

Состояние и перспективы подземной газификации углей для экологически безопасной и экономически рентабельной разработки угольных пластов

A condition and prospects of underground gasification of coals for ecologically safe and economically profitable working out of coal layers

Каренов Р.С.

Карагандинский государственный университет им. Е.А.Букетова (e-mail: Karenov_r@inbox.ru)

Көмірді жер асты газдандыру пайдалы қазбаларды өндірудің маңызды геотехнологиялық тәсілдерінің бірі ретіндегі рөлі және маңызы көрсетілген. Көмірді жер асты газдандырудың өткен кезеңдегі және қазіргі кездегі тәжірибесі талданған. Көмірді жер үсті және жер асты газдандырудың әлеуметтік-экономикалық және экологиялық артықшылықтары жалпыланған. Қазақстанда көмірлерді жер асты тәсілімен газдандырудың даму болашағының техникалық-экономикалық бағасы берілген. Көрнекілік мақсатта көмірді жер асты газдандыру өнімдерін өңдеу бойынша технологиялық үдерістер химиялық және энергетикалық серіктестігі сызбасы келтірілген. Көмірді жер асты газдандыру тәсілінің шет елдердегі әлеуметтік-экономикалық тиімділігі зерттелген. Қазақстанда көмірді жер асты газдандырудың даму болашағын көмір өндірудің осындай технологиясының шет елдердегі даму мүмкіндіктерімен салыстыруға ұмтылыс жасалған.

The role and value of underground gasification of coals as one of the major geotechnological methods of mining operations are allocated. The past and the present of underground gasification of coals is analyzed. Social and economic and ecological advantages of land and underground gasification of coal are generalised. The technical and economic estimation of prospects of development of underground gasification of coals in Kazakhstan is given. With a view of presentation schemes of chemical and power cooperation of technological processes on processing of products of underground gasification of coal are resulted. Social and economic efficiency of a method of underground gasification of coals abroad is studied. Attempt of comparison of prospects of development of underground gasification of coals in Kazakhstan with possibilities of development of the given technology of working out of coal deposits in foreign practice becomes.

Прошлое и настоящее подземной газификации углей

В настоящее время все передовые угледобывающие страны ориентируются на производство из добытого угля обогащенного экологически чистого топлива. В связи с этим разрабатываются долгосрочные программы по энерготехнологиям, предусматривающие кооперацию горной промышленности и энергетики для создания энергоустановок на месте добычи или переработки угля. Целью этих программ является увеличение эффективности производства энергии, решение проблем защиты окружающей среды и регулирования пиковых ситуаций в энергосистемах.

Имеются различные подходы к созданию высокоэффективной теплоэлектроустановки с высоким КПД:

- а) стандартные энергоустановки с ультрасверхкритическими параметрами пара (с температурой 700 °С и давлением 30 МПа);
- б) энергоустановки комбинированного действия со сжиганием угля во взвешенном слое под давлением;
- в) с одновременной газификацией угля;
- г) со сжиганием аэроузвесензий угля под давлением.

В Казахстане, так же как и в других странах СНГ, перешедших на рыночную экономику, социально-экономическая и экологическая ситуация в угледобывающей отрасли (реструктуризация отрасли, высокие цены на транспорт, неконкурентоспособность добываемого угля, загрязненность угледобывающих регионов) требует изыскания способов переработки угля на месте его залегания (или добычи) в более ценные и привлекательные для потребителя продукты (газообразное и жидкое топливо и др. химические продукты) либо в электроэнергию. Одним из путей перевода угля на месте его залегания или добычи в электроэнергию является создание газоэлектрических комплексов, использующих синтетический газ переработки углей. При этом возможно применение двух вариантов: получение синтетического газа на месте добычи угля путем его газификации в наземных газогенерато-

рах или на месте залегания угля путем подземной газификации угля (ПГУ) [1]. ПГУ, как один из важнейших методов современной геотехнологии, включает работы по высокотемпературному химическому переводу полезного ископаемого в условиях естественного залегания в газообразное состояние и последующую его выдачу по специально пробуренным и оборудованным скважинам на поверхность. Значит, основными стадиями процесса ПГУ являются: бурение с поверхности земли на угольный пласт скважин, соединение этих скважин каналами, проходящими в угольном пласте, и, наконец, нагнетание в одни скважины воздушного или парокислородного дутья и получение из других скважин газа, т.е. газификация угольного пласта в канале. Газообразование в канале происходит за счет химического взаимодействия свободного и связанного кислорода с углеродом и термического разложения угля. Объем, состав и теплота сгорания получаемого газа зависят от состава подаваемого в скважины дутья (воздушное, паровоздушное, парокислородное), класса угля и его состава, а также от геологических и гидрогеологических условий залегания угольного пласта, его мощности и строения, а также притока подземных вод в зоны газификации [2]. Газификация угля — производство горючего (технологического) газа при неполном окислении органической массы угля — имеет давнюю историю с периодами бурного развития и спадами. Согласно истории первое сообщение о получении горючего газа из древесного угля сделал в 1609 г. Джон Ван Хельмонт из Брюсселя. Первый патент на способ газификации угля был выдан в 1788 г. Роберту Гарднеру. А в 1792 г. инженер Вильям Мэрдок, работавший у знаменитого изобретателя парового двигателя Джеймса Уатта, изготовил первый газификатор и начал использовать угольный газ для освещения. В 1807 г. в Лондоне, а в 1815 г. в Балтиморе (США) на улицах зажглись первые газовые фонари. Уже через 10–20 лет многие крупные города Европы и Америки имели газовое освещение. Но наивысшего расцвета технология газификации достигла к середине XX в. В 1925 г. только в США около 12 тыс. установок перерабатывали в газ до 25 млн. т угля в год [3]. Это был «золотой век» газификации угля.

Впервые идею о превращении угля под землей в искусственный горючий газ высказал заслуженный профессор Петербургского университета Д.И.Менделеев. В 1888 г. в журнале «Северный вестник» была напечатана его статья «Будущая сила, покоящаяся на берегах Донца». В ней выдающийся ученый-химик поставил вопрос о состоянии и перспективах развития каменноугольной промышленности Донбасса и выдвинул блестящую идею о подземной газификации угля. Эта идея разрабатывалась и в последующих трудах Д.И.Менделеева: в статье «Горючие материалы»; в работе «Основы фабрично-заводской промышленности», опубликованной в 1897 г.

Подробно схема подземной газификации угля и использования полученного газа была разработана Д.И.Менделеевым во время его уральской экспедиции 1899 г. Находясь в Кизиле, Д.И.Менделеев при обсуждении с уральскими промышленниками и горными инженерами вопроса о подземных пожарах каменноугольных пластов, очевидно, получил новые сведения об этом процессе. Размышляя над полученным материалом, ученый набрасывает технологическую схему подземной газификации. Д.И.Менделеев писал, что пожарами пластов «можно пользоваться, управляя ими и направляя дело так, чтобы горение происходило, как в генераторе, т.е. при малом доступе воздуха» (Собр. соч. — Т. 12. — С. 542). Он предлагает пробурить в пластах несколько отверстий, в часть из них вдувать воздух, из других откачивать газ, который затем можно «провести даже на далекие расстояния к печам». В дальнейшем генераторный газ можно использовать для генераторов пара, а также для двигателей внутреннего сгорания (которые ученый называет «взрывными машинами»), «а на них можно поставить динамомашин, а ими передавать силу на любое расстояние» (там же, С. 542).

Таким образом, в 1899 г. Д.И.Менделеев уже рассматривает вопрос о подземной газификации угля весьма широко — в сочетании с электрификацией промышленности и передачей электроэнергии на большие расстояния. Не забыта здесь и металлургия: «... Можно было бы этим способом сделать много промышленных, особенно металлургических дел» (Собр. соч. — Т. 12. — С. 542–543).

Мысль о преимуществах подземной газификации угля высказана и в книге «Учение о промышленности» (1900–1901 гг.): «Тогда можно будет пользоваться и тонкими пластами каменного угля, которые нельзя выгодно выработать нынешними способами ... чрез что можно избежать всей — почти каторжной — работы на каменноугольных коях, а получающийся газ распределять затем по трубам на желаемые расстояния... Весь так называемый Подмосковный (Тульской, Рязанской и Калужской губерний) бассейн каменных углей именно содержит такие каменные угли в изобилии» (Собр. соч. — Т. 20. — С. 359). Хотя осуществление на практике смелой идеи Менделеева означало возможность использования энергии угля, не извлекая его на поверхность, освобождение человечества от тяжелого и весьма опасного труда под землей, его передовые начинания в свое время не были

поддержаны. В 1912 г. известный английский химик У.Рамзай предложил проект подземной газификации угля, который был встречен соотечественниками также отрицательно. Воплощение идеи Д.И.Менделеева стало возможным в СССР. В 1928 г. приступили к научно-исследовательским работам по подземной газификации углей. Первые опытные работы по ПГУ были начаты в 1933 г. в Московском бассейне на Крутовском бурогольном месторождении, в Донбассе — с лисичанским каменным углем и в г. Шахты — с антрацитом. Первоначально конструкторы и исследователи пытались перенести в подземные условия технологию освоенного на практике процесса газификации в наземных газогенераторах. Считалось необходимым дробить уголь под землей, так как в наземных газогенераторах процесс газификации осуществлялся в слое угля.

Успех был достигнут в 1935 г. при реализации изобретения молодых тогда инженеров В.А.Матвеева, П.В.Скафы и Д.И.Филиппова, получившего название метода «потока». Сущность метода заключалась в организации процесса газификации в канале, образованном в пласте угля. При ПГУ методом «потока» не предусматривалась необходимость предварительного рыхления угля в пласте, т.е. газифицировался целик угля. На основе этого метода и проводились все последующие работы по ПГУ [2]. Разработку теоретических и инженерных основ ПГУ возглавил созданный в 1949 г. Институт ВНИИПодземгаз. Как следствие, в СССР в конце 1950-х гг. производилось около 35 млрд. м³ газа из угля [3]. В начале 60-х годов в СССР эксплуатировали пять опытно-промышленных станций «Подземгаз» (на бурых углях — Подмосковная и Шахтская в Мосбассе, Ангренская в Средней Азии; на каменных углях — Лисичанская в Донбассе, Южно-Абинская в Кузбассе). Главным результатом опытных и научно-исследовательских работ явились создание и практическая реализация бесшахтной подземной газификации углей в СССР. Фирма «Тексез Ютилитиз сервисез инкорпорейшн» (США) в 1975 г. купила лицензию на технологию подземной газификации угольных пластов [4]. В это время, несмотря на значительный прогресс в развитии ПГУ в СССР, количество станций подземной газификации было сокращено до двух (станции ПГУ на Ангренском месторождении и в Кузнецком бассейне). Опыт работы Ангренской и Южно-Абинской станций позволил выявить ряд преимуществ технологии окислительной газификации для разработки угольных запасов. Эти преимущества касаются экономического и социального аспектов, возможности вовлечения в эксплуатацию некондиционных и забалансовых запасов углей в сложных горно-геологических условиях.

Вместе с тем отдельные негативные особенности традиционной технологии ПГУ того времени обусловили замедленный темп ее промышленной реализации. Среди этих особенностей следует отметить следующие [2]:

- недостаточные стабильность и устойчивость процесса;
- большая его инерционность;
- невысокая теплота сгорания получаемого газа (до 4 МДж/м³);
- невысокий КПД газификации (50–60 %);
- большое количество эксплуатационных скважин;
- недостаточная экологическая обеспеченность технологии.

Следует отметить также, что в СССР в условиях плановой экономики в течение длительного времени искусственно поддерживалась заниженная цена природного газа, которая, в конечном итоге, сделала неэкономичной газификацию твердого топлива [5]. К сожалению, приходится констатировать, что, несмотря на пионерскую роль СССР в развитии ПГУ в мире, в 1995 г. вместе с массовым закрытием некоторых угольных шахт в Кузбассе были прекращены работы и на Южно-Абинской станции «Подземгаз». Это объясняется прежде всего открытием во второй половине XX столетия и в первом десятилетии XXI в. больших запасов дешевых нефти и природного газа (например, месторождения Каспийского шельфа). В строй вступили мощные разрезы. Большинство станций подземной газификации не достигло проектных мощностей. Это заметно повысило себестоимость газа ПГУ. В результате действующие станции оказались нерентабельными. Что интересно отметить, в эти годы принципиально иная ситуация сложилась в большинстве зарубежных государств. Там были развернуты масштабные НИОКР по созданию устройств эффективной газификации углей.

Социально-экономические и экологические преимущества наземной и подземной газификации угля

Наземная газификация в настоящее время находит достаточно широкое применение в технологии IGCC (интеграция комбинированного энергетического цикла и газификации угля). В Европе (Нидерландах) действует крупнейшая в мире установка IGCC на каменных углях мощностью

253 МВт; установка IGCC строится в ФРГ (на буром угле); в США имеются различные проекты IGCC, часть которых реализована в различном масштабе, часть еще на стадии разработки; в Японии имеются действующие установки (120 МВт) и продолжаются работы по совершенствованию этой технологии с целью достижения КПД энергетического терминала свыше 43 %.

Основные особенности и преимущества технологии IGCC: увеличение КПД производства электроэнергии, снижение ее себестоимости и капитальных затрат (за счет модульности конструкций); снижение выбросов в окружающую среду окислов серы (на 99 %), азота (на 40 %) и твердых частиц по сравнению с угольной электростанцией, варианты компоновки конструкций удобны для реконструкций уже существующих электростанций [1].

В технологии IGCC применяются процессы газификации угля второго поколения (Шелл, Тексако и др.), в основе которых лежит применение высоких температур и высоких давлений, что, с одной стороны, интенсифицировало процесс газификации, с другой — увеличило сложность сооружения и эксплуатации установок, а также приготовления угля.

Использование газа подземной газификации угля для производства электроэнергии на электростанции имеет те же преимущества, что и технология IGCC: процесс имеет модульный характер и его можно расширять поэтапно, выбросы окислов серы практически исключены, а окислов азота снижаются на 75 %. При ведении процесса под высоким давлением и применении газа ПГУ в комбинированном парогазовом цикле значительно увеличивается КПД получения электроэнергии. Кроме того, использование газа ПГУ в газозлектрических комплексах имеет преимущества и перед наземной газификацией: меньшие капитальные и эксплуатационные затраты, более простое управление процессом газификации, мощность газогенераторов может варьироваться в любых необходимых пределах в очень короткие сроки, процесс осуществляется в подземных условиях, что исключает загрязнение земной поверхности за счет добычи, транспорта, складирования, приготовления угля, золоотвалов [1].

В работе [6] обобщен длительный опыт эксплуатации Ангренской (Ташкентская область, Узбекистан) и Южно-Абинской (Кузбасс, Россия) станций «Подземгаз», позволивший выявить ряд преимуществ, касающихся экономического, социального и экологического аспектов ПГУ. Поскольку в стоимости синтетических газообразных и жидких продуктов существенную долю составляет стоимость исходного сырья, ясно, что при использовании для этой цели дешевого способа газификации угля на месте его залегания экономические показатели окажутся особенно благоприятными. В этой связи метод ПГУ ведет к снижению капиталоемкости и трудоемкости работ, повышению фондоотдачи и рентабельности производства синтетических энергоносителей и химических продуктов. Производительность труда повышается в 3–5 раз по сравнению с традиционной теплоэнергетикой. Метод получения энергии угля на месте его залегания в 3–4 раза эффективнее добычи угля на шахтах, а себестоимость 1 т у. т. производимого энергоресурса в 1,5–2 раза ниже, чем при подземной угледобыче.

Термохимическая энергетика на основе ПГУ позволяет: существенно расширить ресурсные возможности страны за счет более полного извлечения энергии угля путем его облагораживания подземной газификацией; реконструировать доменные производства в экологически чистую порошковую металлургию; сократить затраты на единицу выпускаемой продукции; повысить производительность и культуру труда, улучшить санитарно-гигиенические условия на предприятиях; перейти к новым сырьевым источникам получения моторных топлив, заменителя природного газа, водорода и других химических продуктов.

Автором статьи [7] излагаются основные данные по капитальным затратам на строительство предприятий ПГУ различной тепловой мощности (от 50 до 2300 МВт). При этом в качестве основного расчетного инструмента использован пакет компьютерных моделей. За основу горно-геологических условий угольного месторождения приняты следующие параметры: каменноугольный пласт мощностью 4 м, угол залегания 56°; глубина залегания 300 м, теплота сгорания (низшая на рабочую массу) — 28,5 МДж/кг (6200 ккал/кг). Процесс ПГУ ведется на воздушном дутье, теплота сгорания получаемого газа (низшая) — 4,2 МДж/м³ (1000 ккал/м³).

Обобщение результатов расчетов для пяти предприятий ПГУ различной мощности показало, что при росте годовой производительности предприятия в 50 раз удельные капитальные затраты, отнесенные к этой производительности, снижаются в 2,4 раза. Капитальные затраты в основное оборудование, связанное с подготовкой газогенераторов и непосредственно газификацией угля, составляют 8–11 %.

Установлено, что доля удельных капитальных затрат на строительство поверхностного комплекса снижается с 92 до 51 % при росте мощности предприятия от 350 до 17 520 млн. м³. Это связано с тем, что увеличение стоимости наземных зданий и коммуникаций происходит не прямо-пропорционально повышению мощности предприятия ПГУ. Причем наиболее резкое снижение удельных капитальных затрат и себестоимости газа ПГУ происходит в интервале мощностей до 4–4,5 млрд. м³/год. Дальнейший рост производительности предприятия ПГУ (вплоть до 17,5 млрд. м³/год) мало сказывается на величине удельных капитальных затрат. Как показали расчетные данные по требуемым инвестициям в строительство предприятий ПГУ различной тепловой мощности, оптимальной мощностью следует считать 400–500 МВт (ежегодное выгазовывание угля составляет 400–500 тыс. т у.т.) [7].

Экологические преимущества подземной газификации углей перед традиционными методами разработки угольных месторождений заключаются главным образом, с одной стороны, в экологической чистоте газа подземной газификации как топлива, а с другой — в самой незначительной степени воздействия данной технологии на природный ландшафт, которая не идет ни в какое сравнение, например, с разрушительным воздействием на окружающую среду такого широко применяющегося в Экибастузском месторождении метода добычи угля, как открытая разработка угольных пластов. Большое значение имеют и другие экологические преимущества подземной газификации углей в сравнении с традиционными методами разработки угольных месторождений. Характер и размеры ущерба, наносимого природным ландшафтам деятельностью угледобывающих предприятий, свидетельствуют об острой необходимости принятия строгих мер по регламентированию этой деятельности. Так, под воздействием подземной добычи угля происходит сдвигание поверхности земли над горными работами, которые, в свою очередь, вызывают образование провалов, заболачивание подработанной поверхности земли, нарушение естественного равновесия в растительном и животном мире, дефекты зданий, сооружений, дорог. Кроме того, существенные нарушения природного ландшафта связаны с возведением природных отвалов различных форм и размеров; со строительством карьеров и добычей из них закладочных и инертных материалов для профилактики самовозгорания; со строительством транспортных магистралей для отправки товарного угля, для перевозки пустой породы от породного комплекса шахты и обогатительной фабрики, для транспортировки от карьеров до шахт закладочных материалов и инертных материалов до породных отвалов и т.п. При открытой разработке угольных месторождений, несущей катастрофические для земной поверхности последствия, имеет место также загрязнение окружающей среды угольной и породной пылью за счет производства взрывных работ, выделения пыли из ковшей экскаваторов, породных отвалов, автомашин, доставляющих уголь на угольный склад и породу в отвалы. Особо отметим, что метод ПГУ позволяет не нарушать растительный слой, и после окончания газификации угольного пласта наземный участок может быть без какой-либо рекультивации передан для сельскохозяйственного употребления. Иными словами, охрана земной поверхности, рациональное использование почвы и сохранность ландшафта предусмотрены самой сущностью технологии ПГУ [8–11]. С вопросами экологии тесно смыкаются и социальные преимущества подземной газификации углей. Социальные последствия использования технологии ПГУ выражаются в изменении места и роли человека в процессе извлечения топлива из недр, а также содержания и характера его труда. Важнейший аспект социальной проблемы — ликвидация опасного для жизни и здоровья работающих подземного труда. Кроме того, несмотря на высокий уровень механизации работ при подземном способе разработки угольных месторождений, известно, что некоторые процессы до настоящего времени трудно поддаются механизации. Это, в частности, работы, связанные с креплением горных выработок, настилкой рельсовых путей, погрузкой и разгрузкой и т.п. При подземной газификации угольных пластов характер труда работающего значительно изменяется. Практически все процессы технологии подземной газификации углей легко поддаются механизации либо автоматизированы. Вероятность несчастных случаев либо возникновения профессиональных заболеваний при подземной газификации углей несравненно ниже, чем при традиционных способах добычи угля. Важным социальным преимуществом ПГУ является и психологический фактор, действие которого, однако, трудно измерить количественно, так как он выражается в улучшении морального и физического состояния человека.

Таким образом, сопоставление метода подземной газификации углей с традиционными способами разработки угольных месторождений в экологическом аспекте однозначно указывает на значительные экологические преимущества подземной газификации углей. Приведенные данные позволяют утверждать, что развитие подземной газификации углей в Казахстане с экологической точки зрения чрезвычайно актуально. Кроме того, очевидной является и высокая социальная значимость данного метода разработки угольных месторождений.

*Технико-экономическая оценка перспектив развития
подземной газификации углей в Казахстане*

На сегодняшний день на угледобывающих предприятиях Казахстана особое внимание должно быть уделено внедрению систем управления качеством и окружающей средой в соответствии со стандартами ИСО (ISO) серии 9000 и 14000. Внедрение чистых инновационных угольных технологий благоприятно повлияет на социальные факторы: минимизируются выбросы в окружающую среду;кратно снизится стоимость вырабатываемого тепла и электроэнергии; улучшатся жизненные условия населения республики. В этой связи необходимо расширить объем НИР и опытных работ по разработке и совершенствованию технологии ПГУ прежде всего применительно к горно-геологическим и экологическим условиям Карагандинского угольного бассейна. По данным АО «Азимут Энерджи Сервисез» для этой цели в Карагандинской области могут быть использованы следующие объекты Карагандинского бассейна: пласты K_1 – K_2 на Промышленном и Саранском участках; бурые угли Дубовского и Кумысрудского месторождений; Самарское и Завьяловское месторождения; Нуринское месторождение — пласт K_1 и семь пластов Ашлярикской свиты и др. Специалистами в качестве промышленного объекта для реализации проекта ПГУ предлагается Талдыкудукский участок Карагандинского бассейна, представляющий собой сложную структуру с интенсивной пликативной и дизъюнктивной тектоникой. Угленосность Талдыкудукского участка приурочена к отложениям карагандинской свиты и является самой высокой в бассейне. В разрезе свиты находятся 25 угольных пластов, из них 14 отнесены к средним и мощным и 11 — к тонким. Общие запасы угля, включая предполагаемые, составляют 1803 млн. т. Суммарные ресурсы метана во всей угленосной толще Талдыкудукского участка составляют 69,6 млрд. кубометров, из них в угольных пластах — 28,2 млрд. кубометров. Следовательно, в условиях Карагандинского бассейна возможна организация принципиально новой технологии подземной газификации углей. Такая технология могла бы, например, реализовываться в форме химико-энергетического комплекса, включающего два вида коопераций технологических процессов: химическую и энергетическую. Химическая кооперация (рис. 1) позволит получать из смолы и газа ПГУ сырье для синтеза органических продуктов, а при необходимости и конечные продукты: сажу, полимеры, мономеры, поверхностно-активные вещества (ПАВ), красители, растворители для лаков и красок, искусственное жидкое топливо (ИЖТ). Глубокая очистка сточных вод позволит использовать обезвреженную воду в циклах охлаждения аппаратуры и для конверсии H_2S и CO из газа ПГУ. Энергетическая кооперация (рис. 2) представляет собой экономически оправданное и экологически безопасное использование водорода и окиси углерода, полученных конверсией парогазовой смеси, производимой при подземной газификации углей: в черной металлургии сокращение расхода кокса в доменной печи при выплавке чугуна; в энергетике — сжигание газа конверсии в котлах тепловых электростанций; на автотранспорте — выделение водорода и его использование для двигателей внутреннего сгорания; в коммунальном хозяйстве — централизованное теплоснабжение и бытовые нужды; в синтезе ИЖТ — использование химического потенциала газа конверсии парогазовой смеси подземного газогенератора. Такой химико-энергетический комплекс на основе современной технологии ПГУ при его создании в Караганде может обеспечить дальнейшее развитие металлургии, энергетики, коммунального хозяйства, химических производств. Помимо крупномасштабной кооперации различных производств в форме описанного химико-энергетического комплекса, возможна организация химической переработки продуктов ПГУ на базе отдельной станции подземной газификации углей. При анализе запасов углей Экибастузского бассейна на предмет возможности и целесообразности разработки их методом ПГУ выявлено, что применение данной технологии целесообразно для отработки пласта № 4 Экибастузского месторождения. Общие запасы угля по данному пласту составляют 1488 млн. т, зольность угля 49,2 %, теплота сгорания угля 3420 ккал/кубометр. Технологическая схема и способ газификации пласта № 4 позволяют получить на воздушном дутье из мощного высокозольного угольного пласта горючий газ, который можно использовать на Экибастузской ГРЭС для выработки электрической и тепловой энергии. Предложенный специалистами способ предусматривает последовательное выгазовывание угольного пласта камерами. В настоящее время на Павлодарском алюминиевом заводе внедряется газогенераторная станция для производства газа из шубаркольского угля на основе паровоздушного или парокислородного дутья. Акиматом Ақмолинской области прорабатывается вопрос газификации углей Сарыадырского месторождения с корпорацией «ОН-ОЛЖА». Кроме того, АО «Банк ТуранАлем» (БТА) недавно заявило о готовности финансировать проект ПГУ на Нижне-Илийском бурогольном месторождении, расположенном на территории заповедников и заказников в Куртинском и Балхашском районах Алматинской области.

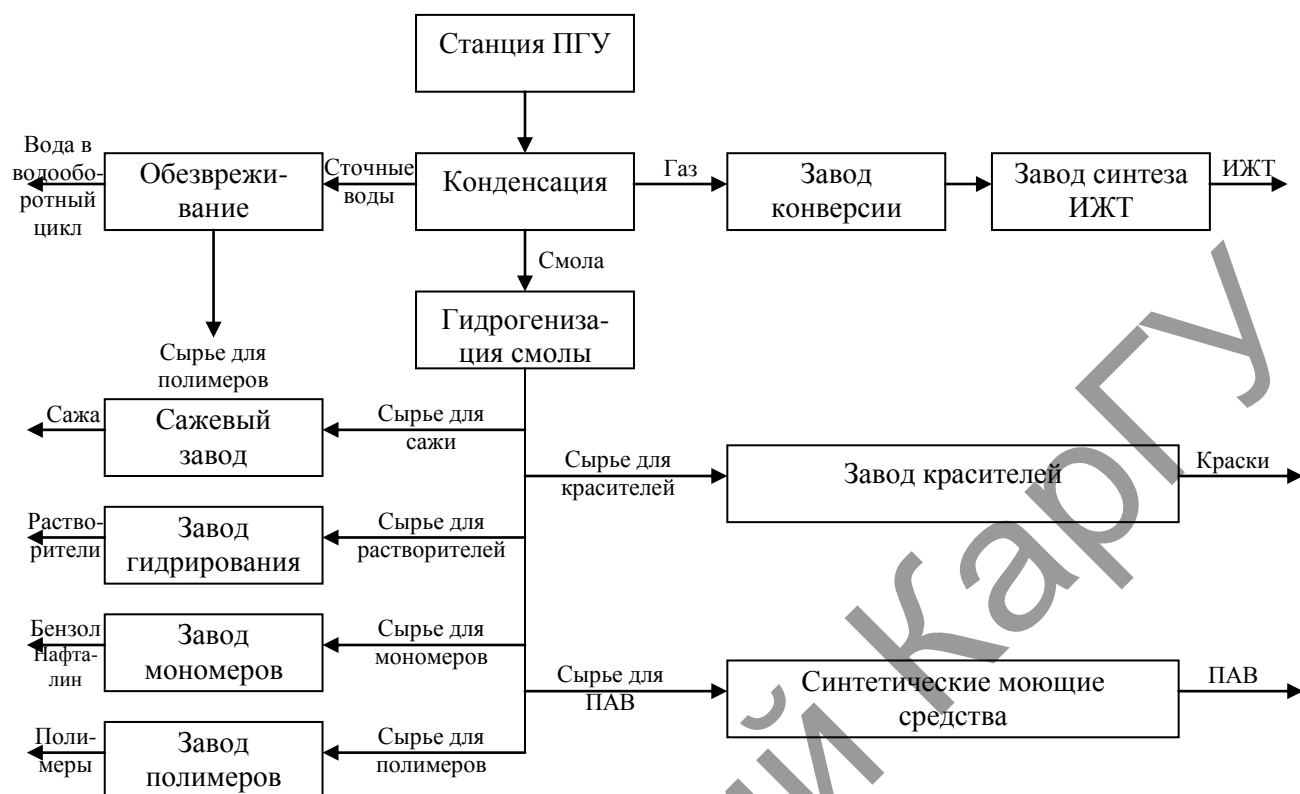


Рис. 1. Химическая кооперация технологических процессов по переработке продуктов ПГУ [12]

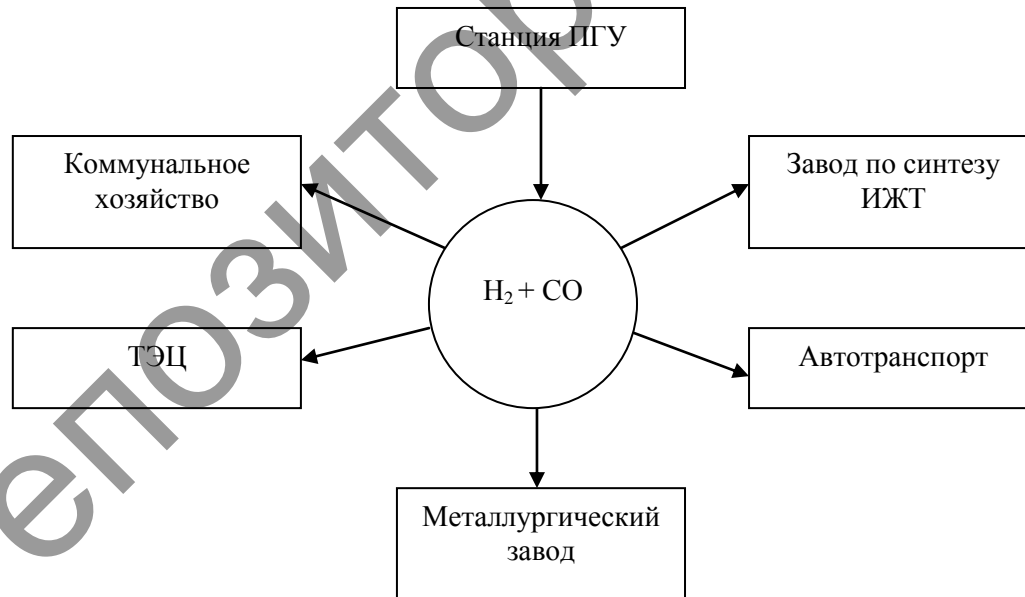


Рис. 2. Энергетическая кооперация технологических процессов по переработке продуктов ПГУ [12]

Запасы угля Нижне-Илийского месторождения могут достигать 10 млрд. т. Несмотря на столь большую оценку запасов, данное месторождение до сих пор не разрабатывалось вследствие высоких капитальных затрат, требующихся для освоения. Традиционная разработка данного месторождения связана с проблемой перераспределения стока главной составляющей водного баланса Или-Балхашской системы и строительством многочисленных гидротехнических сооружений, регулирующих мощность и направления стока по протокам реки Или. Местонахождение месторождения в водоносных горизонтах диктует необходимость интенсивной и высокопроизводительной откачки подземных

вод, что может привести к образованию обширной депрессионной воронки, занимающей почти всю площадь существующей Илийской дельты. Изменение водного режима повлечет за собой существенные изменения всей биологической жизни: почвы района будут опустыниваться, а дальнейшее их высыхание приведет к полному уничтожению растительного покрова.

В сложившихся условиях БТА готов рассмотреть возможность изучения Нижне-Илийского месторождения на предмет осуществления проекта ПГУ. Пока данный проект находится в стадии изучения, говорить о каких-либо конкретных сроках начала его реализации рано. Позже для практического внедрения данного проекта будет приглашен технический проектировщик.

Особо важно подчеркнуть то, что окончательное решение о пригодности какого-либо месторождения или конкретного участка для применения там метода ПГУ можно принять лишь после доработки месторождения и получения ряда дополнительных сведений, в частности, гидрогеологического характера.

Перспективы развития метода подземной газификации углей за рубежом

В перспективе мировой экономике необходим непрерывно возрастающий источник энергии, по возможности подобный нефти, но отличающийся от нее получением во все возрастающем объеме. Этот вид топлива при современном технологическом уровне его использования должен удовлетворять жестким требованиям стандартов по охране окружающей среды, а в стоимостном выражении должен быть более конкурентоспособным по сравнению с другими видами топлива. Практически всем указанным требованиям отвечает только уголь.

Осознание такой значительной роли угля в экономике будущего привело к тому, что в последнее время практически во всех угледобывающих странах мира, включая такие крупнейшие угледобывающие государства, как США, КНР, ФРГ и др., проявляется повышенный интерес к подземной газификации углей. Поэтому целесообразным представляется сопоставление перспектив развития ПГУ в Казахстане с возможностями развития этой технологии разработки угольных месторождений за рубежом.

Интересно отметить, что первые установки газификации угля появились в Западной Европе в 1930–1950 гг., в основном для производства синтез-газа ($\text{CO} + \text{H}_2$) как исходного сырья при получении аммиака, метанола, моторных топлив.

Сегодня в Западной Европе, США, Южно-Африканской Республике есть уже несколько освоенных технологий газификации угля на паровоздушном и парокислородном дутье. Среди них можно выделить три основополагающие схемы:

- а) «Лурги» — газификация в стационарном слое;
- б) «Винклер» — газификация в кипящем слое;
- в) «Копперс-Тотцек» — газификация в потоке пылевидного угля.

Специалисты часто называют их первым поколением процессов газификации.

Процессы второго поколения характеризуются тем, что газификация проводится под давлением, и почти все они осуществляются в кипящем слое и многоступенчато. Применение давления и кипящего слоя позволяет организовать высокопроизводительный процесс, уменьшает габариты оборудования и приводит к более интенсивному образованию метана. Это важно при получении высококалорийного газа, облегчает дальнейшую его обработку без дополнительной компрессии, в результате чего снижаются капиталовложения. В то же время применение давления требует специальных приспособлений для подачи угля в газогенератор и удаления золы.

Третье поколение процессов газификации имеет те же отличительные признаки, что и второе, но, кроме того, при этом используется катализатор или технологическое тепло высокотемпературных атомных реакторов.

Газификация мелкозернистого топлива в стационарном слое под давлением (процесс Лурги). Этот метод нашел промышленное развитие с целью получения высококалорийного и технологического газов (смесь окиси углерода и водорода) для химических синтезов в Англии, ФРГ, ЮАР, Австралии. Газификации подвергаются угли класса 3–40 мм или брикеты.

Газификация угольной пыли в газогенераторах Копперса-Тотцека. По этому методу газифицируют пылевидные каменные и бурые угли или тяжелые нефтяные остатки. Дутье — парокислородная или паровоздушная смесь. По методу Копперса-Тотцека работает 16 заводов в Японии, ФРГ, Греции. Получаемый газ используется как технологический. Этот метод газификации обладает высокой производительностью, однако имеет недостатки: пылеприготовление является дорогостоящей операцией, кроме того, значительное количество пыли и золы уносится с газом.

Газификация мелкозернистого топлива в кипящем слое при атмосферном давлении (метод Винклера). По этому методу работают заводы в ФРГ, Испании, КНР, Японии. Исследовательские работы проводятся в Англии и Австралии.

Газификации подвергаются угли класса 0–3 или 0–5 мм. Дутье (парокислородная или паровоздушная смесь) подводится в двух местах: в дутьевую камеру, расположенную под колосниковой решеткой (первичное дутье), и непосредственно в шахту газогенератора (вторичное дутье). Температура газификации 900–1000 °С.

Теоретические и экспериментальные исследования показывают, что создание высокопроизводительного газогенератора может быть обеспечено повышением температуры, применением мелкозернистого (пылевидного) топлива с развитой реакционной поверхностью и увеличением давления. Поэтому в разных странах (ФРГ, США и др.) проводятся значительные исследования по модернизации уже освоенных в промышленности методов и разработке новых. Работы ведутся по всем направлениям: научно-исследовательские, проектно-конструкторские и опытно-промышленные. Так, например, фирма «Битьюминес Коул Рисч» (США) провела технологическую и экономическую оценку более 60 процессов газификации, как реализованных, так и предложенных в США и других странах. Как перспективные были отобраны процессы Хайгэс, Консол, Би-Гэс, Синтейн, Хайдрейн, Когэс, Коулкон, Текаско [13].

Несколько западноевропейских стран (ФРГ, Бельгия, Франция, Великобритания, Испания и др.) объединились в рамках Европейского содружества для решения проблемы подземной газификации глубокозалегающих (около 1000 м) угольных пластов. Уже проведены первые (не совсем удачные) эксперименты в г. Тулене (Бельгия) на глубине 850 м. В настоящее время проводятся опыты по ПГУ на глубине 500 м в Северной Испании [14].

Сегодня есть все основания возобновить практические работы в России по ПГУ и тем самым, с одной стороны, повысить долю угля в топливно-энергетическом балансе страны, а с другой — усилить экологическую и энергетическую безопасность страны.

По мнению специалистов [1], сырьевая база для ПГУ в России оценивается в 45 млрд. т балансовых запасов угля, из них порядка 7 млрд. т — в регионах, где имеются дефицит энергии и потенциальные потребители газа ПГУ. К таким регионам относятся: Приморский край, Хабаровский край, о. Сахалин, Читинская область, Бурятия, Иркутская область, Красноярский край, Кузбасс, Подмосковский бассейн, Восточный Донбасс.

В этих регионах, где залегают пласты бурого и каменного угля на различных глубинах, от полового до крутого падения, определены конкретные месторождения и участки, пригодные для ПГУ по разработанным критериям выбора, что позволяет рассмотреть различные варианты создания газозлектрических комплексов на основе газа ПГУ. Кроме того, большой резерв находится в забалансовых и слаборазведанных запасах угля практически во всех угольных регионах, что увеличивает сырьевую базу в 2–3 раза.

В угольной промышленности Украины крупной сырьевой базой для развития подземной газификации угля может стать Днепровский буроугольный бассейн. Буроугольные месторождения расположены на территории семи областей Украины: Житомирской, Винницкой, Киевской, Черкасской, Кировоградской, Днепропетровской и Запорожской. В бассейне имеются большие запасы бурого угля с благоприятными геологическими условиями залегания и крупные потребители искусственного газа. Общая площадь бассейна равна 100 тыс. км². Угленосная зона распространена с северо-запада на юго-восток на 680 км при средней ширине 150 км.

На указанной территории разведано более 87 месторождений с геологическими запасами около 3 млрд. т. Мощность угольных пластов достигает 25 м, средняя — 3–4 м. Гидрогеологические условия благоприятные.

Технико-экономическая целесообразность строительства станций «Подземгаз» в Днепровском буроугольном бассейне не вызывает сомнения. При этом способе извлечения энергии угля балласт (вода и зола), составляющий 75 % массы, остается в недрах, а потребитель получает обогащенное газообразное топливо.

Как считают специалисты [15], на территории бассейна можно построить до 20 станций подземной газификации угля с годовой производственной мощностью 45 млрд. м³ газа (при теплоте сгорания 8,4 МДж/м³), что соответствует добыче 20 млн. т угля в год. В юго-восточной части Днепровского бассейна может быть сооружено несколько станций. В частности, в Днепропетровской области методом ПГУ может разрабатываться Синельниковское буроугольное месторождение, запасы угля

которого превышают 243 млн. т. Пласт мощностью 3,8–5,8 м залегает на глубине 80–120 м. Потребителями газа могут быть Приднепровская ГРЭС, расположенная в 20 км от месторождения, предприятия Днепропетровска, Синельниково и др. На Новоалександровском месторождении с запасами угля 224 млн. т можно построить станцию «Подземгаз» в комплексе с тепловой электростанцией. Глубина залегания пласта 100 м, мощность 4,6–5,8 м.

Верхнеднепровское месторождение с запасами угля 160 млн. т занимает высокопродуктивные сельскохозяйственные угодья площадью более 3 тыс. га. Средняя глубина залегания пласта 74 м, мощность 4 м. Освоение месторождения методом подземной газификации позволит сохранить земельные ресурсы при минимальных затратах на природоохранные мероприятия. Потребителями газа могут быть предприятия Днепродзержинска или ТЭС в комплексе со станцией «Подземгаз». Анновское и Пичугинское месторождения (запасы угля более 113 млн. т) могут обеспечивать газом работающую ТЭС или предприятия Кривого Рога. Глубина залегания пласта 80 м, средняя его мощность 3,1 м.

На территории Запорожской области расположено Ореховское месторождение с запасами угля более 30 млн. т. Угольный пласт средней мощностью 5,4 м залегает на глубине 100 м. Станция «Подземгаз» может быть сооружена в комплексе с ТЭС или снабжать газом предприятия Запорожья.

В Кировоградской области могут быть построены станции подземной газификации на Морозовском, Верболозовском, Бандуровском, Мироновском, Косовском, Константиновском, Золотаревском, Новомиргородском месторождениях и участках бурого угля. В области сосредоточено 48 % запасов угля бассейна. Глубина залегания пласта 90 м, мощность 3,2–5,6 м.

Северо-западная часть Днепровского бассейна (Житомирская, Киевская, Черкасская области и западная часть Кировоградской) представляет собой густонаселенный сельскохозяйственный район. Потребителями газа в этом районе могут быть предприятия по переработке сельскохозяйственной продукции, размещенные в городах и в сельской местности, или ТЭС, сооруженные в комплексе со станциями «Подземгаз» [15].

В целом, обобщая сказанное выше, можно отметить, что созданные научные и инженерные основы традиционной технологии ПГУ являются надежной базой для ее дальнейшего совершенствования с целью повышения управляемости и качества получаемого газа, обеспечения экологической чистоты и повышения экономической эффективности предприятия ПГУ. Новые же разработки в технологии ПГУ позволяют вернуться к вопросу о возможности и перспективе использования газа ПГУ для создания газозлектрических комплексов. Оживление экспериментальных и промышленных работ в мире по проблеме ПГУ (Китай, Австралия, США, Великобритания и др.) свидетельствует о технике-экономической, экологической, энергетической и социальной эффективности превращения угля на месте его залегания в газообразный энергоноситель с последующим его использованием при минимуме экологических ущербов.

References

1. Ruban A.D., Kuznetsov A.D., Kapralov V.K. Conversion of coal on a place of extraction with reception of electric energy // Coal. — 1999. — № 5. — P. 45–55.
2. Kreytin Ye.V. Once again about resuscitation of underground gasification of coal in Russia // Coal. — 2006. — № 7. — P. 58–59.
3. Islamov S.R., Kochetkov V.N., Stepanov S.G. Coal gasification: the past and the future // Coal. — 2006. — № 8. — P. 69–71.
4. Kolokolov O.V., Tabachenko N.M. Condition and prospect of underground gasification of coal // Coal of Ukraine. — 1998. — № 2. — P. 2–4.
5. Arens V.Zh., Vertman A.A., Shchadov M.I. The use of mini-TES system for gasification of firm fuel // The Mining industry. — 2009. — № 3 (85). — P. 10–13.
6. Kolokolov O.V., Tabachenko N.M. Ecologisation of technology of extraction, processing and coal use // Coal. — 1992. — № 3. — P. 40–42.
7. Kreytin Ye.V. Underground gasification of coal layers and demanded investments on its realisation // Coal. — 2003. — № 10. — P. 52–53.
8. Karenov R.S. Underground gasification as nonconventional technology of working out of coal layers // The Bulletin of NAS RK. — 2006. — № 2. — P. 27–32.
9. Petrenko Ye.V., Sapytkov I.M. Underground gasification as progressive technology of use of coal // Coal. — 1988. — № 2. — P. 15–17.
10. Kreytin Ye.V. Coal is the basic organic fuel of the XXI-st century: non-polluting coal technologies // Coal. — 2003. — № 5. — P. 45–48.

11. *Kreynin Ye.V.* Ecological advantages of underground gasification of coal // *Coal*. — 2007. — № 2. — P. 61–63.
12. *Myasnikov A.A., Lazarenko S.N.* Prospect of development of underground gasification of coals in Kuznetsk pool. — Novosibirsk: the Science. The Siberian branch, 1991. — 87 p.
13. *Krichko A.A., Chernenkov I.I., Ageyeva T.V.* Gasification of coal is an effective method of protection of environment // *Coal*. — 1990. — № 2. — P. 7–10.
14. *Kreynin Ye.V.* Condition and prospects of underground gasification of coals // *Coal*. — 1991. — № 6. — P. 11–14.
15. *Kolokolov O.V., Tabachenko N.M.* Potential of the coal industry of Ukraine // *Coal of Ukraine*. — 1991. — № 12. — P. 3–7.

УДК 546:19

Мышьяксодержащие отходы: анализ, решение проблем и перспективы практического использования

Arsenic-containing wastes: analysis, solution of problems and perspectives of practical application

Омаров Х.Б.

Кагандинский государственный университет им. Е.А.Букетова (e-mail: omarov_hb@ksu.kz)

Қазіргі кездегі мышьяқты залалсыздандырудың бағалануы келтірілген. Мышьяк негізінен әр түрлі металдардың арсенаттары түрінде өндіріс айналымынан шығатыны анықталған. Оның мыс өндірісінің технологиялық ерітінділерінен экологиялық қауіпсіз формаларын алу негізделген. Мысэлектролитті өндірісінің өңделген ерітінділерінің қайта өңдеу технологиясын жақсарту бағыты келтірілген. Парциалды қысым мен Е-рН диаграмма негізінде мышьяк қатысында күрделі жүйелердің термодинамикалық әдістері қолданылған. Сондай-ақ мышьяққұрамдас қосылыстардың қолдану аймақтары көрсетілген: мышьяк негізіндегі антисептиктер және теңіз кемелері мен құрылыстар қаптамаларының бетінде тот басуға қарсы қасиеттерін арттыру.

Evaluation of modern state on neutralization of arsenic was carried on. It was established that mainly arsenic is removed from the enterprises products in the form of various metals arsenates. Ecologically safe forms of its removal from technological solutions of copper production were substantiated. Actual directions of improving the technologies of reprocessing of used solutions of copper-electrolyte production were given. Thermodynamic methods of analysis of complex systems with the participation of arsenic on the basis of diagrams of partial pressures and E-pH diagrams were used. The fields of application of arsenic-containing compounds were shown. These were obtaining antiseptics and antigrowing coatings for vessels and constructions on the basis of arsenic.

Из анализа существующих в настоящее время способов очистки сбросных растворов сточных вод от мышьяка следует, что в практике наибольшее применение находят методы осаждения, соосаждения и сорбции. В состав образующихся при этом шламов мышьяк может входить в виде арсенатов и арсенитов щелочноземельных или тяжелых металлов, в виде твердых растворов арсената в фосфате кальция, а также в виде арсенатов и арсенитов, соосажденных с оксигидратными и карбонатными осадками или поглощенными поверхностью различных сорбентов. Реже мышьяк в шламах представлен трехокисью или трисульфидом.

Как правило, содержание мышьяка в отходах, образующихся в процессе очистки сточных вод и мокрой очистки газов, не превышает 7–10 %. Переработка этих объектов с целью утилизации мышьяка экономически нецелесообразна. Единственным способом удаления их является захоронение.

С целью определения надежности захоронения, а также последствий попадания шламов в очищенные, условно чистые и ливневые воды была изучена растворимость известково-мышьяковых шламов [1]. Исследовалось поведение мышьяка при контактировании шламов (табл.), содержащих в качестве основных компонентов сульфат, карбонат и свободную окись кальция, с растворами, соответствующими составу дождевых и очищенных сточных вод в интервале рН 5–9. Оказалось, что степень вымывания мышьяка понижается с повышением содержания свободной окиси кальция в шламе и с уменьшением минерализации раствора.