УДК 622.278:622.746; 622.7.002.82

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКУ

Трошенькин В.Б., Хомяк К.М.

[1]*Институт проблем машиностроения им. А. Н. Подгорного НАН Украины, г. Харьков, Украина*
[2]*Национальный технический университет «ХПИ», Харьков, Украина*

При финансовой поддержке «Отделение угля, горючих сланцев и торфа» Академии Горных Наук Украины, Киев.

АННОТАЦИЯ

Рассмотрены проблемы шахтного способа добычи угля и состояние угольной теплоэнергетики. Показаны преимущества подземного сжигания и подземной газификации угля на небольших глубинах.

Проанализированы возможности радиолитического метода подземной газификации глубоко залегающих месторождений угля. Физика этого метода близка к процессу выделения водорода при авариях на Чернобыльской и Фукусимской АЭС.

На начальном этапе использования генераторного газа в энергетике рекомендуется взять за основу имеющийся опыт создания мини-ТЭЦ.

ВВЕДЕНИЕ

Наиболее значительным месторождением республики является Донецкий бассейн, протянувшийся с запада на восток на расстояние 650 км, занимая полосу шириной 200 км. Угольные пласты Донбасса опускаются в восточном направлении до глубины 18 км. Причем общая мощность угленосной толщи измеряется многими километрами (более десяти). В месторождении сосредоточено от 10 до 12 триллионов тонн высококачественного угля. Донбасс характеризуется сложными горно-геологическими условиями: малой мощностью отдельных угольных пластов, высокой газообильностью выработок, склонностью многих пластов к внезапным выбросам угля и слабыми породами, вмещающими угольные пласты. Средняя глубина шахт Украины достигает 720 м, а максимальная 1500 м. Отсюда возникают значительные затраты на подъем угля к поверхности, высокий расход электроэнергии на откачивание подземных вод и сложности с проветриванием шахт. В конечном счете значительное число шахт работает на грани малой эффективности, выдавая уголь в объемах, из которых вырабатывается энергии немногим больше, чем потребляется при его добыче. С увеличением глубины разработок ухудшаются санитарно-гигиенические условия труда. Основные факторы, влияющие на здоровье шахтеров: пыль, шум, углекислый газ, высокая температура среды в глубоких шахтах, γ-излучения радиоактивных веществ. Опасны для жизни взрывы метана и пыли.

Проблема освоения месторождения усугубляется также тем, что с глубиной возрастает количество водорода, насыщающего угольную толщу. Согласно данным Кольской сверхглубокой скважины поток водорода непрерывно поступает из недр Земли [1, 2].

При разработке угольного массива давление в угольном пласте снижается, что приводит к истечению водорода и метана из образующихся трещин. В отличие от прочих газов водород самопроизвольно расширяется не с охлаждением, а с разогревом. С ростом температуры становится возможным возгорание водорода. Вероятность рассматриваемого процесса крайне высокая еще и потому, что в угле и окружающих породах содержится масса микроэлементов, способных выполнить роль катализаторов. Другой особенностью, которую сложно избежать, являются радиоактивные излучения. Уголь содержит ряд радиоактивных изотопов (уран, торий, калий и продукты их распада), в том числе газообразных (радон, торон).

Радон (^{222}Rn) легко адсорбируется углем и при вскрытии пластов выделяется в рудничную атмосферу. Установлено, что ингаляционный путь поступления радона в организм более опасен, чем внешнее облучение.

Перечисленные факторы ограничивают возможности шахтного способа добычи угля. Очевидно также, что освоить основные угольные запасы Украины можно лишь, применяя скважинное бурение.

Однако, для того, чтобы оценить какой энергоноситель следует поднимать на поверхность необходимо рассмотреть состояние угольной теплоэнергетики.

СОСТОЯНИЕ УГОЛЬНОЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ

Несмотря на двухсотлетнюю историю развития процессов преобразования химической энергии угля в электрическую, КПД большинства современных конденсационных электростанций (КЭС) не превышает 35 - 37 %. В случае газификации угля и применения бинарных циклов с газовыми и паровыми турбинами этот КПД приближается к 50 %.

В настоящее время перед теплоэнергетикой стоит задача создания процессов прямого преобразования химической энергии газовых энергоносителей в электрическую, минуя стадию перехода химической энергии в тепло. В этом случае удастся поднять КПД КЭС до 70 - 80 %.

Высокие температуры сжигания угля в топках электростанций приводят к образованию высокотоксичных оксидов азота, выбрасываемых в атмосферу с газами сгорания. Кроме того, часть оксидов металлов неорганической части угля взаимодействует с углеродом с образованием сплавов, на что затрачивается значительное количество энергии угля - до 7 - 10 %.

Для избежания этих двух отрицательных факторов следует разработать низкотемпературные процессы использования химической энергии угля.

Кроме того, с углем на поверхность Земли ежегодно поднимаются тысячи тонн радиоактивных веществ (РАВ). Поэтому целесообразно организовать переработку угля на месте его залегания.

Альтернативой принятой в настоящее время технологии добычи угля являются процессы подземного сжигания угля (ПСУ) и подземной газификации угля (ПГУ). Возникновение идеи термической переработки угольных пластов на месте их залегания объясняется вполне очевидными преимуществами ПСУ и ПГУ, главные из которых заключаются в ликвидации тяжелого и вредного для здоровья людей труда под землей и в получении энергоносителя в самом удобном для транспортировки и использования состоянии - в виде высокотемпературного или горючего газа. Усовершенствованием способов извлечения энергии угля без того, чтобы вредные вещества и зола попадали на поверхность Земли, заняты сейчас большинство угледобывающих стран.

Некоторые сведения о механизме подземного сжигания угля украинские специалисты получили на экспериментальном участке одной из шахт Донбасса. В общей сложности в 1985 - 1991 гг. было сожжено около 3,5 тыс. тонн угля. Продуктивный газ направлялся в котел-утилизатор, из которого тепло с подогретой водой подавалось в систему теплоснабжения.

В связи с наблюдаемыми потерями тепла в газоотводящих каналах ПСУ рекомендуется использовать до глубин 300 - 400 м, а с размещением парогенератора вблизи зоны горения - до 600 - 700 м. На данный момент выполнен проект опытно-промышленной ТЭС мощностью 6 МВт с подземным генератором тепла.

Более значительный опыт получен на трех станциях подземной газификации угля (Лисичанской, Синельниковской и Горловской), эксплуатация которых осуществлялась в Донбассе в тридцатых, а затем в пятидесятых и шестидесятых годах прошлого столетия. Этот опыт может быть дополнен созданием подземных газогенераторов большой мощности за счет усовершенствования технологии телескопического бурения скважин по угольному пласту.

В последующие годы продолжались теоретические исследования по процессу ПСУ для отработки украинских месторождений. В результате изысканий разработана технология получения тепловой энергии и химических веществ при сжигании, как отдельных угольных пластов, так и их свит, преимущественно наклонных и крутопадающих [3]. Применение технологии повышает мощность подземного газогенератора за счет одновременного сжигания свиты угольных пластов и снижает затраты на горные работы.

Использование теплообменника, непосредственно размещенного в огневом забое [4], позволяет поднять мощность подземного газогенератора, т. к. на поверхность поступают, во-первых, горячий пар, который получен от теплообменника, а, во-вторых, горючие газы с огневого забоя. Такая технологическая схема предназначена для отработки пластов мощностью 0,3 - 0,8 м.

Технологическими расчетами обосновано, что применение ПГУ экономически оправдано до глубин 1400 - 1500 м. Для дальнейшего повышения экономичности процесса ПГУ необходимо значительно снизить температуру газогенерирования. Уменьшение температурного напора между очагом газификации и окружающими породами приведет как к сокращению тепловых потерь, так и исключит возможность образования токсичных оксидов азота и восстановления сплавов из неорганической части угля.

СУТЬ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ ГЛУБОКО ЗАЛЕГАЮЩИХ УГЛЕЙ

Ранее предложен метод газификации глубоко залегающих угольных пластов при средних температурах (400 - 500ºС). Представляется разумным не откачивать глубинные воды на поверхность, а использовать их для циркуляции в подземных контурах, в которых имеются каналы, пробуренные по угольным пластам. В этих каналах создаются условия для реакции взаимодействия углерода с водой.

В результате реакции выделяется водород и диоксид углерода. По сути дела речь идет о совмещении эндотермической реакции разложения воды с экзотермической реакцией образования диоксида углерода.

Поскольку сродство водорода к кислороду выше, чем углерода к кислороду, в систему необходимо ввести примерно 20 % дополнительной энергии, получаемой при окислении угля.

В предложенном ранее способе дополнительная энергия должна поступать в виде γ-излучения и потока β-частиц радиоактивных веществ. Причем РАВ в растворенном виде или в виде мелких частиц должны

циркулировать в потоке воды, омывающем частицы угля [5].

Процесс выделения водорода при радиолизе воды в присутствии органических веществ постоянно идет в недрах Земли [6, 7]. Если процесс проводят под давлением, то наблюдается рекомбинация молекул - активный водород вновь объединяется с кислородом. Но в угольном пласте происходит связывание кислорода углеродом. Наглядным подтверждением радиолиза воды по рассматриваемому сценарию является выделение и взрыв водорода на Чернобыльской АЭС, а также на реакторных блоках станции Фукусима в Японии.

Аварии заключались в том, что в результате утечки теплоносителя (воды) тепловыделяющие элементы (ТВЭЛы) частично расплавились. При высвобождении радионуклидов началось интенсивное воздействие теплового и ионизирующего излучений на воду. При этом образовавшийся в результате разложения воды кислород взаимодействовал с элементами конструкции реактора и с графитовой кладкой, размещенной в активной зоне реактора.

Если аварийные режимы на упомянутых АЭС взять в качестве аналога предлагаемой технологии, то больше всего к реальной картине подходит процесс электролиза угольной пульпы. Дело в том, что передача заряда в многофазном потоке от радиоактивных частиц к частицам углерода происходит за счет ионов, образующихся в результате поглощения β-частиц (электронов) водой.

Экспериментально доказано, что под воздействием электрического тока взаимодействие углерода с водой происходит при более низких температурах, чем это имело место на АЭС. Так, водоугольную суспензию удалось успешно газифицировать при температурах $t < 460°C$ и давлении $P < 20$ МПа. Получаемый генераторный газ содержит 60 - 67 % H_2, 21 - 40 % CO_2, остальное - $CH_4 + O_2$ [8 - 12].

Анализ результатов опытов показал, что для достижения высокой экономичности необходимо проводить процесс при температурах 450 - 500°С и высоких давлениях, предотвращающих вскипание воды.

Для поднятия температуры в зоне газификации до необходимого уровня придется сжигать часть угля. Давление в циркуляционном контуре подземного газификатора соответствует давлению окружающих пород в глубоких горизонтах, следовательно, металлоемкость контура будет незначительна.

Для активации газификации предполагается использовать цезий (^{137}Cs) и стронций (^{90}Sr), извлечение которых из отходов АЭС освоено на ПО «Маяк» (Россия). Под действием радиации цезия и стронция активируются природные РАВ, содержащиеся в угле. При достаточно интенсивном облучении происходит радиолиз воды [13].

Остановимся на влиянии РАВ на подземную среду. Выбранные для процесса стронций и цезий имеют период полураспада, соответственно 28,6 года и 30 лет. Таким образом, через 70 - 80 лет среда, где находились эти вещества, будет практически нерадиоактивной.

Возможное поступление глубинных вод в циркуляционный контур предотвращается закачкой связующих полимеров в зоны тектонических нарушений так, как это делается при нефтедобыче.

Подаваемый на поверхность поток газов легко разделяется, поскольку углекислый газ можно отмыть холодной водой или слабым раствором едкого натрия. Генераторный газ, как и чистый водород, можно непосредственно направить на электростанцию для подсветки факела топки. Кроме того, чистый водород можно подавать в электрохимический генератор, что позволит вырабатывать ток с КПД 70 - 80 %.

Решение проблемы радиолитической подземной газификации (РПГУ) позволит обеспечить украинскую энергетику наиболее ценным экологически чистым энергоносителем - водородом на несколько столетий.

В связи с ожидаемыми изменениями в угольной промышленности необходимо ускорить создание крупномасштабных электрохимических генераторов (ЭХГ).

В разработанных ЭХГ плотность потока энергии очень мала, а с 1 м^2 электродов можно снимать только 200 Вт. Для мощности 100 МВт рабочая площадь электродов достигнет 1 км^2, и нет надежды, что капзатраты на сооружение такой электростанции оправдаются генерируемой ею электроэнергией [14].

На данный момент мощность известных ЭХГ не превышает 200 кВт [15]. Между тем, к настоящему времени имеются предпосылки для проектирования ЭХГ мощностью 5 - 10 МВт, работающих при сравнительно низком давлении водорода.

В районе Донбасса расположено значительное количество поселков и городов, для коммунального хозяйства которых требуется как электрическая, так и тепловая энергия. Поэтому наряду со станциями оснащенными ЭХГ, необходимо на базе подземных газогенераторов строить теплоэлектроцентрали с традиционной схемой производства электроэнергии и тепла.

При разработке электростанций малой мощности (мини-ТЭЦ), работающих на газе подземного генератора целесообразно опираться на уже имеющийся в ИПМаш НАН Украины опыт [16 - 18]. Причем часть из этих электростанций должна быть выполнена в передвижном исполнении и выглядеть примерно также как утепленные энергоплатформы, поставляемые ранее Черновицким машзаводом на северные нефтегазовые промыслы.

Учитывая особенности подземной газификации необходимо создание энергооборудования для ТЭС установленной мощности 10 - 100 МВт.

По мере сокращения добычи угля современными шахтами приобретет актуальность вопрос о целесообразности сохранения ныне действующей системы крупных ТЭС. Ответ зависит от стоимости угля, который придется закупать на международных рынках. Но не исключено, что в случае успехов в создании мощных подземных газогенераторов с парокислородным дутьем часть электростанций Донбасса удастся сохранить.

ВЫВОДЫ

Отрицательное влияние кризиса в угольной промышленности на теплоэнергетику может быть снижено при своевременном развертывании научно-исследовательских, проектных и опытно-промышленных работ по внедрению технологии подземной газификации угля, в том числе радиолитической газификации. Не совсем логично покупать дорогой российский газ, имея 12 трлн. т угля в своих недрах.

Еще раз необходимо также напомнить, что переход на безлюдные технологии освоения угольных месторождений позволит сохранить жизни сотен работающих горняков, что является главным при выборе предлагаемых технологий.

Следует более широко использовать имеющийся опыт по созданию мини-ТЭЦ, работающих на генераторном газе.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кольская сверхглубокая. - М.: Недра, 1984. - 490 с.
2. Козловский Е. А. Кольская сверхглубокая/В мире науки, 1984. - М.: Недра, 1984. - № 3, С. 38 - 49.
3. Пат. 68702 А, Україна. С10J3/00. Спосіб одержання теплової енергії/Янко С. В., Трошенькін Б. О. та ін. (Науково-виробнича фірма «Підземенерго»). Заявл. 30.09.2003; Опубл. 16.08.2004, Бюл. № 8.
4. Пат. 68703 А, Україна. С10J3/00, Е21В43/24. Спосіб одержання теплової енергії/Янко С. В., Трошенькін Б. О. та ін. (Науково-виробнича фірма «Підземенерго»). Заявл. 30.09.2003; Опубл. 16.08.2004, Бюл. № 8.
5. Янко С. В., Трошенькин Б. А. Перспективы освоения глубоко залегающих угольных месторождений//Уголь Украины, 2010, - №10 (646), - С. 3 - 10. Режим доступа - http://www.nbuv.gov.ua/portal/natural/ugukr/2010_10/Janko%20Troshenkin.pdf
6. Пат. 94037399 А1 РФ. МПК С01В3/00. Способ радиолитического получения водорода /Белов И. А., Иванов А. С., Павщук В. А. (Российский научный центр «Курчатовский институт»). - № 94037399/26, Заявл. 29.09.1994; Опубл. 27.08.1996. - 3 с.
7. Вовк И. Ф. Радиолиз подземных вод и его геохимическая роль. - М.: Недра, 1979. - 230 с.
8. Трошенькин В. Б. Получение водорода электролизом угольной пульпы//Пробл. машиностроения. - 2006. - № 4. - т. 9. - С. 93-96.
9. Трошенькин В. Б. Электрохимическая газификация угля. 1. Состояние вопроса и эксперимент/Трошенькин В. Б., Трошенькин Б. А., Маркосова В. П. // Энерготехнологии и ресурсосбережение, 2009, - № 5,. - С. 9-16.
10. Трошенькин В. Б., Маркосова В. П., Трошенькин Б. А. Тепломассообмен при производстве водорода электролизом водоугольной суспензии//Инж.-физ. ж-л, 2010. - 83. - №2. - С. 310 - 317.
11. Трошенькин В. Б. Электрохимическая газификация угля. 2. Термодинамические расчеты/ Трошенькин В. Б., Маркосова В. П., Трошенькин Б. А.//Энерготехнологии и ресурсосбережение, 2010. - № 2, - С. 8 - 13.
12. Трошенькин В. Б. Технология электролиза угольной пульпы при производстве водорода/ Трошенькин В. Б., Трошенькин Б. А., Маркосова В. П.//Современная наука: исследования, идеи, результаты, технологии. Сб. науч. статей. - К.: Изд-во НПВК «Триакон», 2010. - № 1(3), - С. 27 - 31.
13. Пикаев А.К. Высокотемпературній радиолиз воды и водных растворов/А. К. Пикаев, С. А. Кабакчи, И. Е. Макаров. - М.: Энергоиздат, 1988. - 136 с.
14. Капица П. Л. Эксперимент, теория, практика. - М.: Наука, 1981. - 496 с.
15. Жданок С. А. Энергетические технологии и новые материалы XXI века//Пленарн. докл. V Минск. Междунар. форума по тепло- и массообмену. - Ин-т тепломассообмена им. А. В. Лыкова НАНБ. - Минск, 2004.. - Т. 1. - С. 7 - 9. Режим доступа - http://www.itmo.by/forum/mif5/sessions.html.
16. Бабак Н. Ю. Решение вопросов энергосбережения на коксохимических предприятиях на примере расширения энергоузла «Ясиновский коксохимический завод»/Н. Ю. Бабак, Н. В. Лыхвар, С. А. Медянцев, М. И. Роговой, А. Г. Старовойт, Ю. В. Филатов, А. Л. Шубенко// Пробл. машиностроения, - 2007. - 10, - № 1. - С. 4 - 12.
17. Лукач Л. М. Учет денежного сбора за вредные выбросы при реконструкции шахтной котельной в мини-ТЭЦ / Л М. Лукач, С. Ю. Резников, А. Л. Шубенко, Н. Ю. Бабак, М. И. Роговой// Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит, - 2009. - № 6. - С. 54 - 62.
18. Шубенко А. Л. Энергосбережение на мини-ТЭЦ в летний период за счет установки малого парового котла для работы новой паровой турбины Р-0,75-0,4/0,03/А. Л. Шубенко, Н. Ю. Бабак, М. И. Роговой, А. М. Пивень, А. Г. Коваленко, В. В. Васильев//Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит, - 2010. - № 1. - С. 9 - 18.

© Трошенькин В.Б., Хомяк К.М.