» осуществляется продувка сырого, горячего газа через один из регенераторов с целью аккумулятирования тепла и осаждения пыли на поверхности металлических шаров, а в цикле «Охлаждение» через насадку продувается воздух под давлением 3–5 атм., что обеспечивает вынос пыли и утилизацию тепла в барботере с получением воды (60–80° С) и фильтр-остатка.

Преимущества данного решения:

– возможность в зависимости от конкретных условий сооружать системы очистки различной

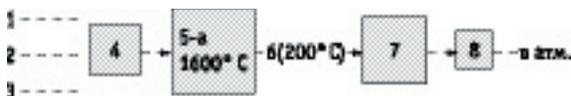


Рис. 1. Схема энергокомплекса (этап нагрева)

1 – газ подземной газификации; 2 – воздух; 3 – кислород; 4 – газоокислородная горелка; 5 – регенератор периодического действия с огнеупорной насадкой, нагретой до 1500–1600° С; 6 – дымовые газы; 7 – газоочистка; 8 – труба

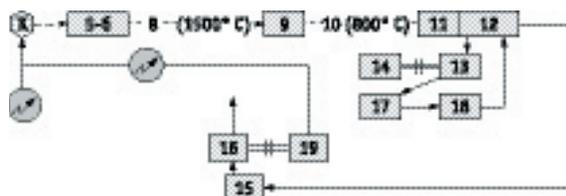


Рис. 2. Цикл утилизации тепла (разрядка теплового аккумулятора).

К-компрессор (8–12 атм.); 5 – регенератор; 8 – воздух (1450–1500° С, Р–10 атм.); 9 – воздушная турбина (КПД = 40%); 10 – отработанный воздух (800° С, Р–4 атм.); 11 – котел; 12 – парогенератор; 13 – паровая турбина; 14 – элгенератор; 15 – барботер с пористым днищем; 16 – ротор утилизации кинетической энергии воздушного потока; 17 – конденсатор; 18 – насос; 19 – элгенератор

производительности, обслуживая одну или группу скважин;

– снижение стоимости генераторного газа при продаже товарного тепла, цена которого ныне достигает 15–20 \$/Гкал;

– расширение рынка труда в шахтерских поселках при развитии индустриальных тепличных хозяйств, что имеет важное социальное значение;

– перекачка очищенного от пыли холодного генераторного газа позволяет доставлять его по системе стандартных трубопроводов от отдельных, рассредоточенных участков добычи, к мощной ТЭС при ее удалении на 10–50 км, что существенно облегчает выбор площадки дислокации.

Циклическое сжигание низкокалорийного обеспыленного газа в горелках керамических регенераторов и аккумулятирование тепла

Керамические регенераторы издавна применяются в металлургии для нагрева доменного дутья до 1200–1300° С, но в последнее время ИВТ РАН [3] разработал и внедрил модернизированные агрегаты, в которых в качестве теплоаккумулирующей насадки используются шары (20–50 мм) из корунда или диоксида циркония, что позволяет нагревать газ до более высоких температур, использовать (при необходимости) дутье, обогащенное кислородом, увеличивать КПД теплообменника до 92% и снижать общие габариты, а также стоимость сооружения в 4–5 раз.

Продувка через горячую насадку воздуха с его нагревом до 1450–1500° С и использование воздуха в качестве рабочего тела комплекса: газовая турбина–парогенератор–паровая турбина с общим КПД до 55–58%, а в перспективе при освоении более жаростойких сплавов лопаточного аппарата – до 60–62% [7].

Преимуществом предлагаемого решения является радикальное (в 2–3 раза) увеличение ресурса жаровых труб котла и, соответственно, повышение коэффициента готовности станции, так как в нагретом воздухе отсутствуют пыль и другие агрессивные компоненты. Кроме того, истекающий из котла воздух с температурой 150–200° С может быть использован в барботере для нагрева воды и производства товарного тепла, что существенно снижает себестоимость электроэнергии, особенно, по сравнению с действующим тарифом РАО ЕС.

В целом можно констатировать, что предлагаемое решение позволяет полезно использовать до 80–90% энергopotенциала исходного топлива, тогда как этот показатель у традиционных паротурбинных ТЭС не превышает 35–38%.

Глубокое обезвреживание продуктов сжигания генераторного газа достигается тем, что истекающий из регенераторов дымовой поток с температурой менее 150–100° С направляется в поворотный конвертор, заполненный водным раствором известкового молока, в результате чего осуществляется связывание CO₂ и соединений серы в карбонат кальция и

гипс, которые выпадают в осадок и утилизируются известными способами.

Итак, можно констатировать:

1. Предлагаемое решение открывает перспективу широкого и рентабельного развития подземной газификации горючих ископаемых, включая забалансовые ресурсы, имеющиеся в энергодефицитных регионах, в том числе и в европейской части страны.

2. Изготовление оборудования энергокомплексов ПГУ–ТЭС не требует импортных закупок.

3. Утилизация вторичных тепловых ресурсов предлагаемой системы обеспечивает функционирование промышленных теплиц-фитотронов [4], расширение рынка труда в шахтерских поселках и дополнительный доход от реализации тепличной продукции.

4. Мощность ТЭС, укомплектованных унифицированным оборудованием серийного производства, определяется лишь дебитом генераторного газа и может составлять от 100 МВт (миникомплексы) до 4–6 ГВт.

5. Опосредованными преимуществами реализации системы ПГУ–ТЭС нового поколения являются: сокращение перевозок угля, сокращение потребления природного газа и экономия капложений в энергетику.

6. Использование ПГУ дает возможность освоения труднодоступных участков месторождений при минимальных капложениях, что делает перспективным привлечение малого бизнеса, а это значит развитие топливно-энергетического комплекса без дополнительной нагрузки на федеральный бюджет.

2. Миниэнергокомплексы на базе отдельных скважин.

Анализ показывает, что наиболее гибким и экономным способом следует считать утилизацию низкокалорийного, «первичного» газа, истекающего из отдельных преимущественно малodeбитных скважин (2–5 тыс. м³/ч) с получением на месте электроэнергии и товарного тепла.

Данное решение позволяет исключить строительство, а также обслуживание трубопроводов и транспортирование электроэнергии к потребителям по действующим или новым ЛЭП.

Следует отметить, что сооружение подобного энергокомплекса стало возможным лишь в последнее время в связи радикальным прорывом в области так называемых двигателей внешнего нагрева (ДВН) или двигателей Стирлинга [4] (рис. 3).

В отличие от двигателей внутреннего сгорания (ДВС), где сжигание углеводородного топлива осуществляется внутри цилиндра, в ДВН источник тепла расположен снаружи, что допускает применение любых видов топлива, а также солнечной инсоляции и тепла химических реакций.

Технологии прошлого века не могли обеспечить надежное и экономично приемлемое решение в части конструкции наиболее ответственных узлов ДВН, однако ныне эти проблемы успешно решены и более 100

фирм мира серийно выпускают агрегаты различной мощности (от 5 до 1250 кВт) с КПД до 55%.

Наиболее важными преимуществами двигателей Стирлинга по сравнению с другими тепловыми машинами (паровые, газовые турбины, ДВС) являются:

- отсутствие ограничений в выборе источника нагрева;

- высокий КПД (до 45–50% при температуре 700–800°С и до 12–15% при температуре 300–350°С), а также реальная возможность его приближения к теоретическому уровню (70%) по мере развития нанотехнологий;

- исключительная надежность из-за отсутствия системы искрового зажигания и меньшего числа деталей движения;

- бесшумность, высокий ресурс;

- сопутствующее производство товарного низкопотенциального тепла.

На рис. 4 рассмотрена схема утилизации генераторного газа с теплотворной способностью 680 ккал/м³, истекающего из единичной скважины с дебитом около 2500 м³/ч при температуре 500°С под давлением 2–3 атм.

Расчеты показывают, что при указанных параметрах сжигание газа с использованием воздушного дутья обеспечивает получение продуктов горения с теплосодержанием порядка 2,1 Гкал/час.

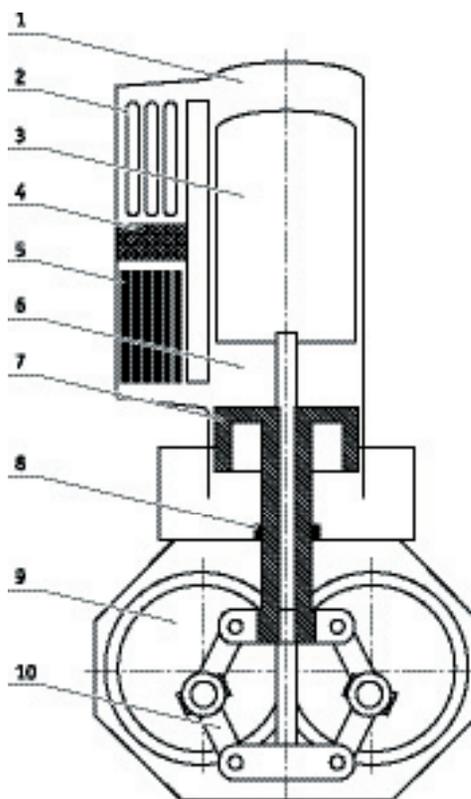


Рис. 3. Схема двигателя внешнего нагрева (двигатель Стирлинга):

1 – горячий газ; 2 – узел нагрева; 3 – поршень; 4 – пористый блок; 5 – узел охлаждения; 6 – холодный газ; 7 – поршень-вытеснитель; 8 – сальниковая муфта; 9 – шестерни; 10 – шатун

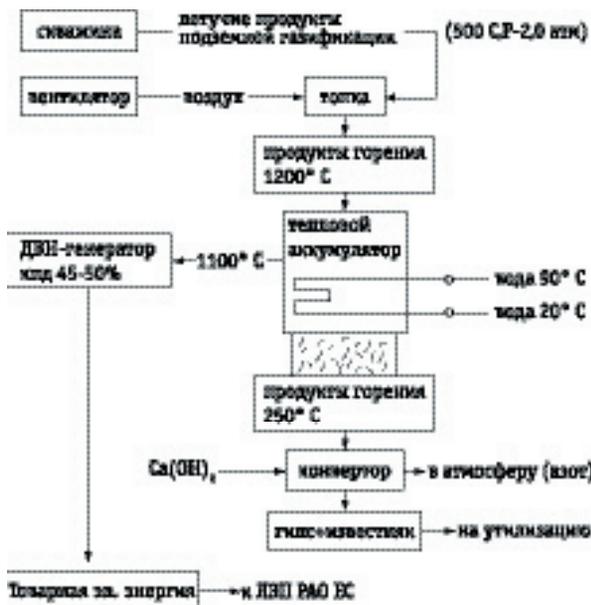


Рис. 4. Схема утилизации летучих продуктов ПГУ на базе единичной скважины и двигателя внешнего нагрева (двигатель Стирлинга)

Характеристика двигателей Стирлинга зарубежных фирм

Фирма	Марка	Мощность, кВт	Удельная-масса, кг/кВт	Ресурс, ч	Эффективный КПД, %
Philips	4.235	150	5,0	10000	28
	4-S-1210	265	3,8	10000	30
S T M Inc.	STM4-120	52	2,1	50000	45
	SM-3	40		50000	40
Daimler Benz	KS15D	15	3,7		37,1
Solo	V-160	7.5	2,3	60000	35
MT1	Mod-III	108	3,0	20000	30
	4-95	52	4,1	20000	41
United Stirling	V4X	1250	1,2	10000	30

Наиболее простым устройством утилизации этого потенциала является футерованная емкость, заполненная чугунной дробью, в которой размещены металлические стержни, отводящие тепло к торцам цилиндров двигателей Стирлинга с КПД порядка 50% при температуре 800–850°С, что обеспечивает генерирование до 1200 кВт/ч и получение до 1,0 Гкал/ч товарного тепла в виде горячей (80–90°С) воды.

Преимущество подобного решения – возможность непрерывной работы энергоблока и генерирование в течение года до 9–9,5 млн кВт/ч и до 8 000 Гкал тепла, тогда как эквивалентная по производству мини-ТЭС должна иметь мощность не менее 1,7 МВт из-за необходимости остановок на чистку

жаровых труб котла, причем полезное использование вторичных тепловых ресурсов с температурой 20–25°С в этом случае исключено.

Оценки показывают, что отсутствие градиент, системы водоподготовки и других затратных узлов (котлы, капитальные здания, насосы и пр.) снижает стоимость блока на базе серийного ДВН с удельной капиталоемкостью при серийном изготовлении менее 800 \$/кВт, поставляемого в состоянии эксплуатационной готовности, тогда как вложения в эквивалентную паротурбинную станцию по крайней мере вдвое выше.

Из сказанного следует:

1. Имеется техническая возможность реализации предложенных решений и снижения себестоимости генерируемой электроэнергии в непосредственной близости от добычного поля.

2. В отдельных случаях имеется возможность извлечения полезных ископаемых из зольного остатка ПГУ путем его выщелачивания с последующей экстракцией ценных компонентов [1], например V, Cr, U и других металлов, присутствующих в углях ряда месторождений, что способно радикально повысить доходность комплекса.

ЛИТЕРАТУРА

1. Арнс В.Ж. Скважинная добыча полезных ископаемых, М., 1986. 279 с.
2. Арнс В.Ж., Гридин О.М. Подземная газификация углей с комплексной переработкой газа, М., 1982. 62 с.
3. Кириллин В.А. и др. Состояние и перспективы внедрения в энергетику МГД-установок // Теплоэнергетика. 1986. №2. С. 8–16.
4. Кирилов Н.Г. Машины Стирлинга-технологии XXI века // Энергия: экономика, техника, экология, 2005. №10. С. 47–53.
5. Крашаков А. Аргументы недели, 2007. №16 (50).
6. Крейнин Е.В. Нетрадиционные термические технологии добычи трудноизвлекаемых топлив. М., 2004. 300 с.
7. Шейндлин А.Е. Проблемы новой энергетики. М., 2006. 406 с.
8. Щадов М.И. и др. Природный потенциал ископаемых углей, Ч. 1–2. М., 2000. 422 с.
9. Патент РФ №59734 от 23.05.2006.