

*С.А. Ярунин, проф., д.т.н.*

*И.М. Загоршменный, доц., к.т.н.*

*М.В. Каркашадзе, ассистент, к.т.н.*

*Московский государственный горный университет*

*В.М. Савельев, горный инженер*

*Ростопром*

## **ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПОДЗЕМНОГО СЖИГАНИЯ УГЛЯ НА БАЗЕ ЭЖЕКЦИОННОЙ УСТАНОВКИ**

**В** настоящее время особенностью угольной промышленности является объективный процесс ее реструктуризации. В следствие этого значительное количество шахт, технико-экономические показатели которых не соответствуют современным условиям развития экономических отношений, подлежат закрытию. При отсутствии альтернативных производств в таких регионах возникает социальная напряженность. Создание же новых рабочих мест требует больших затрат и времени, в то же время возникают вопросы тепло- и энерго-снабжения поселков при закрытых шахтах и поверхностных комплексов.

На многих закрываемых шахтах сосредоточены значительные запасы угля.

Использование имеющихся шахтных зданий и коммуникаций значительно сокращает затраты на создание новых рабочих мест. Как правило, теплоснабжение этих зданий и сооружений, а также прилегающих поселков, осуществляется шахтной котельной. Одним из вариантов обеспечения энергией поселков и вновь создаваемых производств является внедрение нетрадиционных технологий, основанных на бесшахтных способах.

Из известных в настоящее время бесшахтных способов переработки угля на месте залегания наиболее перспективными следует считать термические способы, а

именно, подземную газификацию угля и подземное сжигание угля.

Использование имеющихся шахтных зданий и коммуникаций значительно сокращает затраты на создание новых рабочих мест. Как правило, теплоснабжение этих зданий и сооружений, а также прилегающих поселков, осуществляется шахтной котельной. Одним из вариантов обеспечения энергией поселков и вновь создаваемых производств является внедрение нетрадиционных технологий, основанных на бесшахтных способах.

Более чем 50-летний опыт применения способа газификации угля (ПГУ), основными отличиями которого являются получение горючего газа и нагнетательный способ подачи окислителя в огневой забой, позволил выявить основные недостатки, препятствующие широкому использованию этого способа:

- нестабильность и низкое качество газа, что определяется сложностью управления процессом ПГУ (протекание химических реакций образования горючего газа зависит от прочностных характеристик угля и вмещающих пород, от характеристики водопритока, трещиноватости пород, канал газификации должен располагаться в почве пласта и т.д.);

- при ПГУ неиспользованным остается до 50% угля вследствие необходимости оставления предохранительных верхних

и межгенераторных, а также барьерных целиков:

- благоприятные результаты ПГУ могут быть получены при газификации пластов, мощность которых более 1 м;
- наличие газопровода ограничивает отдаленность потребителей от места разработки;
- наличие утечки газа вследствие повышения проницаемости сдвига пород.

Разработанные предложения, направленные на устранение недостатков, в частности, применение кислородного дутья, поддержание постоянной длины зоны газификации, не нашли своего применения вследствие трудностей их реализации,

Элементы этой технологии могут быть использованы в основном на участках горных отводов шахт, не имеющих горных выработок.

Однако, как правило, горный отвод закрывающейся шахты имеет значительное количество горных выработок и других связей с подработанной поверхностью, что исключает применение нагнетательного способа подачи окислителя в огневой забой.

В связи с этим в данных условиях предпочтительным является применение технологии подземного сжигания угля (ПСУ), не имеющей указанных выше недостатков. Так, подача воздуха ведется во всасывающем или нагнетательно-всасывающем режиме, требования к качеству газа-теплоносителя предъявляются не столь высокие. Требуемое количество тепловой энергии может быть получено изменением температуры газа или его количества. Однако этому способу присущи недостатки, связанные с низкими депрессиями существующих вентиляторов и дымососов (порядка 0,05 атм), обуславливающими необходимость иметь продуктивные выработки большого сечения. В противном случае

вследствие больших аэродинамических сопротивлений производительность оборудования используется на 10-25%.

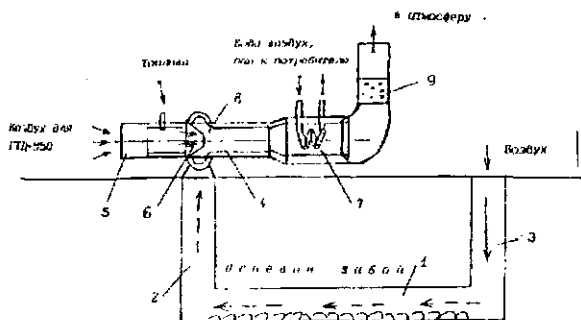
Проведенные экспериментальные исследования в Донецком, Кузнецком и Подмосковном угольных бассейнах показали, что в исходящих газах присутствуют горючие компоненты. Концентрации этих газов не превышают допустимых значений ПДК при их рассеивании в пределах санитарных зон, однако могут содержать до 65% общего запаса энергии в виде химического тепла. Известное стандартное оборудование для дожига горючих компонентов в данных условиях малоэффективно.

Газ-теплоноситель на экспериментальных участках имел температуру до 350°C, что определялось небольшими объемами сжигания угля (до 10 т/сут.) и являлось следствием ряда причин: несоответствия тягодутьевого оборудования; значительными утечками тепла в боковые породы; несоответствием длины канала горения оптимальной, в связи с чем коэффициент избытка кислорода в продуктивном газе составлял 2 и более.

В то же время оценка проведенных экспериментальных работ показывает, что технология ПСУ позволяет использовать брошенные запасы угля и преобразовывать энергию сгоревшего угля в тепловую энергию воды непосредственно на промплощадке участка. Основным недостатком тепловой энергии является сезонность ее потребления.

Вышеизложенное показывает, что несмотря на убедительные доказательства технологичности и эффективности технологии ПСУ необходимы поиски новых технико-технологических решений, позволяющих устранить указанные недостатки и значительно повысить эффективность данной технологии.

С этой целью предлагается технология подземного сжигания угля с использованием эжекционной установки (рис. 1).



**Рис.1.** Принципиальная технологическая схема подземного сжигания угля на базе эжекционной установки: 1 - огневой забой; 2 - продуктивная скважина; 3 - воздухоподающая скважина; 4 - эжекционная установка; 5 - вход ГТД-350; 6 - эжектор газовый многоствольный; 7 - котел воздушный или водяной; 8 - камера смешения эжектора; 9 - блок очистки газов

В качестве продуктивной принята скважина  $d = 300-800$  мм. Из огневого забоя 1 продукты горения поступают в продуктивную скважину 2. Температура газа -  $350^{\circ}\text{C}$ . Состав газа принят на основании экспериментальных замеров по низшей степени содержания горючих компонентов.

Воздух в огневой забой поступает через скважину 3. В расчете она не учитывается, так как ее аэродинамическое сопротивление можно компенсировать воздухонагнетателем,

Далее шахтный газ поступает в эжекционную установку 4, в качестве которой может быть использован отработавший летный срок авиационный двигатель, например, ГТД-350. Расход газа при его работе составляет  $G_{\text{газ}} = 1,2$  кг/с при температуре  $T = 1300^{\circ}\text{K}$ . В результате дожигания горючих компонентов и смешения шахтного газа и активного газа коэффициент эжекции составляет  $G_o = 6,57$  кг/с, что при выбросе в атмосферу газа с  $T = 400^{\circ}\text{K}$  обеспечивает выходную мощность 7700 кВт. При этом

относительный тепловой КПД составит 5,24. Тогда эффективный тепловой КПД, показывающий величину прироста энергии шахтных газов по сравнению с теплосодержанием топлива для установки ГТД-350, подаваемого как в основную, так и форсажную камеры сгорания, при условии дожигания шахтного газа, составляет  $Q_{\text{эф}} = 4,2$ .

У ГТД-350 снимается (демонтируется) силовая турбина и свободная энергия газа используется для создания активной эжекторной струи. Тепло, выдаваемое ТГЭУ-7,7 в количестве 7,7 МВт, аккумулируется теплообменником 7 с коэффициентом регенерации  $\eta_{\text{рег}} = 0,8$

$$N_{\text{рег}} = N_{\text{тепл}} \cdot \eta_{\text{рег}} = 7,7 \cdot 0,8 = 6,16 \text{ МВт.}$$

Тепловая мощность может быть передана, например, с помощью теплоносителя-воздуха потребителю.

Стоимость 1 кВт тепловой мощности примем равной  $C_{\text{уд.мен.}} = 125$  руб/кВт, коэффициент использования установки в течение года  $\eta_{\text{год}} = 0,85$ , коэффициент регенерации тепла в теплообменнике  $\eta_{\text{рег}} = 0,8$ . При расчете годового экономического эффекта учитывались: стоимость тепловой энергии, получаемой ТГЭУ-7,7; стоимость оборудования (панель запуска, вентилятор ВДН-20-11у, отработавший летный срок ГТД-350, эжектор, дымовая труба, теплообменник) и его монтаж; заработная плата рабочих; отчисления на социальное страхование (15% от прибыли); начисления на добавленную стоимость (15% от прибыли).

Для этих условий стоимость тепловой энергии составляет 20,64 млрдруб., а суммарные годовые расходы - 6,63 млрдруб.

При этом чистая прибыль составляет 13,01 млрд, срок окупаемости 0,51 года.

Таким образом, установка ТГЭУ-7.7 обладает хорошей экономической эффективностью и окупается менее чем за 6 месяцев.

Проведенные экспериментальные исследования по дожиганию горючих компонентов показали, что эффективность извлечения тепловой энергии может быть повышена в 2.0-2.5 раза и могут быть обеспечены параметры газа, необходимые для получения не только тепловой, но и элек-

трической энергии в количествах, достаточных для обеспечения теплом и электроэнергией шахтерских поселков после закрытия основного производства, что очень важно в условиях реструктуризации угольной промышленности России и стран СНГ.

© С.А. Ярунин, И.М. Загоршменный, М.В. Каркашадзе, В.М. Савельев