

## О ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЯ

*Розглянуто питання підземного перетворення твердого палива у газоподібний енергоносіє шляхом газифікації вугілля. Наведено етапи у історичному розвитку даної технології. Досліджено проблему зниження екологічного збитку в процесі використання технології газифікації вугілля.*

*Рассмотрены вопросы подземной преобразования твердого топлива в газообразный энергоноситель путем газификации угля. Приведены этапы в историческом развитии данной технологии. Исследована проблема снижения экологического ущерба в процессе использования технологии газификации угля.*

*Questions underground transformations of firm fuel to the gaseous energy carrier are considered by gasification of coal. Stages in historical development of the given technology are resulted. The problem of decrease in ecological damage is investigated during use of technology of gasification of coal.*

В последние годы в мире обострилась проблема энергообеспечения жизнедеятельности населения. Вследствие все возрастающего потребления и удорожания энергоносителей начали широко привлекаться нетрадиционные способы получения энергии: ветровая, гидротермальная и т.д. Более того, использование пахотной земли под посевы растений для получения биотоплива; использование сырья для продуктов питания для этих же целей, например, создали напряженное положение на продовольственном рынке.

В этой ситуации может найти широкое применение подземная газификация углей (ПГУ) как безлюдный способ превращения твердого топлива в газообразный энергоноситель непосредственно на месте залегания угля. Проведенное в 1947-1974 г.г. опробование ПГУ в различных горно-геологических условиях и при различном марочном составе угля (Подмосковная, Лисичанская, Шатская, Горловская и др. станции ПГУ) позволили разработать технологию промышленного получения газа для энергетических целей, а длительная работа в СССР Южно-Абинской (с 1955 г.) в Кузбассе и Агреновской (с 1962 г.) в Узбекистане станций не только дали возможность глубоко изучить проблему газификации углей в пласте на месте залегания, но и усовершенствовать технологические и конструктивные параметры работы подземных газогенераторов, а также использование газа различными потребителями. Так, если газ на Агреновской станции ПГУ производился теплотворной способностью 3,3-4,2 МДж/м<sup>3</sup> при сжигании бурых углей в мощном пласте и использовался расположенной вблизи с электростанцией для выработки электроэнергии, то на Южно-Абинской станции газ получался при сжигании каменных углей, содержащихся в свите крутопадающих пластов средней мощности и использовался на 14 предприятиях г. Прокопьевка, включая машиностроительный и хлебозаводы и другие организации.

Технология ПГУ была разработана до такого уровня, что в 70-е годы соответствующая лицензия была приобретена США, широко опробована на многих месторождениях страны, а затем начала внедряться в третьих странах (Испания, Индия, Австралия и т.д.) в виде строительства пилотных установок ПГУ.

В СССР проблемой подземной газификации углей вначале занимались НИИ и проектные организации Газпрома, а в конце 80-х годов - Минуглепром. Научная часть проблемы решалась институтом горного дела им. А.А. Скочинского, а проектная - проектным институтом «Донгипрошахт» (головные в отрасли по данной проблеме).

За короткий промежуток времени эти институты разработали проекты реконструкции Южно-Абинской и Агреновской станций, технико-экономическое обоснование строительства предприятия ПГУ на Татарском месторождении Красноярского края, участвовали в подборе участков для ПГУ в Сербии, Боснии, Индии, провели исследования по освоению Богдановского месторождения в Луганской области.

В начале 90-х годов ИГД им. А.А. Скочинского разработал критерии горно-геологических условий газификации угольных пластов и составил каталог участков месторождений, пригодных для ПГУ [1], для резерва запасов группы «а» Госбаланса запасов полезных ископаемых СССР. При разработке критериев подбора участков для газификации было установлено, что подземной газификации могут быть подвергнуты угли всех марок, за исключением тощих и антрацитов, технология газификации которых не разработана; запасы участка должны обеспечить 30-летнюю работу предприятия; минимальная мощность пласта для каменных углей составляет 0,6 м, для бурых - 1,5 м при максимальной зольности 50% на сырую массу; приток подземных вод в газо-

генератор не должен превышать  $1,0-1,5 \text{ м}^3/\text{т}$  сжигаемого угля. Во избежание утечек газа на земную поверхность минимальная глубина залегания выгазовываемого пласта должна быть более 15-кратной его мощности. Благоприятными являются условия, когда вмещающие угольный пласт породы являются своеобразным экраном для исключения утечек газа в пористые породы, т.е. газопроницаемость пород кровли и почвы должна быть на порядок меньше сжигаемого пласта.

Институтом «Донгипрошахт» в 1993 году на основе указанных критериев были проанализированы все участки (месторождения) Госбаланса полезных ископаемых Украины, содержащие угля для энергетических целей (не рассматривались участки с коксующимися углями, являющимися ценным сырьем для коксохимии). При этом выявлено 156 участков, удовлетворяющих описанным выше критериям, из них 127 участков с каменными углями и 29 с бурыми [2]. Географически указанные участки размещены в 11 областях и содержат около 20 млрд. т запасов углей разной степени разведанности. Основу для первоочередного строительства составляют около 20% участков детально разведанных и переданных в промышленное освоение. Следует заметить, что для газификации могут быть использованы угольные пласты с забалансовыми запасами или запасами, нецелесообразными к отработке. Кроме того при газификации нередко выгорает также углерод, содержащийся во вмещающих угольный пласта породах, увеличивая таким образом количество выгазованных запасов.

При газификации углей теплотворная способность получаемого газа в основном зависит от состава подаваемой на очаг воздушной смеси. При подаче атмосферного воздуха теплотворная способность газа составляет  $3,35-4,19 \text{ МДж}/\text{м}^3$ , а газ может быть использован для энергетических целей (производство электроэнергии, пара, горячей воды). Однако такой газ неэкономично транспортировать на расстояние более 25-30 км, поэтому область его применения резко сужается.

В связи с этим в СССР, США и Западной Европе были проведены масштабные аналитические и экспериментальные работы по производству газа ПГУ повышенной теплотворной способности, который служил бы не только для энергетических целей на большом удалении от места производства, но и в качестве сырья для химической промышленности [3]. Определены следующие пути повышения теплотворной способности газа:

- совершенствование конструкции подземного газогенератора или режима его работы позволяет увеличить калорийность газа на  $0,21-1,05 \text{ МДж}/\text{м}^3$  и достичь величины  $4,4 \text{ МДж}/\text{м}^3$ ;
- очистка газа ПГУ от негорючих примесей, в частности от азота и диоксида углерода  $\text{CO}_2$ . Так как выделение азота из газа ПГУ представляет сложную и дорогостоящую техническую задачу, обычно ограничиваются отмывкой диоксида углерода, что может повысить теплотворную способность газа на 10-15%;
- использование в качестве дутья смеси газов, отличающихся от состава воздуха. При этом добавка в воздушное дутье горючего или другого компонента, способствующего интенсификации процесса, уменьшает долю балласта (азота) в дутье и увеличивает долю элементов, участвующих в газификации. Данное направление является наиболее перспективным для улучшения качества газа вплоть до получения синтез-газа, являющегося сырьем для химической его переработки.

Экспериментально подтверждено, что газификация угольных пластов с повышенным содержанием кислорода способствует росту температуры в окислительной зоне и более полному реагированию углерода угля. Теплота сгорания газа достигает максимальных значений для бурых углей  $6,5-6,7 \text{ МДж}/\text{м}^3$ , каменных углей -  $8,0-8,2 \text{ МДж}/\text{м}^3$  при концентрации кислорода в дутье 65-70% при обычном давлении и  $10,2-10,4 \text{ МДж}/\text{м}^3$  при повышенном давлении.

Введение в воздушную смесь водяного пара вызывает повышение скорости реакции воды с углеродом и в меньшей степени скорости реакции углекислоты с углеродом в восстановительной зоне газогенератора и тем самым увеличение содержания в газе водорода и окиси углерода. Кроме того, отмечаются реакции гидрирования с образованием метана благодаря достаточному количеству поступающего с дутьем водорода и повышенному давлению в зоне газификации. При концентрации кислорода в дутье 65-70% и добавке пара 100-300 г/м теплотворная способность газа, полученного из бурых углей, может составить  $6,4-7,2 \text{ МДж}/\text{м}^3$ , из каменных -  $8,9-9,0 \text{ Дж}/\text{м}^3$ , и при повышенном давлении (1-4 МПа) -  $12,0-12,4 \text{ МДж}/\text{м}^3$ .

Экспериментальные данные по газификации угольных пластов с использованием в качестве дутья диоксида углерода и кислорода свидетельствуют о том, что увеличенная начальная концентрация в дутье диоксида углерода приводит к повышению скорости реакции его с углеродом над скоростью реакции воды с углеродом, вследствие чего больше образуется оксида углерода, чем водорода. Другая составляющая дутья (кислород) обеспечивает повышение

температуры процесса и концентрации оксида углерода и водорода в газе. Оптимальным является соотношение  $CC^{\wedge}C^{1,5}.. 2$  в дутье. При концентрации кислорода в дутье 40-50% теплотворная способность газа из бурых углей составит 7,0-7,1 МДж/м<sup>3</sup>, из каменных - 8,6-8,8 МДж/м<sup>3</sup>, и при давлении 1-4 МПа - 10,1-10,3 МДж/м<sup>3</sup>. Следует отметить, что диоксид углерода для дутья можно получить путем отмывки генераторного газа.

Одновременно с получением газа можно использовать до 3-5% его теплотворности путем отбора тепла газа на головках скважин.

Разумеется, приведенные меры по улучшению качества газа потребуют значительных затрат на получение кислорода и диоксида углерода, однако позволит снизить удельные расходы на транспортировку газа, его очистке и расширить круг потребителей.

Проведенные ИГД им. А.А. Скочинского исследования экономической целесообразности строительства предприятий ПГУ [4] показали следующее.

Экономические показатели ПГУ зависят от производительности предприятия и в ценах до ликвидации СССР наиболее экономически выгодной мощностью предприятия ПГУ является мощность, равная 300-500 МВт, что соответствует ежегодному выгазовыванию 0,5-0,8 млн. т условного топлива. Анализ показывает, что качество угля оказывает незначительное влияние на основные технико-экономические показатели, а сравнительная технико-экономическая оценка предприятий ПГУ и традиционных производств по добыче угля свидетельствует о том, что производительность труда на предприятиях ПГУ в 2,5 раза выше, чем на шахте, а удельные капитальные вложения близки к капитальным затратам на разрезе при добыче угля открытым способом и многократно ниже, чем на шахте. Общий тепловой КПД (по использованию тепла промышленных запасов угля с учетом утечек газа и потерь негазированного угля) также превышает КПД использования угля при его традиционной добыче. При этом следует иметь в виду, что в случае использования не только газа ПГУ, но и тепла газа, КПД ПГУ значительно возрастает.

Важную роль при оценке способов добычи и использования углей играет экологическая составляющая этих процессов. Известно, что традиционные методы добычи и потребления угля обуславливают превращение угольных регионов в зоны экологического бедствия. Это же касается районов размещения углестигающих производств. По данным проф. Е.В. Крейнина [4], на каждый кВт установленной мощности угольной электростанции ежегодно выбрасывается в атмосферу 500 кг золы и шлаков, 75 кг окислов серы и 10 кг окислов азота.

Большинство факторов воздействия ПГУ на среду обитания человека оценивается по сравнению с твердым и жидким топливом как менее пагубные.

Как свидетельствуют данные ИГД им. А.А. Скочинского, приведенные в табл. 1 [5], газ ПГУ в качестве топлива значительно меньше загрязняет воздушный бассейн.

Кроме того, при добыче угля традиционными способами происходит на значительных площадях отчуждение земли в постоянное пользование и необходимость ее восстановления после ликвидации объекта; колоссальный выброс угольной пыли при вентиляции и транспортировке и породы с отвалов; вымывание из породных отвалов вредных веществ и тяжелых металлов.

Источниками загрязнения при ПГУ являются очаг горения в угольном пласте; продукты газификации (окись и двуокись углерода, сероводород и др.); побочные продукты газификации (фенолы, смолы, аммиак, цианиды, пиридиновые основания); остаточные продукты газификации в виде золы и шлаков.

Таблица 1 – Вредные вещества в продуктах сгорания газа ПГУ, твердого и жидкого топлива

Вредные вещества	Содержание вредных веществ в различных видах топлива при их сжигании					
	уголь		жидкое топливо		газ ПГУ	
	% объема	г/м <sup>3</sup>	% объема	г/м <sup>3</sup>	% объема	г/м <sup>3</sup>
Твердые частицы (зола, сажа)	-	1,45-4,50	-	0,2-0,3	-	-
Оксиды серы	0,06-0,2	1,6-11,0	0,031-0,2	1,0-7,0	-	-
Оксиды азота в пересчете на NO <sub>2</sub>	0,02-0,07	0,6-2,0	0,007-0,004	0,2-1,0	0,007	0,2
Окись углерода	0,035-0,35	0,44-4,4	0,035-0,35	0,44-4,4	0,01-0,09	0,15-1,10

Опыт работы предприятий подземной газификации в СССР свидетельствует, во-первых, о значительном влиянии горно-геологических и технологических условий работы предприятия и, во-вторых, о возможных методах борьбы с экологическим загрязнением геологической среды и воздушного бассейна.

Для минимизации отрицательного воздействия на экосистему газификации угля необходимо осуществлять подбор угольного пласта, изолированного от проницаемых пород почвы и кровли и водоносных горизонтов. Это позволяет предотвратить утечки газа и содержащихся в нем вредных веществ. Достаточно большая глубина выгазовывания угольного пласта (более 15 т, где т – мощность выгазованного пласта) и залегание его в мощной толще водоупорных пород исключает утечки газа по газо- и водопроводящим трещинам на дневную поверхность, т.е. не оказывает отрицательного воздействия на воздушный бассейн. При преобладании в кровле и почве угольного пласта глинистых пород последние в зоне прогрева очага горения превращаются стекловидную монолитную массу, а также вспучиваются, заполняя выгазовываемое пространство и трещинопроявления. Таким образом остаточные продукты горения локализируются. Установлено [4], что содержание фенолов в подземном газогенераторе не превышает 0,017 мг/л, а на границах горного отвода - не превышает 0,001 мг/л.

За счет откачки воды из выгазованного пространства и выноса влаги с отводимым горячим газом создается глубокая депрессия подземных вод, воспрепятствующая распространению и локализирующая загрязнения. Следует заметить, что откачиваемые загрязненные подземные воды могут быть использованы для охлаждения газа и получения пара с последующей закачкой в газогенератор.

В 80-е годы прошлого столетия интерес научной общественности проявился к использованию в качестве основного энергоносителя не к горючему газу, а к температуре газозвушной смеси, выходящей из газогенератора. Эта технология получила название «ПСУ – подземное сжигание угля» и предназначена для получения на основе выработанного газообразного энергоносителя, нагретого до температуры 700-800°C, горячей воды, пара и электрической энергии непосредственно на месте его производства. Технология ПСУ опробована на экспериментальных участках шахт «Острый» в Донбассе и «Киреевская» в Подмосковном угольном бассейне.

Учитывая, что современные технологии ПГУ помимо производства энергетического и технологического газов позволяют отбирать их тепло для использования в теплоэнергетике, а технология ПСУ - только производить тепло, естественно рассматривать последнюю как частный случай общего широкого понятия подземной газификации угля. Принципиальным отличием, на наш взгляд, является, во-первых, использование энергоносителя (горючий газ и высокотемпературная газозвушная смесь), а, во-вторых, атмосфера в газо- и теплогенераторе. Если для получения газа ПГУ в газогенераторе поддерживается избыточное по отношению к атмосферному давлению, то для получения нагретой газозвушной смеси используется, как правило, пониженное давление. В этом состоит серьезное преимущество ПСУ, позволяющее сжигать уголь, залегающий на малой глубине, в том числе и так называемые «зависшие» запасы действующих и закрытых шахт.

Таким образом, технология подземной газификации угля в широком смысле может быть использована в практически любых условиях залегания угольных пластов любого марочного состава угля; продукт ПГУ в виде энергетического и технологического газа и высокотемпературной газозвушной смеси может быть использован как для выработки электроэнергии, так и для получения химпродукта, включая минеральные удобрения и жидкие углеводороды; производство и потребление газа ПГУ по своим экологическим особенностям значительно менее вредно, чем твердое и жидкое топливо; удельные затраты на строительство и эксплуатацию предприятия ПГУ в несколько раз ниже затрат на строительство шахты и сопоставимо с затратами на добычу угля открытым способом; сроки строительства предприятия ПГУ в несколько раз ниже сроков строительства шахты.

#### **Библиографический список:**

1. Разработка временных рекомендаций на подбор угольных месторождений для проектирования станций подземной газификации углей // ИГД им. А.А. Скочинского. –
2. М. – 1998. – 63 с.
3. Каталог участков (месторождений), пригодных для подземной газификации углей //

- Донгипрошахт. – Донецк, 1993. – 81 с.
4. Кулешов В.М., Корчемагин А.В., Панасенко В.М. Повышение эффективности подземной газификации угля // Уголь Украины. – 1990. – № 2. – С. 18-20.
  5. Крейнин Е.В. Экологическое и технико-экономическое обоснование строительства промышленных предприятий подземной газификации углей // Уголь. – 1997. – № 2 – С. 46-48.
  6. Подземная газификация углей в СССР / Антонова Р.И., Бежанишвили А.Г., Блиндерман М.С. и др. – М, ЦНИЭИуголь. – 1990. – 98 с.